

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Produção híbrida de eletricidade, em sistemas
com base em energia renovável: fotovoltaica e
eólica**

Carlos Alberto da Cruz Melo

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

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Coorientador: Eng.º Tiago Martins da Costa

Setembro de 2020

Resumo

O Sistema Elétrico de Energia (SEE) foi organizado de uma forma hierarquizada, ou seja, considerou-se que a totalidade da energia elétrica era produzida em centrais de grande potência, geralmente centrais térmicas ou hídricas. Estas, por norma, encontravam-se localizadas bastante longe dos centros de consumo, implicando, consequentemente, grandes perdas de potência ativa. Assim sendo, os fluxos energéticos apresentavam um carácter unidirecional: fluíam pela rede de transporte e eram distribuídos pela rede de distribuição até chegarem aos consumidores finais.

Paralelamente com a crescente preocupação ambiental, visou-se incentivar a integração de Produção Distribuída (PD) de índole renovável no SEE reduzindo, assim, a dependência de combustíveis fósseis.

A PD consiste na produção de energia elétrica próxima dos consumidores, sendo que, atualmente, baseia-se fundamentalmente em fontes de energia renovável, nomeadamente, o vento e o sol. Todavia, a exploração independente destes dois recursos apresenta uma grande desvantagem: a impossibilidade de produzir continuamente energia elétrica devido ao seu carácter intermitente.

Com efeito, tendo em vista a superação daquela forte limitação, com o desenvolvimento desta Dissertação, procurar-se-á indagar da viabilidade técnico-económica da conceção de Sistemas Híbridos de Energia (SHE) capazes de gerir, numa lógica de complementaridade, a velocidade do vento e a irradiância solar.

A principal utilização desta topologia - e onde os desenvolvimentos de conceção e otimização são mais notáveis - verifica-se em modo de funcionamento isolado da rede elétrica. Porém, o objeto do presente estudo incidirá num SHE constituído por painéis fotovoltaicos e aerogeradores interligados à rede elétrica de modo a transformar a estocasticidade da energia primária em energia elétrica com padrão determinístico.

Abstract

Power Systems were organized in a hierarchical manner because it was considered that all the electric energy was produced in high-power plants, usually thermal or water plants. These, as a rule, were located quite far from the consumption centers, which resulted in large losses of active power. Therefore, energy flows were unidirectional as they flowed through the transmission network and were distributed through the distribution network until they reached final consumers.

Along with growing environmental concern, the aim was to encourage the integration of distributed renewable production, thus reducing dependence on fossil fuels.

Distributed Generation consists of the production of electricity close to consumers and is currently based primarily on renewable energy sources. Of all the electricity production technologies, the most exploited are wind farms and photovoltaic plants, where the conversion of energy from wind and sun into electricity takes place. However, the independent exploitation of these two resources presents a major disadvantage: the impossibility of continuously producing electrical energy due to its intermittent character.

Therefore, in order to overcome this strong limitation, with the development of this Dissertation, an attempt will be made to investigate the technical and economic viability of the design of hybrid power plants capable of managing, in a logic of complementarity, wind speed and solar irradiance.

The main use of this topology - and where the developments in design and optimization are remarkable - is verified in the isolated operating mode of the electrical network. However, this study will focus on a hybrid power plant, with controllable power, consisting of photovoltaic panels, wind turbines and energy storage systems interconnected to the electrical grid in order to transform the stochasticity of primary energy into electrical energy with deterministic pattern.

Agradecimentos

Uma Dissertação de Mestrado não é apenas o resultado de muitas horas de trabalho. É o culminar de um trajeto que se revelou bastante exigente mas, ainda assim, bastante profícuo.

Apresento, desde logo, um enorme agradecimento ao Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura pela imediata aceitação e dedicação no acompanhamento desta Dissertação.

Não posso deixar de apresentar a minha gratidão aos Senhores Engenheiros Tiago Costa e João Amaral pela disponibilidade e generosidade ao proporcionarem o desenvolvimento deste estudo em parceria com a Voltalia Portugal.

Por fim, e não menos importante, fica o meu profundo agradecimento à Isa, aos meus pais, avós, irmão e toda a família, bem como aos meus amigos. Por tudo!

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Lista de figuras	viii
Abreviaturas e Símbolos	xii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Enquadramento e motivação	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura da Dissertação.....	3
Capítulo 2	4
Dimensionamento e otimização de SHE.....	4
2.1 Sistemas Híbridos de Energia com base em energia renovável	4
2.2 Otimização do dimensionamento de Sistemas Híbridos de Energia	6
2.3 <i>Software</i> de dimensionamento e otimização de SHE	8
2.3.1 <i>HOMER</i>	8
2.3.2 <i>HOGA</i>	10
2.4 Interligação à rede de SHE	11
2.4.1 Topologias de SHE.....	11
Capítulo 3	15
Integração de Sistemas de Armazenamento de Energia	15
3.1 Estrutura de um SAE.....	15
3.1.1 Caraterísticas	16
3.2 Tecnologias de armazenamento.....	19
3.3 Objetivos da integração de SAE	20
3.4 Funcionalidades dos SAE	22
3.4.1 Serviços de fornecimento de energia.....	22
3.4.2 Serviços auxiliares	24
Capítulo 4	26
Minimização de perdas energéticas devidas à interação das duas formas de produção .	26
4.1 Curva caraterística I-V de um painel fotovoltaico	27
4.2 Efeitos da temperatura na produção fotovoltaica	28
4.3 Efeitos do recurso eólico na produção fotovoltaica	29
4.3.1 Arrefecimento por ação do vento	30
4.3.2 Sombreamento de painéis fotovoltaicos	32
4.3.3 Ação da força do vento nos painéis fotovoltaicos	38

Capítulo 5.....	43
Impacto da integração simultânea das duas fontes na rede elétrica e requisitos técnicos	43
5.1 Qualidade da energia elétrica	44
5.2 Variação da tensão.....	44
5.2.1 Controlo de tensão e energia reativa.....	46
5.2.2 Fault Ride Through Capability - capacidade de suportar cavas de tensão na sequência de defeitos.....	52
5.3 Diminuição da reserva inercial e variação de frequência	55
5.3.1 Desafios da exploração de sistemas elétricos com inércia reduzida	59
5.3.2 Colaboração dos aerogeradores na regulação primária de frequência e resposta inercial.....	61
Capítulo 6.....	66
Otimização do SHE e avaliação económica.....	66
6.1 Caracterização do local de instalação do SHE	66
6.2 Avaliação do recurso eólico e solar	67
6.3 Estudo do sombreamento e determinação da área viável para a instalação de painéis fotovoltaicos	76
6.4 Condições de instalação dos painéis fotovoltaicos	82
6.4.1 Ângulo de inclinação ótimo e orientação dos painéis fotovoltaicos.....	83
6.4.2 Distância mínima entre filas de painéis fotovoltaicos	84
6.4.3 Potência máxima suscetível de ser produzida	85
6.5 Inputs do modelo de simulação.....	86
6.5.1 Recurso eólico e solar	86
6.5.2 Perfil de carga	87
6.5.3 Preço de compra e venda da energia.....	88
6.5.4 Custos associados aos equipamentos	88
6.6 Simulação e análise	89
6.6.1 Configuração 1	89
6.6.2 Configuração 2	97
Capítulo 7.....	102
Conclusões e pesquisa futura	102
Referências	107

Lista de figuras

Figura 2.1 - Interdependência entre as condições de operação e o dimensionamento de SHE.....	6
Figura 2.2 - Funcionalidades do modelo de simulação do HOMER.	9
Figura 2.3 - Topologia de interligação co-localizada.	12
Figura 2.4 - Topologia de interligação WTG Coupled.	12
Figura 2.5 - Topologia de interligação DC Coupled.	13
Figura 2.6 - Topologia de interligação a redes HVAC.	14
Figura 3.1 - Sistema de gestão de energia de um SAE.	15
Figura 3.2 - Critérios de seleção de uma tecnologia de armazenamento.	18
Figura 3.3 - Objetivos da integração de SAE.	21
Figura 3.4 - Funcionalidade <i>time-shifting</i> desempenhada por um SAE.	23
Figura 3.5 - Funcionalidade <i>peak shaving</i> desempenhada por um SAE.	23
Figura 3.6 - Estratégias de despacho de produção elétrica.	24
Figura 4.1 - Curvas características I-V e P-V de um painel fotovoltaico.	27
Figura 4.2 - Efeito da temperatura na curva característica I-V.....	28
Figura 4.3 - Conexão de duas células fotovoltaicas.	29
Figura 4.4 - (a) Comparação dos modelos de estimativa da temperatura; (b) Sobrestimação diária da temperatura quando a modelização tradicional é aplicada. .	31
Figura 4.5 - Potência medida e estimada através de simulação.	32
Figura 4.6 - Parâmetros de instalação de painéis fotovoltaicos.....	34
Figura 4.7 - Efeito da irradiância nas curvas características I-V e P-V de um painel fotovoltaico.	35
Figura 4.8 - Ajuste da curva I-V de um painel fotovoltaico através da ligação em série e paralelo de módulos.	36
Figura 4.9 - Díodo <i>bypass</i> em condução devido à ocorrência de sombreamento.....	36
Figura 4.10 - Efeito da implementação de díodos <i>bypass</i> na curva característica I-V de um painel fotovoltaico.....	37
Figura 4.11 - Bloqueio de corrente através da implementação de díodos de bloqueio.	38
Figura 4.12 - Forças de arrasto e elevação induzidas pelo vento num painel fotovoltaico. .	39

Figura 4.13 - Variação da velocidade do vento com a rugosidade terrestre.	40
Figura 4.14 - Esquema de ensaio experimental para determinação de forças induzidas pelo vento.	40
Figura 4.15 - Linhas de fluxo do vento incidente em painéis fotovoltaicos inclinados a 30° e 40°.	41
Figura 4.16 - Redução da velocidade do vento ao longo das filas de uma central fotovoltaica.	42
Figura 4.17 - Estratégia de alteração do perfil da velocidade do vento.	42
Figura 5.1 - Limites para amplitudes de variação rápida de tensão.	45
Figura 5.2 - Queda de tensão ao longo de uma linha de distribuição em função da distância à subestação.	47
Figura 5.3 - Produção distribuída conectada à rede de distribuição [25].	50
Figura 5.4 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão.	53
Figura 5.5 - Controlo de tensão através da injeção de potência reativa.	54
Figura 5.6 - Técnicas de reforço da capacidade Fault-Ride Through [28].	55
Figura 5.7 - Equilíbrio entre a produção e consumo de energia [29].	56
Figura 5.8- Influência da constante de inércia na evolução temporal da frequência do sistema após uma perturbação.	58
Figura 5.9 - Estratégias de controlo de frequência em (a) geradores síncronos e (b) conversores eletrónicos de potência.	60
Figura 5.10 - Escalas de tempo habituais relacionadas com o controlo dinâmico de frequência.	60
Figura 5.11 - Gerador de Indução convencional [34].	62
Figura 5.12 - Gerador de velocidade variável limitada [34].	63
Figura 5.13 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado [34].	64
Figura 5.14 - Gerador síncrono de ímanes permanentes [34].	65
Figura 6.1 - Parque eólico considerado na definição do caso de estudo.	67
Figura 6.2 - Cenários de sombreamento durante o solstício de verão e de inverno.	77
Figura 6.3 - Setor A, B e C do parque eólico.	78
Figura 6.4 -Zonas do setor A candidatas à integração de painéis fotovoltaicos.	78
Figura 6.5 - Projeção da sombra originada pelo aerogerador A3 durante o solstício de Inverno.	79
Figura 6.6 - Área sombreada pelos aerogeradores no setor A.	79

Figura 6.7 - Áreas viáveis para a implementação de painéis fotovoltaicos no setor A.	80
Figura 6.8 - Áreas viáveis para a implementação de painéis fotovoltaicos no setor B.	81
Figura 6.9 - Áreas viáveis para a implementação de painéis fotovoltaicos no setor C.	81
Figura 6.10 - Disposição dos painéis fotovoltaicos considerada no caso de estudo.	84
Figura 6.11 - Alimentação de carga através de aerogeradores e painéis fotovoltaicos.	86
Figura 6.12 - Distribuição mensal do consumo de energia elétrica da urbanização.	87
Figura 6.13 - Distribuição anual do consumo de energia elétrica da urbanização.	88
Figura 6.14 - Alimentação da carga através dos aerogeradores.	90
Figura 6.15 - Carga não alimentada ao longo do período simulado.	90
Figura 6.16 - Alimentação de carga através de aerogeradores e painéis fotovoltaicos.	91
Figura 6.17 - Intensidade da irradiância solar ao longo do período simulado.	92
Figura 6.18 - Variação da energia não fornecida à carga mediante a variação dos <i>inputs</i> meteorológicos.	93
Figura 6.19 - Alimentação de carga através de aerogeradores, painéis fotovoltaicos e a rede.	93
Figura 6.20 - Energia comprada à rede elétrica ao longo do período simulado.	94
Figura 6.21 - Energia vendida à rede elétrica ao longo do período simulado.	95
Figura 6.22 - Alimentação de carga através de aerogeradores, painéis fotovoltaicos e SAE e injeção da energia excedente na rede.	97
Figura 6.23 - Indisponibilidade energética verificada nos dias 22 e 23 de Fevereiro.	100

Lista de tabelas

Tabela 1 - Resultados do coeficiente de pressão e das forças de arrasto e levantamento exercidas nos painéis.	41
Tabela 2 - Limites das amplitudes de variações rápidas de tensão em redes MT e AT.....	46
Tabela 3 - Desvios de tensão admissíveis a respeitar na ligação de geradores síncronos à rede.....	48
Tabela 4 - Requisitos de injeção de energia reativa na RNT.	49
Tabela 5 - Requisitos de injeção de energia reativa à RND.	51
Tabela 6- Períodos mínimos durante os quais uma instalação eólica/fotovoltaica tem de ser capaz de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede.	58
Tabela 7 - <i>Windshear factor</i> por setor.	69
Tabela 8 - Velocidade média por setor (m/s).....	70
Tabela 9 - Velocidade média por mês (m/s).	70
Tabela 10 - Distribuição de <i>Weibull</i> e frequência das velocidades do vento.	73
Tabela 11 - Índice de clareza e irradiação diária registados no local da instalação.	75
Tabela 12 - Área viável à instalação de painéis fotovoltaicos.	82
Tabela 13 - Energia anual produzida em função do ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos.	83
Tabela 14 - Custos associados ao SHE.	89
Tabela 15 - Resultados da simulação dos cenários A,B e C.....	92
Tabela 16 - Balanço energético relativo à simulação da configuração 1 explorada segundo os cenários A, B e C.	94
Tabela 17 - Análise económica dos cenários analisados.	96
Tabela 18 - Resultados da simulação da configuração 2.	98
Tabela 19 - Análise complementar da configuração 2.	99

Abreviaturas e Símbolos

ACS	<i>Annualized Cost of System</i>
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
AT	<i>Alta Tensão</i>
BT	<i>Baixa Tensão</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
COE	<i>Cost of Energy</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
DGEG	<i>Direção Geral de Energia e Geologia</i>
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
ENS	<i>Energy Not Supplied</i>
ERSE	<i>Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FRTC	<i>Fault Ride Through Capability</i>
FV	<i>Fotovoltaica(o)</i>
HOGA	<i>Hybrid Optimization by Genetic Algorithm</i>
HOMER	<i>Hybrid Optimization Model for Electric Renewables</i>
HPS	<i>Hybrid Power System(s)</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
Li-Ion	<i>Iões de Lítio</i>
LPSP	<i>Loss of Power Supply Probability</i>
ME	<i>Mercado Elétrico</i>
MIBEL	<i>Mercado Ibérico de Eletricidade</i>
MT	<i>Média Tensão</i>
NPC	<i>Net Present Cost</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
O&M	<i>Operação e Manutenção</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
ORD	<i>Operadores da Rede de Distribuição</i>
ORT	<i>Operador da Rede de Transporte</i>
OS	<i>Operador do Sistema</i>
PD	<i>Produção Distribuída</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PRE	<i>Produção em Regime Especial</i>
RND	<i>Rede Nacional de Distribuição</i>
RNT	<i>Rede Nacional de Transporte</i>
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SAE	<i>Sistema(s) de Armazenamento de Energia</i>

<i>SEE</i>	<i>Sistema Elétrico de Energia</i>
<i>SGB</i>	<i>Sistema de Gestão de Baterias</i>
<i>SGE</i>	<i>Sistema de Gestão de Energia</i>
<i>SHE</i>	<i>Sistema(s) Híbrido(s) de Energia</i>
<i>SoC</i>	<i>State of charge</i>
<i>TSO</i>	<i>Transmission System Operator</i>
<i>VAL</i>	<i>Valor Atual Líquido</i>
<i>WTG</i>	<i>Wind Turbine Generator</i>

Lista de símbolos

W	Watts
ω	Frequência angular
α	Ângulo
J	Momento de inércia
B	Passo das pás
P	<i>Shear factor</i>
H	Constante de inércia
ha	Hectares

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e motivação

A evolução sustentável da sociedade constitui um objetivo premente face às perspetivas da evolução tecnológica inevitavelmente portadora de ameaças para a população e para o meio ambiente. Um desenvolvimento sustentável pressupõe a preocupação não só com o presente mas também com o bem-estar e integridade das gerações vindouras.

Parte significativa da energia total produzida no mundo é utilizada na forma de eletricidade, sendo que para a sua produção os combustíveis fósseis são preponderantes. Contudo, nos últimos anos a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis tem crescido de forma significativa, prevendo-se que se intensifique nas próximas décadas.

A União Europeia adotou a sua própria estratégia contra as alterações climáticas através da criação da “Estratégia Europa 2020”, na qual, dentro do conjunto de metas para 2020, se integram o aumento da participação das energias renováveis no consumo de energia final, a redução de emissões de gases de efeito de estufa e a melhoria da eficiência energética [1].

A integração de SHE, ou *Hybrid Power Systems* (HPS), de índole renovável aumentou nas últimas décadas pois, devido à complementaridade dos recursos, estes apresentam vantagens significativas, quer a nível económico, quer a nível de fiabilidade, comparativamente com a utilização exclusiva de apenas uma fonte de energia [2]. A que se pode acrescentar a minoração ao nível do impacto ambiental intrínseco à instalação das pertinentes infraestruturas.

Frequentemente, naqueles sistemas são conectados às redes de distribuição, nomeadamente de média e baixa tensão, o que permite a alocação da produção mais próxima dos consumidores, traduzindo-se em menores trânsitos de potência ao longo da rede e, conseqüentemente, menores perdas energéticas. Desta forma, ocorre a descentralização da produção uma vez que o Operador do Sistema (OS) não possui controlo direto sobre a estratégia de operação da unidade de produção. Posto isto, é

necessário existir um conjunto de *grid codes*¹ fornecidos por aquele operador aos diversos produtores na eventualidade da segurança e da estabilidade do SEE serem comprometidas.

Para otimizar a produção de energia proveniente de fontes renováveis, considerando as intermitências associadas à sua produção e a continuidade ou o eventual aumento da procura em grande escala, será também fundamental aliar a inclusão de sistemas flexíveis de armazenamento de energia, permitindo harmonizar a produção e o consumo.

Atendendo à crescente competição entre os fabricantes de SAE, nos últimos anos, os seus custos, ainda que se revelem elevados, têm vindo a diminuir continuamente, pelo que pode aferir-se se podem vir a constituir uma solução para um funcionamento mais fiável do SEE. Naturalmente, por este motivo, prevê-se também a diminuição dos custos associados à produção de energia de eólica e solar.

Neste sentido, os SHE são uma solução atrativa, especialmente em locais com recursos solares e eólicos favoráveis, uma vez que promovem a redução do Custo Nivelado da Energia - *Levelized Cost of Energy* (LCOE), potenciam o acesso a novos mercados de energia e facilitam a transição para um *mix* energético mais sustentável. Paralelamente às vantagens referidas, do ponto de vista técnico, surge a melhoria da qualidade do serviço energético através do reforço da estabilidade e segurança do SEE.

1.2 Objetivos

Esta dissertação procura analisar a viabilidade técnico-económica da implementação de um SHE através da integração de uma instalação fotovoltaica num parque eólico em operação. Por sua vez, no caso de estudo analisado, os recursos endógenos convertidos em energia elétrica serão o recurso eólico e solar.

Previamente, ao longo da Dissertação, serão abordados diversos assuntos tais como as estratégias de minimização das perdas energéticas decorrentes da interação das duas tecnologias de produção elétrica e os impactos na rede da integração de SHE.

Uma vez que será também estudada a integração de um SAE no SHE considerado no caso de estudo, serão apresentados alguns conceitos relacionados com a integração destes sistemas na rede.

Considerando os recursos renováveis disponíveis no local de instalação, a descrição do perfil de carga e os custos associados ao sistema, pretende-se determinar a configuração ótima do sistema através do *HOMER Pro*.

¹ *Grid codes*, ou códigos de rede, especificam os parâmetros e requisitos técnicos a cumprir pelas centrais de produção de energia elétrica de modo a garantir a segurança e a estabilidade operacional do SEE [3].

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente Dissertação encontra-se dividida em 7 Capítulos.

No presente capítulo procura-se enquadrar esta Dissertação e apresentar a motivação para a realização da mesma.

No Capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica de algumas considerações de dimensionamento e otimização de SHE. São também apresentados alguns *softwares* de dimensionamento e otimização de SHE, inclusive aquele que será utilizado para a análise do caso de estudo - *HOMER Pro*.

No Capítulo 3 é citada a importância da integração de SAE na operação da rede elétrica atual, caracterizada pela crescente penetração de produção de índole renovável.

No Capítulo 4 são estudadas diversas consequências na produção de energia elétrica devido à interação das duas formas de produção de energia, procurando apresentar estratégias de minimização dessas.

No Capítulo 5 são apresentados diversos impactos na rede elétrica resultantes da integração fontes de energia renovável.

No Capítulo 6, após a caracterização do caso de estudo e a execução de um estudo de sombreamento, são determinados os *inputs* necessários à simulação de modo a aferir da viabilidade da instalação.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões da Dissertação e discutem-se possíveis questões a atender em estudos futuros.

Capítulo 2

Dimensionamento e otimização de SHE

2.1 Sistemas Híbridos de Energia com base em energia renovável

No espectro das tecnologias de produção de energia elétrica baseadas em energia renovável, a instalação de SHE revela-se bastante promissora.

É imperativo conceber mecanismos de produção de energia alternativos de modo a satisfazer o aumento incessante da procura de energia elétrica, procurando minimizar o impacto ambiental resultante da sua produção.

A tendência atual de investigação e desenvolvimento pretende reduzir a dependência dos combustíveis fósseis através do recurso a fontes de energia renováveis. Estas apresentam diversas vantagens, entre elas, a sustentabilidade, a poluição reduzida e os benefícios económicos. Contudo, devido à natureza intermitente dos recursos renováveis, é necessário reunir pelo menos duas fontes de energia de modo a conceber um sistema fiável.

Os SHE são atualmente analisados em detalhe pela comunidade científica devido à sua complexidade de conceção - não só pelas distintas fontes de produção de energia envolvidas, como também pela variabilidade temporal destas - e operação integrada na rede elétrica.

Genericamente, este tipo de sistema é utilizado em aplicações isoladas, de modo a fornecer energia aos consumidores que habitam em zonas remotas, onde a extensão da rede elétrica tornaria inviável satisfazer as suas necessidades. Não obstante, em concordância com o paradigma da PD, através desta Dissertação, interessa estudar a integração de SHE na rede elétrica uma vez que estes apresentam vantagens na operação do SEE.

Um SHE utiliza duas ou mais fontes de energia primária de modo a produzir energia elétrica, proporcionando uma operação com maior fiabilidade e a utilização eficiente dos recursos. As fontes de produção de energia são habitualmente de origem renovável, tais como a energia eólica e solar, podendo estas ser complementadas com combustíveis fósseis através da implementação de, por exemplo, geradores a diesel no sistema.

Devido à complementaridade dos recursos, a combinação de energia solar e eólica num sistema híbrido é uma solução promissora dado que a velocidade do vento é geralmente inferior nos períodos em que a irradiância solar apresenta valores mais elevados e vice-versa.

Quer em sistemas isolados, quer em sistemas conectados à rede elétrica, ao incorporar SAE, é exequível o fluxo bidirecional de energia, o que possibilita o armazenamento da energia excedente de modo a assegurar o seu fornecimento nos momentos de intermitência das fontes de energia.

No decorrer da evolução do SEE, foram conduzidas diversas pesquisas de modo a aferir a viabilidade técnico-económica de diversas topologias de SHE através de técnicas de otimização multiobjectivas. Assim, tem-se melhorado a performance global deste tipo de sistemas, o que se traduz no aumento da fiabilidade e na redução dos custos de implementação dos mesmos.

Previamente faremos um breve enquadramento relativamente a diversas abordagens e opções de projeto de SHE com base em energia eólica e fotovoltaica, providos de armazenamento, tanto no modo de operação isolada, como em interligação com a rede elétrica.

Dihrab [4] apresentou um SHE eólica e fotovoltaica como uma fonte renovável de produção de energia ligada à rede em três cidades do Iraque. O sistema proposto foi simulado em MATLAB, no qual os parâmetros de entrada para o *software* foram os dados meteorológicos para os locais selecionados, as dimensões das turbinas eólicas e dos painéis fotovoltaicos. Os resultados mostraram que é possível, através da energia eólica e solar, gerar energia elétrica suficiente para abastecer algumas aldeias, quer no deserto, quer em zonas rurais.

Reichling [5] simulou durante um período de dois anos um SHE no sudoeste do Minnesota usando dados horários de irradiação solar e velocidade do vento. Reichling comparou o valor de mercado, o valor de venda e o LCOE da energia produzida pelo sistema híbrido comparativamente a um parque eólico capaz de produzir energia equivalente. Os resultados mostraram que, em parque eólicos, a implementação de painéis fotovoltaicos em alternativa ao incremento de mecanismos de produção eólica, se traduz num trade-off custo benefício positivo.

Na categoria de aplicações isoladas, alguns trabalhos apresentam opções de projeto utilizando recursos renováveis capazes de assegurar a produção de energia elétrica necessária a várias aplicações.

Manolakos et al. [6] concebe uma ferramenta de dimensionamento de SHE constituídos por painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas de modo a alimentar dessalinizadores de água. A tecnologia foi utilizada em Merssini na Ilha Donoussa, a qual não é eletrificada e não dispõe de água potável. Após a implementação, os resultados mostraram que este programa de simulação constitui uma opção viável não só para o dimensionamento ótimo dos componentes, mas também para a gestão do sistema de dessalinização.

Na mesma área de aplicação, Mohamed et al. [7] mostram que o armazenamento e fornecimento de água potável constitui um problema para diversas ilhas e países da região Mediterrânea. Perante isto, propõe um modelo simplificado de dimensionamento de SHE eólica e solar de modo a alimentar um dessalinizador de

osmose reversa, o qual proporciona custos de produção de água potável inferiores comparativamente a quando se recorre apenas a energia fotovoltaica.

2.2 Otimização do dimensionamento de Sistemas Híbridos de Energia

O dimensionamento ótimo de um Sistema Híbrido de Energia é complexo na medida em que a disponibilidade dos recursos renováveis e a procura de energia são parcialmente imprevisíveis.

A não linearidade de alguns componentes e o facto das condições de operação e a otimização do dimensionamento do sistema serem interdependentes tornam este problema ainda mais complicado [8]. Esta interdependência é apresentada na figura 2.1.

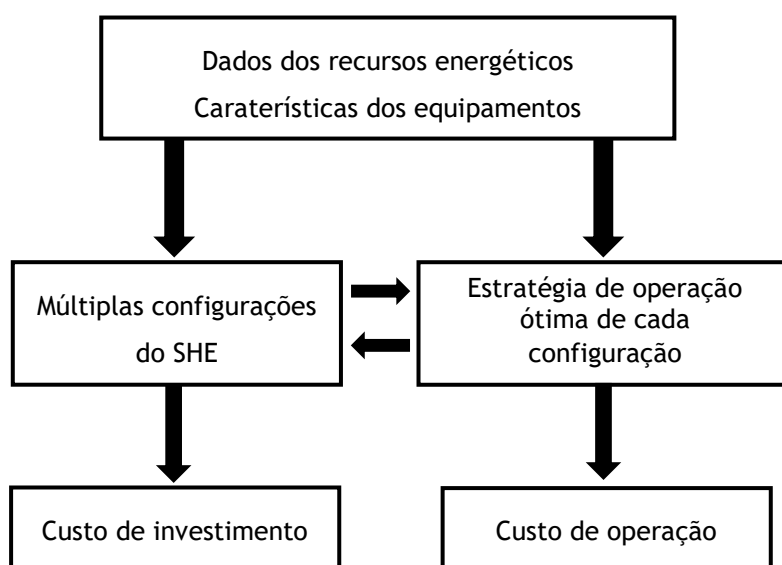


Figura 2.1 - Interdependência entre as condições de operação e o dimensionamento de SHE.

Numa abordagem simplificada, a otimização pode ser alcançada através da minimização dos custos totais do sistema ao longo do seu tempo de operação. Contudo, é possível englobar outras variáveis, transformando este problema numa otimização multiobjectiva. Além da componente financeira, a minimização da energia não fornecida - através da melhoria da fiabilidade do sistema - e a redução da emissão de gases poluentes, na eventualidade de serem englobados combustíveis fósseis, são pertinentes.

Assim, a solução ótima de um sistema híbrido não é ditada apenas pela topologia adotada, mas também pela adoção de estratégias de operação adequadas, capazes de se coadunarem com as imposições do OS e os requisitos/restrições de cada componente. A estratégia adotada tem repercussões tanto na performance, como na deterioração e no tempo de vida útil dos componentes do sistema.

Definindo-se métodos verossímeis de dimensionamento e otimização de SHE, a integração destes sistemas na rede em conjunto com outras formas de produção de

energia é simplificada, considerando todas as restrições de modo a assegurar a fiabilidade e segurança do SEE.

As metodologias de dimensionamento mais simples consideram os valores médios das variáveis meteorológicas ou o pior cenário de exploração. Por exemplo, o mês com menor velocidade do vento ou irradiância solar. Todavia, os *layouts* obtidos através destas metodologias tendem a ser sobredimensionados uma vez que o pior cenário de operação tem uma probabilidade de ocorrência diminuta e o valor médio dos recursos eólicos e solares não são constantes. Neste sentido, em busca da otimização dos SHE, são consideradas diversas abordagens mais precisas relativamente à modelização dos recursos.

Através de modelos de série temporais longas com dados das variáveis que compõem o sistema, nomeadamente, os valores dos recursos solares e eólicos registados ao longo de pelo menos um ano, é exequível simular a produção de cada componente do sistema e, considerando os critérios económicos, ambientais e de fiabilidade subjacentes, é selecionado o *layout* ótimo do SHE.

Baseado na metodologia apresentada, Lin [9] propõe um modelo para um SHE eólica e fotovoltaica provido de baterias, tendo em conta a probabilidade de potência não fornecida, *Loss of Power Suplly Probability* (LPSP) e o custo anual do sistema, *Annualized Cost of System* (ACS).

Outro trabalho baseado no mesmo método foi apresentado por Feroldi e Zumoffen [10], que propõem uma metodologia de dimensionamento de SHE considerando várias fontes de energia renováveis incorporadas na estratégia de gestão de produção de energia. Esta metodologia permite não só o dimensionamento otimizado do sistema, bem como a previsão dos recursos endógenos. A sua abordagem assenta em algoritmos genéticos, usando históricos de dados climáticos e perfis de consumo de energia durante o período de um ano.

Relativamente a SHE a funcionarem em modo isolado, Hosseinalizadeh et al. [11] apresentaram o dimensionamento económico através de um modelo de otimização para locais específicos com base na radiação solar e na velocidade média do vento. Assim, simularam o comportamento da integração de vários recursos energéticos perante diferentes opções de projeto. Os resultados obtidos pelo *software* mostraram que os SHE compostos por painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e SAE (baterias de *Li-Ion* e *fuel cells*) são mais económicos que os outros sistemas.

Através de uma técnica iterativa, Kellogg [12] apresenta um método que se inicia com a seleção dos parâmetros técnicos dos diversos componentes que constituem o SHE. Numa primeira abordagem, considerando uma participação superior das turbinas eólicas face aos painéis fotovoltaicos na produção de energia, é fixado o número de turbinas e varia-se o número de painéis de modo a minimizar a diferença entre a potência produzida e o requisito de produção. De seguida, o método é repetido de forma inversa, ou seja, fixando o número de painéis fotovoltaicos e variando o número de turbinas eólicas.

Numa primeira análise, após o estudo da literatura referida, é patente que a análise técnico-económica de SHE mostra-se essencial para a utilização eficiente dos recursos energéticos que participam no processo de produção de energia através de SHE. Os trabalhos referenciados apresentam diversas metodologias de projeção de

SHE, porém, as particularidades de cada projeto tornam as metodologias bastante específicas.

A presente Dissertação propõe e estuda uma metodologia focada, principalmente, na análise dos recursos endógenos através de séries temporais, pretendendo averiguar a exequibilidade técnica e económica de um SHE eólica e solar fotovoltaica provido de um SAE na forma de baterias de iões de lítio (*Li-Ion*).

2.3 Software de dimensionamento e otimização de SHE

Com o aparecimento e afirmação dos SHE foram desenvolvidos diversos *softwares* dotados de funcionalidades de dimensionamento e otimização automáticos.

A avaliação da viabilidade técnico-económica deste tipo de sistemas pode realizada através de ferramentas de simulação inovadoras capazes de produzirem resultados com elevada fiabilidade, em alternativa a algoritmos morosos ou simulações experimentais dispendiosas. *HOMER Pro*, *RETScreen*, *PVSyst*, *Hybrid2*, *HOGA* e *TRNSYS* são parte integrante do conjunto de *softwares* mais frequentemente citados na literatura [13].

Realizar-se-á uma análise sucinta do *HOGA* e do *HOMER Pro* uma vez que são os *softwares* que mais se destacam, sendo que o último será descrito mais detalhadamente uma vez que é o *software* selecionado para o dimensionamento do sistema em análise.

2.3.1 HOMER

HOMER, ou *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*, é um *software* de dimensionamento e otimização de SHE baseado em séries temporais longas. Foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* e realiza simulações horárias de modo a obter a configuração ótima de um dado sistema.

O modelo de otimização executado pelo *software* simula todos os *layouts* possíveis, isto é, testa todas as combinações existentes mediante a quantidade e as características dos componentes a incluir no sistema, sendo capaz de otimizar tanto sistemas isolados como sistemas ligados à rede através da combinação de produção fotovoltaica, eólica, mini-hídrica, *fuel cells*, entre outras formas de produção de energia.

O modelo de otimização deste *software* engloba as funcionalidades a seguir descritas.

a. Simulação

A principal capacidade do *software HOMER* é simular a longo prazo a operação de determinado sistema. O processo de simulação determina o desempenho de uma configuração (uma combinação de diferentes equipamentos a operar segundo uma estratégia definida) durante um longo período de tempo. As funcionalidades de mais alto nível - a otimização e a análise de sensibilidades - dependem desta funcionalidade como ilustrado na figura 2.2.

O processo de simulação baseia-se na realização de balanços energéticos para cada uma das horas do ano. Na eventualidade do sistema ser viável, o *software* estima o custo do ciclo de vida do sistema considerando custos de investimento, combustível e manobras de manutenção.

b. Otimização

A configuração ótima definida pelo *HOMER* é aquela que, cumprindo as restrições impostas pelo utilizador, apresenta um menor custo de ciclo de vida. Para tal, é necessário decidir, qual a potência e quantos equipamentos são instalados no sistema, bem como a estratégia de despacho energético a utilizar.

O objetivo principal desta funcionalidade é determinar o valor ótimo de cada variável de decisão.

c. Análise de sensibilidades

A análise de sensibilidades informa o utilizador do comportamento do sistema perante a variação dos *inputs* do sistema e é uma tarefa essencial uma vez que, como toda a simulação é baseada em séries temporais longas, nomeadamente as séries dos valores dos recursos endógenos, está inerente uma taxa de incerteza associada aos resultados finais. Algumas variáveis passíveis de serem analisadas são o preço da energia elétrica e o custo de operação dos geradores.

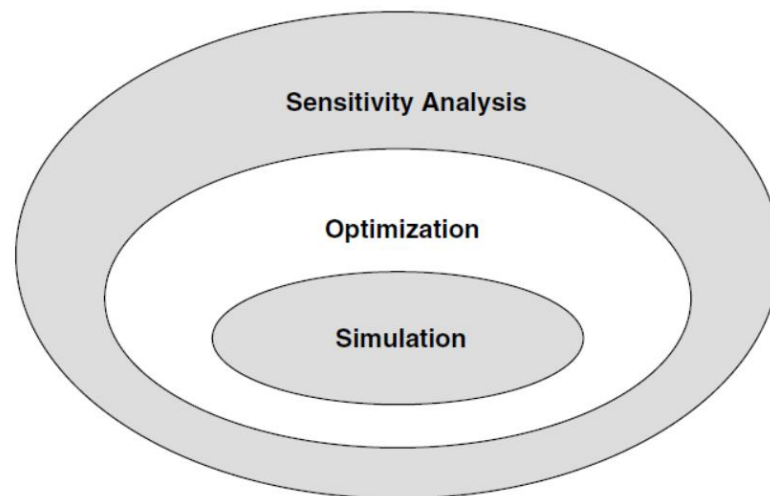


Figura 2.2 - Funcionalidades do modelo de simulação do HOMER.

Relativamente à definição dos modelos físicos utilizados pelo sistema, o *HOMER*, numa abordagem mais simplificada, é capaz de utilizar valores de entrada básicos tais como valores médios anuais dos recursos, cargas e custos de produção por kW relativamente aos diversos componentes. Por outro lado, é também capaz de receber registos horários e curvas de custo dos equipamentos bastante detalhados [14].

Este *software* também gera dados relativos à irradiação solar global para cada hora. Para estimar a produção fotovoltaica são considerados os dados relativos ao recurso solar, a orientação e inclinação do módulo fotovoltaico, a latitude, entre outras variáveis. Ao nível da componente eólica, a determinação da produção é feita

através da conjugação dos dados do recurso eólico, registados através de séries temporais, com as características dos diversos modelos de aerogeradores presentes na base de dados do *software*.

Ao nível da simulação da operação do SAE o *software* não possui capacidade de otimização. Este realiza apenas a simulação da operação dos componentes selecionados através de três estratégias pré-definidas: *Load following*, *Cycle Charging* e Combined Strategy.

Por fim, importa salientar que o modelo económico do custo do ciclo de vida é utilizado como processo fundamental na otimização da escolha dos sistemas.

2.3.2 HOGA

HOGA, ou Hybrid Optimization by Genetic Algorithms, desenvolvido pela Faculdade de Engenharia da Universidade de Saragoça em 2007, é um programa de otimização de SHE através de algoritmos genéticos.

Estes tipos de algoritmos têm-se tornado ferramentas altamente eficientes, produzindo soluções para problemas complexos com maior brevidade face aos modelos convencionais.

Um algoritmo genético tem como função encontrar a solução ótima de um problema. Para isso, forma-se uma população, ou conjunto de soluções possíveis (indivíduos) para o problema. Cada indivíduo é avaliado por uma função a otimizar e os melhores são selecionados. Segue-se um procedimento que produz novos indivíduos a partir dos selecionados, constituindo-se uma nova geração (reprodução). Esses indivíduos são avaliados de modo a eliminar aqueles com pior desempenho seguindo-se nova fase de reprodução que origina uma geração subsequente. Este processo repete-se e a população deverá melhorar o seu desempenho devido aos indivíduos com melhor avaliação até que um certo critério de paragem fique satisfeito. O melhor indivíduo encontrado no processo é tomado como a solução do problema de otimização em causa [15].

À semelhança do *software* HOMER, o HOGA também testa todos os layouts de dimensionamento possíveis de um dado sistema. No entanto, com a utilização de algoritmos genéticos, o HOGA, além de otimizar a configuração da topologia do sistema, também é capaz de otimizar a sua estratégia de operação. Deste modo, o processo de otimização pode ser considerado mais rigoroso e abrangente.

O algoritmo principal, considerando os componentes disponíveis e os requisitos impostos, devolve a configuração otimizada do sistema, minimizando o custo total do sistema calculado para todo o tempo de vida do sistema e transposto para o presente, ou seja, minimizando o Valor Atual Líquido (VAL). Caso se opte por uma otimização multiobjectiva, a par com o VAL, também serão minimizados outros indicadores tais como as emissões de CO₂ e a energia não fornecida (ENS).

Como o processo de otimização de SHE é complexo devido aos níveis de incerteza associados aos recursos e cargas, assim como às características não lineares de alguns componentes, com a utilização de algoritmos genéticos de forma a transpor estas dificuldades, este *software* apresenta resultados bastantes satisfatórios.

2.4 Interligação à rede de SHE

Considerando o importante objetivo de garantir maior fiabilidade e segurança à rede elétrica mostra-se fundamental integrar fontes de produção de energia renovável e dotar a sua operação de estratégias de controlo adequadas. Estas estratégias passam por limitar a tensão de pico da rede, manter os níveis de tensão dentro dos limites estipulados e controlar a potência fornecida à rede pelas diversas fontes que integram o *mix* energético.

A combinação de diversas tecnologias e a sucessiva conexão à rede elétrica permitem maximizar a produção anual de energia, especialmente em regiões que apresentam índices de sazonalidade elevados e grande complementaridade dos recursos.

Por sua vez, a redução das despesas de capital, ou *Capital Expenditure* (CAPEX), é conseguida através da partilha de infraestruturas e de equipamentos pelas diversas fontes produtoras de energia e SAE, nomeadamente as subestações e a rede elétrica através das quais é realizada a conexão dos SHE ao SEE.

2.4.1 Topologias de SHE

A interligação à rede de SHE é suscetível de ser executada através de diversas configurações, dependendo do projeto e das fontes de produção de energia englobadas no sistema.

Na presente Dissertação, a configuração do SHE abordada coaduna-se com a integração de painéis fotovoltaicos num parque eólico pré-concebido.

Considerando apenas a economia do presente texto, e não tanto a importância de outras configurações, referir-nos-emos tão só àquela configuração.

2.4.1.1 Topologia co-localizada

Um SHE configura-se como de topologia co-localizada quando todos os dispositivos de produção e de armazenamento de energia apresentam barramentos de ligação individuais que se encontram ligados a uma mesma subestação onde é realizada a conexão à rede elétrica.

Para que na perspetiva do OS um SHE possa ser reconhecido como uma instalação singular, a agregação e a coordenação do modo de operação dos diversos componentes do sistema é da responsabilidade de um controlador global.

Os controladores instalados atualmente nos parques eólicos são capazes de gerir múltiplos aerogeradores. Contudo, são requeridas funcionalidades adicionais de modo a incorporar os painéis fotovoltaicos.

É ilustrada na figura 2.3 a topologia de interligação à rede referida.

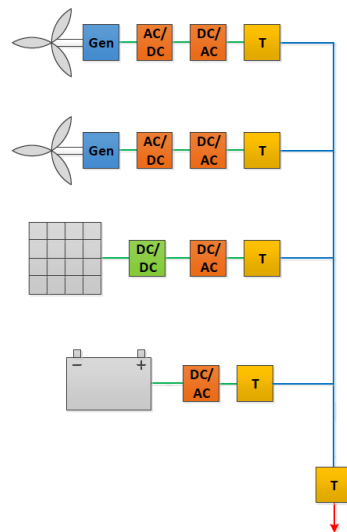


Figura 2.3 - Topologia de interligação co-localizada.

A ligação dos diversos geradores e dos SAE ao(s) transformador(es) da subestação é realizada em corrente alternada (CA), no mesmo nível de tensão elétrica, após a conversão e transformação da energia elétrica por aqueles produzida.

2.4.1.2 Topologia WTG Coupled

Um SHE baseado nesta topologia serve-se dos equipamentos de conversão de potência existentes nos aerogeradores de modo a integrar os painéis fotovoltaicos e os SAE.

Nesta perspectiva, a ligação dos restantes componentes é diretamente realizada ao barramento de corrente contínua (CC) do inversor do aerogerador. Posto isto, o controlador do aerogerador terá de ser provido de funcionalidades mais avançadas que permitam uma gestão eficientemente dos componentes acoplados. Só assim o SHE pode ser classificado como um único gerador do ponto de vista da rede. A figura 2.4 ilustra um SHE concebido em conformidade com a topologia analisada.

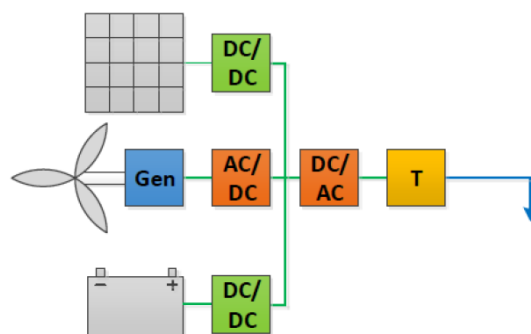


Figura 2.4 - Topologia de interligação WTG Coupled.

É em particular nesta topologia que se verifica a redução do CAPEX graças à partilha dos equipamentos de conversão de potência necessários à operação do SHE.

Ao conectar os painéis fotovoltaicos aos aerogeradores, a utilização dos respetivos conversores e transformadores é maximizada uma vez que os equipamentos de produção fotovoltaica e os SAE suprirão os períodos em que o recurso eólico é diminuto.

2.4.1.3 Topologia DC Coupled

A operação de um SHE com topologia *DC Coupled* é baseada em equipamentos de potência e ligações CC. De acordo com esta topologia, a saída de potência dos diversos conversores é feita através de CC, sendo posteriormente ligados a um conversor responsável por controlar todos os equipamentos do SHE e injetar na rede a potência produzida.

À semelhança das topologias já referidas, é impreterível que sejam implementados mecanismos de controlo ao nível dos geradores e do SAE.

Relativamente à infraestrutura da rede elétrica, e não só ao SHE, também os diversos componentes que desempenham funções de seccionamento e proteção da rede têm de ser incluídos no sistema de controlo.

A interligação com a rede, segundo esta topologia, poderá ser feita à rede *High Voltage Alternate Current* (HVAC) ou *High Voltage Direct Current* (HVDC). Na interligação à rede HVAC, um inversor CC/CA conecta o SHE à rede, ao contrário, na ligação HVDC é requerido um conversor CC/CC para conectar o sistema produtor, tal como se ilustra na figura 2.5.

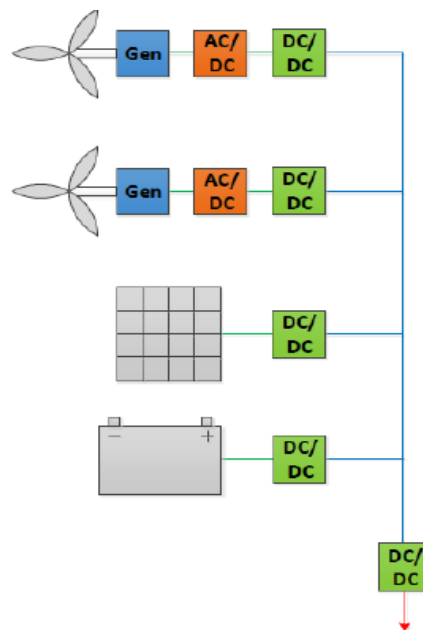


Figura 2.5 - Topologia de interligação DC Coupled.

Em sistemas HVAC de grande dimensão é possível caracterizar o sistema através de duas configurações distintas:

- Múltiplos *feeders* CC são conectados ao barramento CC de um inversor de maior potência, o qual é ligado à rede a partir do seu barramento CA. É ilustrada na figura 2.6 a configuração referida;
- Múltiplos inversores de menor dimensão convertem individualmente a potência fornecida por cada um dos componentes do SHE sendo posteriormente conectados ao barramento AC de interligação com a rede.

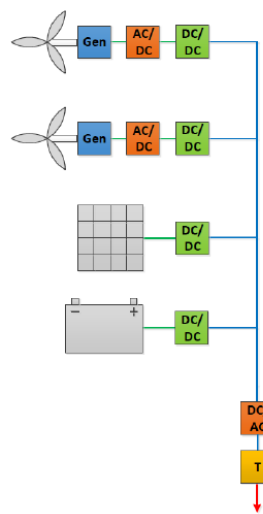


Figura 2.6 - Topologia de interligação a redes HVAC.

Capítulo 3

Integração de Sistemas de Armazenamento de Energia

3.1 Estrutura de um SAE

Um SAE é constituído por vários módulos de baterias e o respetivo sistema de gestão das baterias (SGB), um sistema de conversão de potência CA/CC bidirecional e uma unidade de controlo que atua como o sistema de gestão de energia (SGE) do equipamento. A estrutura típica é apresentada na figura 3.1.

As baterias são equipamentos que convertem a energia química armazenada em energia elétrica e vice-versa. São geralmente classificadas em função da sua tecnologia de fabrico, capacidade, potência, tensão nominal, *C-rate*, temperatura de operação, auto-descarga, vida útil, densidade de energia gravimétrica, eficiência e profundidade de descarga (DoD).

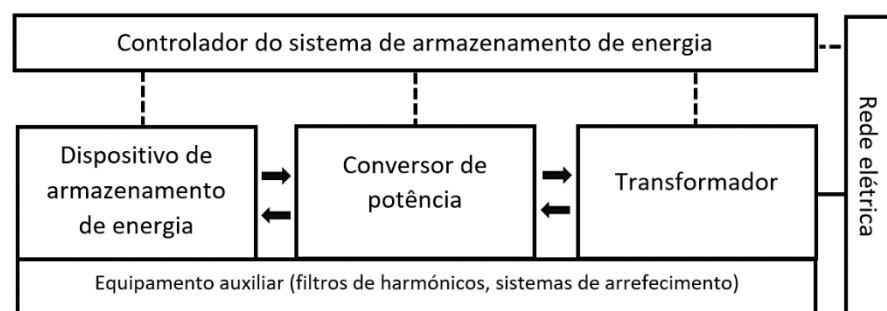


Figura 3.1 - Sistema de gestão de energia de um SAE.

O SGB é a unidade de gestão energética e de proteção contra curto-circuito e temperaturas excessivas de cada célula de bateria. É responsável por garantir que todas as células apresentam níveis de tensão enquadrados nos limites previstos, promovendo a adequada operação do equipamento ao longo do seu ciclo de vida.

De modo a gerir e controlar o desempenho dos módulos, o SGB executa medições de tensão, corrente e temperatura, além de estimar o estado de carga (SoC) de cada

célula da bateria. Reflexamente, é possível aumentar a vida útil dos módulos e otimizar o seu desempenho.

O sistema de conversão de potência realiza a conversão bidirecional através de um conversor de quatro quadrantes baseado em eletrônica de potência, facultando ao sistema um conjunto de funcionalidades que, por sua vez, permite uma resposta célere às alterações de potência, frequência e tensão da rede à qual o SAE está conectado.

De forma a atenuar a desigualdade da tensão do SAE e da rede, bem como a assegurar o isolamento galvânico entre estes, é necessária a instalação de um transformador elétrico. Uma vez que as formas de onda produzidas pelos conversores de potência não são sinusoidais puras, o transformador elétrico, juntamente com o equipamento de filtragem auxiliar, permite a redução dos harmónicos das ondas de corrente e tensão indesejáveis.

O SGE apresenta funcionalidades de supervisão, controlo e comunicação. Assim, é possível avaliar continuamente a tensão da rede e do SAE e, através do SGB, controlar a tensão dos módulos de baterias. O controlo de tensão é realizado por meio do envio de *set-points* de potência ativa e reativa por parte do OS para o controlador dos conversores de potência.

Para realizar a otimização do SAE, o controlador comunica com outros intervenientes da rede elétrica de modo a obter informações técnicas e económicas como, por exemplo, previsões dos recursos renováveis e os valores do ME de compra e venda de energia elétrica.

3.1.1 Caraterísticas

3.1.1.1 Potência e capacidade nominal

A potência nominal de um SAE, expressa em Watts (W), indica a máxima potência que este é capaz de fornecer a uma carga ou receber da rede perante condições de operação normais.

A capacidade nominal corresponde à quantidade de energia que o sistema é capaz de armazenar durante a carga. É expressa em Watt-hora (Wh).

3.1.1.2 Potência de emergência

Alguns equipamentos são capazes de fornecer energia a uma taxa superior à nominal durante curtos períodos de tempo (por exemplo, o dobro da sua potência durante alguns minutos). Esta característica, também designada por taxa de descarga em emergência, é relevante em aplicações que, apesar de não frequentemente, requerem momentaneamente elevada potência.

Importa aludir à circunstância de que, ao descarregar-se a energia dos SAE a uma taxa superior à nominal, a eficiência do equipamento é comprometida e os danos decorrentes da descarga são superiores, com efeitos nefastos ao nível do seu ciclo de vida.

3.1.1.3 Taxa de carga (C-rate)

A taxa de carga é a taxa à qual as baterias são carregadas e representa um critério pertinente na seleção de um determinado SAE. A partir desta característica, é possível estimar o tempo necessário para carregar as baterias e, assim, garantir que estas estão habilitadas a fornecer a energia solicitada num determinado momento.

Geralmente, a taxa de carga é semelhante à taxa de descarga, no entanto, dependendo da tecnologia do SAE e do sistema de conversão de potência, a taxa de descarga pode ser diferente.

3.1.1.4 Estado de carga

A estimação do SoC é uma função essencial desempenhada pelo SGB uma vez que indica a autonomia do equipamento até atingir o valor de carga mínimo. Na equação 3.1 o SoC é o quociente entre a carga elétrica disponível e a sua capacidade nominal.

$$SoC (\%) = \frac{Q}{Q_N} \quad (3.1)$$

Onde:

- Q : carga num determinado momento;
- Q_N : capacidade nominal da bateria.

3.1.1.5 Eficiência

A eficiência de um SAE é definida através da razão entre a energia fornecida às cargas àquele conectadas e a energia armazenada, dependendo essencialmente da tecnologia de armazenamento e da eficiência da interface com a rede elétrica.

3.1.1.6 Densidade de energia gravimétrica

A densidade de energia gravimétrica é a relação entre a energia que uma bateria armazena numa determinada unidade de massa/volume. É também designada por energia específica da bateria e expressa-se em Wh/kg ou Wh/m^3 .

A indicação desta característica é essencial para se determinar o peso ou o volume ocupado pelo SAE de modo instalar-se a capacidade requerida.

3.1.1.7 Profundidade de descarga

A DoD, tal como é enunciado na equação 3.2, é determinada através da razão da energia consumida desde a última carga e a capacidade máxima do sistema. É uma característica diretamente relacionada com a vida útil do equipamento, uma vez que o funcionamento a elevada profundidade de descarga pode reduzir significativamente o nº de ciclos de carga.

$$DoD (\%) = \frac{1}{Q_0} \int I(t) dt \quad (3.2)$$

Onde:

- I : corrente de descarga no instante t .

3.1.1.8 Tempo de resposta

O tempo de resposta de um SAE define-se como o tempo necessário para que este forneça a potência nominal partindo do modo *standby*. Este critério de desempenho é um importante indicador da flexibilidade do armazenamento como recurso da rede elétrica. A maioria dos sistemas de armazenamento tem um tempo de resposta rápido, geralmente inferior a um minuto.

3.1.1.9 Tempo de descarga

O tempo de descarga é o tempo que o SAE, partindo da plenitude de carga, é capaz de alimentar as cargas à potência nominal, sem recorrer a qualquer carregamento. A duração da descarga é um critério relevante para a averiguação da viabilidade técnica de um dado sistema de armazenamento.

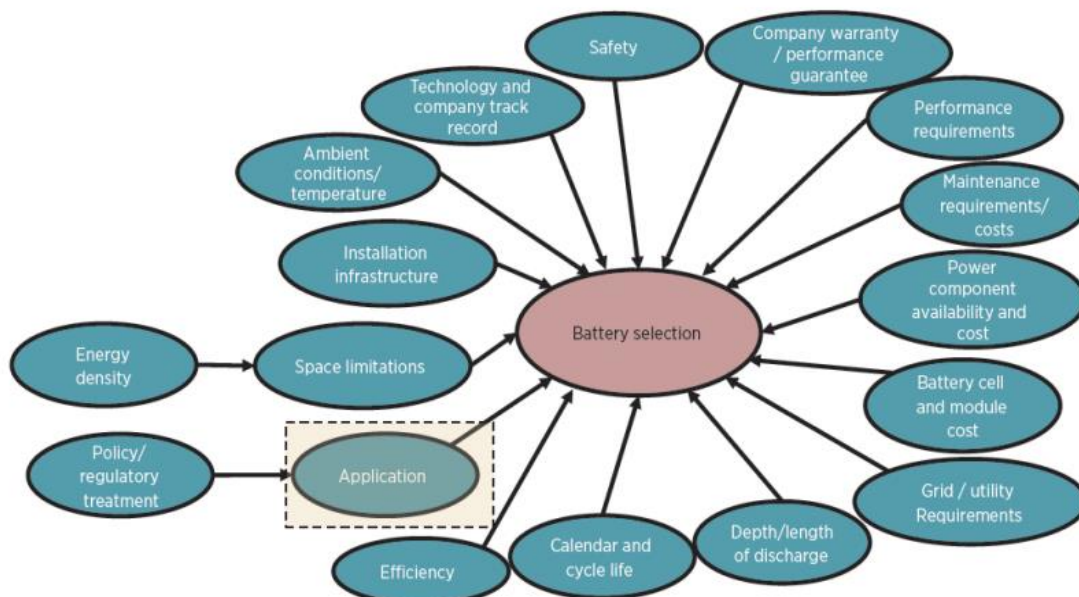


Figura 3.2 - Critérios de seleção de uma tecnologia de armazenamento.

3.2 Tecnologias de armazenamento

Um dos componentes dos SHE que pode variar entre as várias opções de projeto é a tecnologia das baterias utilizada, dependendo das exigências técnicas, operacionais e económicas da instalação.

Existem diferentes tipos de tecnologias de baterias, com diferentes níveis de desenvolvimento e orientados para aplicações distintas. Algumas das tecnologias já são amplamente comercializadas como é o caso da bateria de chumbo-ácido, de níquel-cádmio, níquel-metal e de Li-Ion. A degradação das baterias depende principalmente de três parâmetros: SoC, DoD e temperatura de funcionamento.

A bateria é constituída por uma ou mais células eletroquímicas, sendo cada célula constituída por um eletrólito com dois elétrodo, um positivo (ânodo) e outro negativo (cátodo).

O eletrólito, onde ocorrem as reações *redox*, separa os elétrodo e permite a transferência de iões entre estes. Quando os elétrodo estão ligados externamente ocorrem reações químicas entre os dois elétrodo e a bateria é descarregada.

Se uma tensão externa é aplicada aos terminais do elétrodo, as reações são invertidas e a bateria é carregada.

A tecnologia de baterias recarregáveis mais antiga é a de chumbo-ácido e apresenta menores custos de capital em comparação com outros tipos de baterias. Cada célula tem os seus elétrodo construídos em chumbo, os quais são imersos numa solução aquosa. As principais limitações desta tecnologia são as baixas densidades de energia, a carga limitada e o ciclo de vida reduzido. Ainda assim, esta tecnologia está continuamente a ser melhorada de modo a reduzir a necessidade de ações de manutenção, levando a crer que, através de uma boa gestão da bateria e de um regime operacional bem otimizado, aquelas baterias se tornem altamente competitivas face às restantes tecnologias.

Com um nível de desenvolvimento semelhante às anteriores, existem as baterias à base de níquel-cádmio. Estas são constituídas por um ânodo de hidróxido de níquel, um cátodo de hidróxido de cádmio e um eletrólito alcalino. As principais desvantagens são a elevada toxicidade dos metais pesados e a perpetuação dos seus malefícios no meio ambiente. Contudo, apresenta vantagens relacionadas com o bom desempenho sob temperaturas baixas, exigência de manutenção reduzida e alta fiabilidade.

A família das baterias de Li-Ion têm tipicamente o ânodo constituído por carbono grafitado, o cátodo por lítio metálico e o eletrólito é composto por sais de lítio dissolvidos em carbonatos orgânicos. Quando a bateria está a ser carregada, os iões de lítio passam do cátodo para o ânodo e, durante a descarga, o processo é revertido.

As principais vantagens desta tecnologia são a alta densidade de energia e a taxa de auto-descarga relativamente baixa. Além disso, devido à possibilidade de cada célula apresentar elevada tensão nominal, o número de células em série poderá ser inferior de modo a atingir a tensão pretendida. A DoD reduzida e a exigência de um circuito de proteção fazem parte do conjunto de desvantagens associadas a esta tecnologia. A circunstância de o tempo de vida útil da bateria ser afetado pelo funcionamento a temperaturas superiores a 40°C representa igualmente uma desvantagem a não menosprezar.

A tecnologia de armazenamento de energia considerada no caso de estudo desta Dissertação são as baterias de Li-Ion por apresentarem elevados níveis de densidade de energia.

3.3 Objetivos da integração de SAE

A integração de SAE em SHE incorpora um vasto leque de valências que beneficiam tanto os produtores, como os operadores do sistema e os consumidores de energia. No âmbito desta Dissertação, o estudo centrar-se-á principalmente na ótica do produtor.

O aumento da exploração e penetração de fontes de energia renováveis no *mix* energético é um passo importante na promoção da poupança energética e na redução das emissões de dióxido de carbono. Hoje em dia, existe grande preocupação em integrar mais fontes de energia renováveis a fim de resolver problemas como:

- O aumento da procura de energia;
- Segurança reduzida do SEE;
- Elevada dependência de combustíveis fósseis;
- Elevadas emissões de dióxido de carbono para a atmosfera.

Quando a produção de energia excede o consumo em determinados momentos, caso não haja o controlo imediato da produção ou o armazenamento da energia em excesso, poderão ocorrer problemas de estabilidade na rede, comprometendo a qualidade da energia elétrica. Além disso, dada a natureza estocástica das fontes de energia que constituem um SHE, a sua elevada penetração pode causar problemas de estabilidade na operação da rede. Estes problemas podem ser mitigados com a ajuda dos SAE.

Assim, coordenando a integração dos SHE com os SAE, bem como com a capacidade de reconfiguração da rede, será significativamente maior a capacidade do sistema para aumentar a penetração de fontes de energia renováveis de forma segura.

Aquando da instalação de um SAE num SHE é essencial definir objetivos de modo a implementar estratégias de controlo capazes de otimizar a integração destas tecnologias.

Como assinalado anteriormente, a integração de PD de índole renovável é responsável por acrescentar um caráter de incerteza na operação do SEE, originando novos desafios a nível técnico e económico. Existem indicadores de qualidade de serviço impostos pelos reguladores do setor energético de cada país² que devem ser respeitados de modo a não comprometer a estabilidade e a segurança do SEE, conduzindo inevitavelmente a prejuízos económicos.

Donde, é do interesse da entidade reguladora minimizar os impactos resultantes da intermitência do recurso eólico e solar sendo que, para tal, em sistemas com significativa potência instalada, recorre-se a instruções e/ou incentivos económicos

² Em Portugal, a entidade reguladora do setor energético é a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

que levam os produtores a operar os seus sistemas de um modo mais preditivo e fiável.

De modo a regular a operação dos SHE, o regulador impõe restrições técnicas referentes à potência de saída dos SHE, ou seja, é imposto ao operador das unidades de produção o fornecimento de energia elétrica de acordo com as previsões de produção comunicadas previamente ao OS. Na eventualidade de incumprimento, quer por défice, quer por excesso de produção, o produtor é penalizado. Desta forma, as dificuldades com que o OS se depara são repercutidas no operador da unidade de produção através de sinais económicos.

Não obstante os estímulos económicos provocados pelo OS, o SHE pode também reagir autonomamente a estímulos provenientes do mercado eléctrico, armazenando energia sempre que o seu preço é mais reduzido, passando a fornecê-la nos momentos em que o seu preço é superior.

Para o OS, à semelhança do que acontece com as centrais de produção de energia eléctrica convencionais, a operação dos sistemas de PD de índole renovável sujeita às condições referidas pode possibilitar o despacho económico ótimo.

Depreende-se, assim, que, na perspetiva do OS, os benefícios decorrentes da integração de SAE são essencialmente de carácter técnico, podendo eventualmente serem de cariz económico, enquanto os dos produtores são unicamente económicos. Todavia, como se encontra esquematizado na figura 3.3, a operação adequada do SAE traduz-se em benefícios técnicos e económicos para ambos.

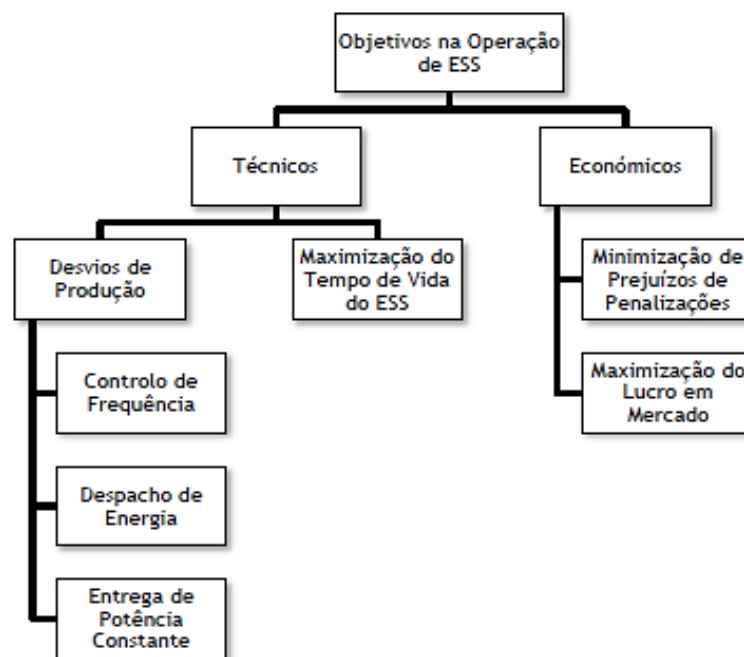


Figura 3.3 - Objetivos da integração de SAE.

Os objetivos técnicos focam-se essencialmente na mitigação de desvios de produção, função essencial para que o fornecimento de potência à rede corresponda aos valores previstos e para que o auxílio no controlo de frequência seja possível. Isto é particularmente importante para que sejam cumpridos os requisitos especificados

em *grid codes*. Também a maximização do período de vida útil do SAE está dependente da gestão assertiva deste, permitindo a redução de custos inerentes à substituição e manutenção dos componentes.

Numa perspetiva económica, a integração e controlo eficiente de SAE visa minimizar os prejuízos decorrentes do incumprimento das imposições especificadas pelo OS bem como exponenciar os lucros da instalação.

Com este objetivo em mente, interessa atenuar o desvio entre a potência prevista e a potência produzida através da atuação dos dispositivos de armazenamento instalados, viabilizando a participação e a regularização do mercado *day-ahead* e *intra-day*.

Com a integração dos SAE, melhora-se a capacidade instalada da unidade produtora, o que se traduz na diminuição da taxa de desconto do projeto e do *Operational Expenditure* (OPEX). O SAE será capaz de armazenar a energia produzida em excesso nos períodos em que a potência produzida é superior ao limite da interligação com a rede.

Durante o seu ciclo de vida, os aerogeradores e painéis fotovoltaicos estão sujeitos a ações de manutenção que requerem a sua inativação durante longos períodos, traduzindo-se em perdas económicas. Com a integração dos SAE, o OPEX é minimizado uma vez que o fornecimento de energia à rede continua a ser possível.

3.4 Funcionalidades dos SAE

Os SAE são componentes interessantes a integrar não só em SHE, como também na generalidade das redes elétricas uma vez que são capazes de compensar a natureza intermitente das fontes de energia renováveis, o que permite aumentar a flexibilidade e a eficiência da rede devido à grande capacidade de armazenamento de energia e às altas taxas de carga e descarga de energia. Com efeito, coordenando a integração dos SHE com os SAE, bem como com a capacidade de reconfiguração da rede, será significativamente ampliada a capacidade de penetração de fontes de energia renováveis de forma segura.

As melhorias decorrentes da implementação destes sistemas são conseguidas através de um conjunto de serviços, a seguir enumerados, capazes de beneficiar a operação do SEE.

3.4.1 Serviços de fornecimento de energia

3.4.1.1 *Time-shifting*

O serviço de *time-shifting* desempenhado pelos SAE corresponde ao armazenamento de energia nos períodos em que o consumo é menor face à produção e ao fornecimento de energia quando, ao contrário, a procura é superior à produção. Além disso, é possível fornecer energia elétrica nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais elevado, possibilitando, consequentemente, maiores lucros para o explorador da instalação. As flutuações do preço do ME ocorrem,

fundamentalmente, devido à instabilidade da procura de eletricidade. Assim, reitera-se, o SAE realizará o “*time-shifting*” da energia armazenada para os períodos em que há maior procura.

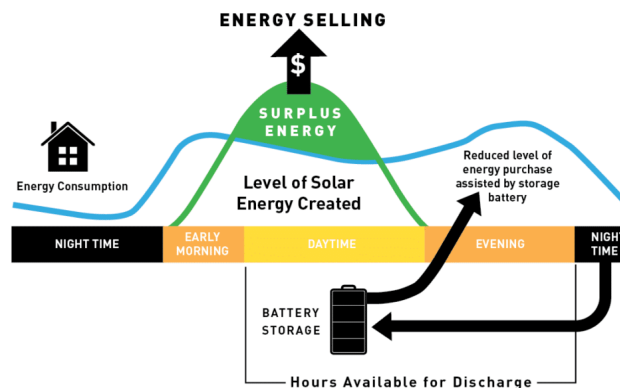


Figura 3.4 - Funcionalidade *time-shifting* desempenhada por um SAE.

É essencial que as entidades que beneficiam desta aplicação sejam controladas através de regulamentação legal específica, evitando-se cenários de oferta reduzida no ME.

3.4.1.2 Reforço da potência instalada

Na eventual insuficiência da potência instalada no SEE face às exigências de consumo, a implementação de SAE pode substituir a necessidade de adquirir novos geradores de energia elétrica, claro que dependendo das condições de operação atuais do sistema.

Caso a infraestrutura do SEE não evolua proporcionalmente com o aumento da procura de energia nos períodos de pico de consumo, ocorrerão défices de produção e congestionamentos, conduzindo a dificuldades na operação da rede. Os SAE podem ser utilizados para evitar os custos relacionados com o congestionamento através da sua instalação a jusante das linhas congestionadas.

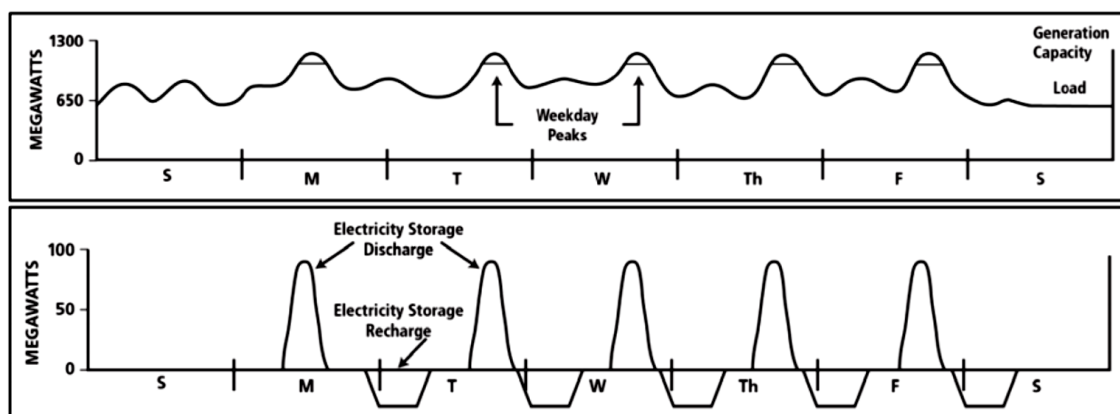


Figura 3.5 - Funcionalidade *peak shaving* desempenhada por um SAE.

Uma vez que o tempo de operação dos equipamentos em modo de sobrecarga é reduzido, aquela aplicação permite estender o tempo de vida útil de um ativo e, assim, protelar a sua substituição. Destarte, assegura-se que a operação dos equipamentos de produção, de transmissão e de distribuição de energia é otimizada e, por conseguinte, a utilização dos ativos é rentabilizada uma vez que estes são operados segundo as condições nominais de funcionamento em períodos de pico de consumo.

3.4.2 Serviços auxiliares

3.4.2.1 Load Following

O desempenho técnico de algumas tecnologias de SAE tornam o armazenamento de energia adequado ao desempenho de serviços auxiliares, especialmente serviços de regulação.

O equilíbrio da potência produzida e consumida é uma tarefa complexa dada a grande variabilidade do consumo de energia. Assim, é requerido ao OS a constante regulação dos geradores responsáveis por mitigar essas flutuações.

De igual modo, nas redes isoladas, os geradores a *diesel* normalmente utilizados para este serviço, necessitam de constante regulação o que se traduz em maior consumo de combustível e, conseqüentemente, maiores emissões de gases poluentes. Em ambos os casos, a alteração recorrente do ponto de funcionamento dos geradores resulta em custos de manutenção acrescidos.

Dada a simplicidade de alteração do ponto de funcionamento dos SAE, esta tecnologia apresenta características ideais para desempenhar o serviço de *Load following*.

Para tal, os SAE devem ser fiáveis para garantir as obrigações contratuais e devem comunicar com o OS para serem integrados no *Automatic Generation Control (AGC)*.

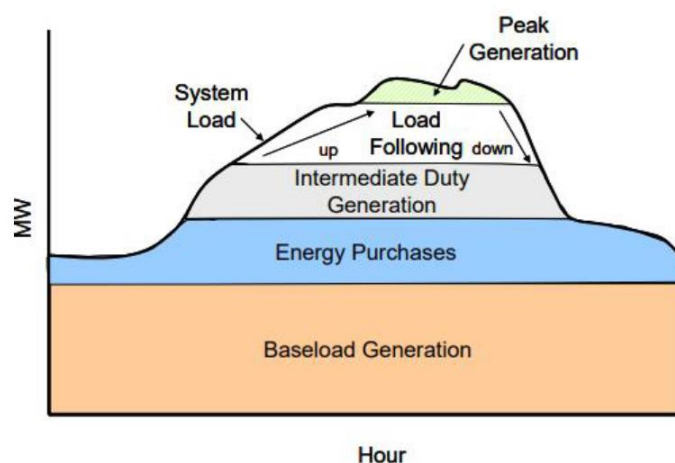


Figura 3.6 - Estratégias de despacho de produção elétrica.

3.4.2.2 Capacidade de reserva

A operação prudente do SEE deve incluir a utilização da capacidade de reserva de energia elétrica sempre que os recursos normais de produção se tornem indisponíveis inesperadamente. Assim sendo, continuam a ser possíveis ações de controlo de tensão e frequência de modo a assegurar o funcionamento adequado da rede elétrica. No domínio do setor elétrico, a capacidade de reserva surge como um serviço auxiliar.

O esquema de controlo do SEE é dividido em três níveis hierárquicos. O controlo primário é automático e descentralizado. Este controlo é realizado através do deslastre de cargas e da regulação dos geradores ligados à rede. O seu objetivo é estabilizar a frequência do SEE através da manutenção do equilíbrio entre a produção e o consumo. Este controlo é acionado instantes após a perturbação e, na eventualidade da reserva primária ser suficiente, é capaz de restaurar o ponto normal de funcionamento do sistema num curto período de tempo.

Os controlos secundário e terciário são automáticos e centralizados sendo o *Transmission System Operator* (TSO) responsável pela respetiva coordenação. O controlo secundário procura restabelecer a frequência do SEE para o seu valor de referência através de reserva adicional na eventualidade da reserva primária ser insuficiente. Já o controlo terciário compreende: a ligação de unidades de armazenamento de energia capazes de fornecer reserva durante 10 a 15 minutos; o despacho de unidades geradoras; a alteração do valor programado de troca de energia entre áreas vizinhas; e deslastre de cargas. Este controlo terciário complementa o valor de reserva do controlo secundário ou restabelece a mesma reserva, seguindo considerações económicas.

A maioria dos SAE tem uma característica de resposta rápida, desempenhando assim funções de regulação importantes. É expectável que os equipamentos incumbidos deste serviço não desempenhem quaisquer outras funções em simultâneo, de modo a maximizar-se a fiabilidade da operação. A energia armazenada deve estar inteiramente disponível por forma a responder na íntegra às instruções do AGC. Além disso, não é necessário que os dispositivos de armazenamento estejam no modo de carga ou descarga para efetuar a regulação, podendo estar no estado de *standby*.

3.4.2.3 Equilíbrio de tensão

Para manter o SEE em condições normais de funcionamento é essencial assegurar a manutenção dos níveis de tensão conforme os valores regulados. Em resposta a esse desafio, a gestão da potência reativa é criteriosa uma vez que os equipamentos que produzem, transmitem ou consomem energia elétrica são, em grande parte, consumidores de potência reativa.

Dado que a transmissão a longa distância de potência reativa não é economicamente viável, os equipamentos capazes de produzi-la devem ser colocados em locais específicos da rede, de modo a minimizar a distância às cargas. Quando a compensação de potência reativa se revela insuficiente, o operador da rede deve proceder, se possível, ao deslastre de cargas.

Decorrente da eletrónica de potência presente nos SAE, estes são competentes para fornecer energia reativa e, assim, contraporem as variações de tensão da rede.

Capítulo 4

Minimização de perdas energéticas devidas à interação das duas formas de produção

A emissão de gases poluentes resultantes da exploração de combustíveis fósseis e as alterações climáticas daí decorrentes têm despoletado sobremaneira o interesse académico e governamental, designadamente, em relação ao estudo das fontes de energia renováveis, particularmente a energia eólica e solar.

Parques eólicos e fotovoltaicos são geralmente instalados em locais próprios, não beneficiando de qualquer sinergia existente entre os recursos disponíveis. Como suprarreferido, a partilha das infraestruturas e da área de instalação por ambas as formas de produção leva à supressão de despesas adicionais na aquisição e licenciamento de terrenos para a exploração de novos parques. Também as linhas elétricas, quer de transporte como de distribuição, são rentabilizadas uma vez que a sua operação é passível de ser realizada com valores circunjacentes à potência nominal.

Nesta perspetiva, a inclusão de painéis fotovoltaicos num parque eólico já concebido, nos termos do presente estudo, deve considerar as vantagens e desvantagens decorrentes da agregação de ambas as fontes de energia no mesmo local e, para tal, interessa examinar separadamente a eficiência da produção energética de cada sistema.

Uma fração das perdas energéticas de um SHE deve-se à interação das duas formas de produção, manifestada através do sombreamento parcial dos painéis fotovoltaicos por parte das turbinas eólicas e do impacto dos painéis fotovoltaicos no recurso eólico, bem como às condições atmosféricas do local de instalação.

É essencial referir que existem outros tipos de perdas e condições capazes de influenciar a eficiência de um SHE. É sobre estes e outros inconvenientes que se aterão as nossas próximas reflexões, procurando apresentar, em conjunto com alguns conceitos essenciais ao domínio das questões, estratégias capazes de minimizar as perdas energéticas.

4.1 Curva característica I-V de um painel fotovoltaico

Procurando entender a alteração do desempenho de um painel fotovoltaico, importa referir e compreender primeiramente que a curva da característica corrente-tensão (I-V) de um painel fotovoltaico assume enorme relevo para o estudo, pois é uma ferramenta capaz de mostrar a eficiência de um sistema fotovoltaico através da representação da variação da tensão com a corrente. A figura 4.1 ilustra a curva I-V e a curva potência-tensão (P-V) de um painel fotovoltaico.

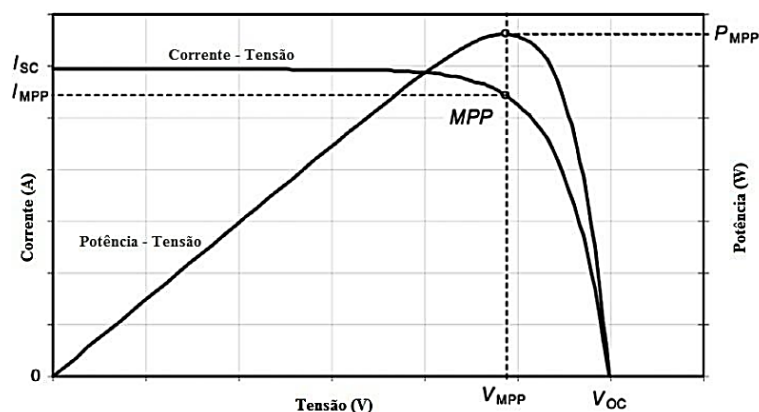


Figura 4.1 - Curvas características I-V e P-V de um painel fotovoltaico.

Na curva característica I-V é possível identificar:

- I_{SC} (corrente de curto-circuito): valor máximo de corrente possível de ser fornecido à carga;
- V_{OC} (tensão em circuito aberto): valor máximo de tensão possível de ser fornecido à carga;
- **MPP** (ponto de potência máxima): ponto da curva característica de coordenadas $(I_{MPP}; V_{MPP})$ onde a potência fornecida pelo painel é máxima;
- **P_{MPP}** (potência máxima): potência máxima suscetível de ser fornecida à carga.

Através da análise da curva, verifica-se que, perante a condição de curto-circuito ($V=0$), o valor da corrente é máximo e, sob a condição de circuito aberto ($I=0$), valor da tensão é máximo. Evidentemente, em nenhum destes pontos ocorre produção de energia elétrica, pelo que a operação do painel fotovoltaico deve realizar-se, idealmente, no ponto MPP.

Dada a variedade de modelos e fabricantes de células fotovoltaicas, é essencial definir a qualidade dos mesmos através de parâmetros consistentes. Um dos parâmetros geralmente fornecido é o rendimento (η), o qual traduz a eficiência da conversão da energia solar em energia elétrica e é determinado através da equação seguinte.

$$\eta = \frac{P_{Out}}{P_{irradiância} \times A_{célula}} (\%) \quad (4.1)$$

Onde:

- P_{Out} : potência elétrica produzida pela célula, em [W];
- $P_{irradiância}$: irradiância no plano da célula, em [W/m²];
- $A_{célula}$: área da célula irradiada, em [m²].

Outro parâmetro de qualidade relevante é o fator de forma (F_F), que é bastante influenciável pelas resistências R_S e R_P que modelizam as perdas por efeito de Joule e as perdas por correntes parasitas, respetivamente. Este fator traduz a qualidade do desempenho da curva característica, sendo o seu valor sempre menor que a unidade. O seu cálculo é dado pela equação a seguir apresentada.

$$F_F = \frac{P_{MPP}}{I_{SC} \times V_{OC}} \quad (4.2)$$

4.2 Efeitos da temperatura na produção fotovoltaica

As curvas características assinaladas na figura 4.2 apresentam um traçado díspar mediante a temperatura a que se encontra a célula fotovoltaica.

Com o aumento da temperatura ocorre a diminuição da camada de depleção da célula e a agitação dos eletrões é ampliada, levando à diminuição da tensão e ao aumento ligeiro da corrente. Uma vez que o aumento da corrente não é tão considerável quanto a diminuição da tensão, a potência produzida nessas condições é inferior.

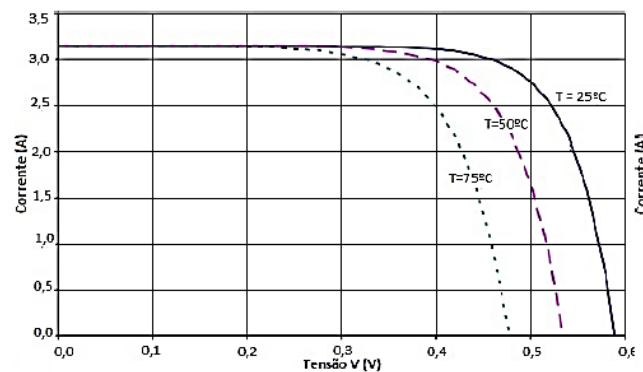


Figura 4.2 - Efeito da temperatura na curva característica I-V.

O efeito do aumento da temperatura é amplificado ciclicamente em resultado, não só do aumento da corrente e das correspondentes perdas por efeito de Joule, como também da diminuição da energia elétrica extraída da célula, a que se associa inevitavelmente o aumento da energia térmica armazenada no interior dos módulos.

Constata-se, assim, que a temperatura das células é naturalmente superior à temperatura ambiente pelo que é importante que os módulos fotovoltaicos sejam capazes de dissipar o excesso de calor.

Com o aumento da temperatura instauram-se condições térmicas bastante prejudiciais à conservação dos painéis fotovoltaicos uma vez que aumenta o *stress* associado à expansão térmica.

Como o nome indica, a expansão térmica refere-se à dilatação dos materiais que constituem o módulo fotovoltaico originada por variações de temperatura.

A variação da distância entre as células fotovoltaicas dependendo da temperatura, pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$\delta = (\alpha_v C - \alpha_c D) \Delta T \quad (4.3)$$

Onde:

- α_v e α_c : coeficientes de expansão do vidro e da célula, respetivamente;
- C: distância entre os centros de células contíguas;
- D: comprimento da célula;
- ΔT : variação de temperatura.

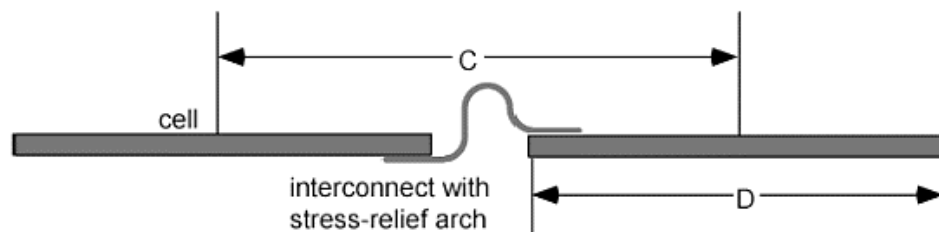


Figura 4.3 - Conexão de duas células fotovoltaicas.

Nesta perspetiva, a instalação das células nos módulos fotovoltaicos deve coadunar-se com a dilatação dos materiais de modo a evitar a delaminação do material e a rotura dos contatos elétricos. Como ilustra a figura 4.3, deve ser assegurado o afastamento entre as células fotovoltaicas e a aplicação de conexões elétricas com comprimento excedente.

4.3 Efeitos do recurso eólico na produção fotovoltaica

As soluções fotovoltaicas despertaram grande interesse investigacional durante os últimos anos. Para o desenvolvimento de equipamentos rentáveis é crucial otimizar a sua operação em função dos diversos fatores que influenciam o seu rendimento. Diversas metodologias foram desenvolvidas com o desígnio de prever a potência produzida por uma instalação fotovoltaica mediante a variação da irradiância, da temperatura e do modo de instalação. No entanto, o efeito do vento na temperatura - e consequentemente no rendimento - dos painéis fotovoltaicos não está incorporado naquelas metodologias.

No âmbito do presente estudo, importa avaliar a integração de produção fotovoltaica considerando o efeito do vento, uma vez que o local de instalação que fora previamente escolhido para a implementação do SHE corresponde a um parque eólico onde é manifesta a magnitude do recurso eólico. Também por isto, não deve subvalorizar-se a pressão dinâmica exercida pelo vento nos painéis fotovoltaicos e nas estruturas de suporte.

4.3.1 Arrefecimento por ação do vento

Foi citado no capítulo 4.2 que a eficiência de um painel fotovoltaico é negativamente influenciada pelo aumento da sua temperatura de funcionamento.

Uma vez que a temperatura das células fotovoltaicas é extremamente sensível à velocidade do vento, e sendo este um dos fatores responsáveis pelo seu arrefecimento. Com esta premissa em mente e não sendo possível realizar autonomamente a análise desta questão dada a sua complexidade, ao longo deste subcapítulo analisar-se-á um estudo que versa sobre a influência do arrefecimento dos painéis fotovoltaicos por ação do vento no seu rendimento.

Nuri Gokmen et al. [16] procura indagar da pertinência de considerar o vento no dimensionamento de soluções fotovoltaicas e assim estimar com maior exatidão o seu potencial. Para tal, propõem comparar a produção real e a produção estimada em dois cenários diferentes através da inclusão de modelos que incorporem a velocidade do vento. O cenário aqui abordado corresponde a um dia frio e chuvoso de Inverno, apenas com a duração de 6h e 50 min de luz diária, tendo sido registada, em média, uma irradiância de 146,5 W/m², temperatura ambiente de 7,6 °C e velocidade do vento de 15,2 m/s.

A temperatura de um painel fotovoltaico depende de vários fatores como a temperatura do ar e a irradiância, podendo ser modelada através da seguinte equação.

$$T_C = T_a + G \cdot \frac{T_{NOCT} - 20}{800} \quad (4.4)$$

Onde:

- T_a : temperatura do ar;
- G : irradiância;
- T_{NOCT} : temperatura da célula nas condições NOCT³.

Embora esta equação permita calcular com a exatidão suficiente a temperatura de painéis fotovoltaicos a operar em regiões pouco ventosas, o mesmo não se verifica quando a velocidade do vento é considerável. Assim, no estudo referido, é utilizada uma formulação mais elaborada que permite considerar a influência da velocidade

³ Nominal Operating Cell Temperature - $T_a=20^\circ\text{C}$, $E= 800 \text{ W/m}^2$ e $v_{\text{vento}}= 1 \text{ m/s}$

do vento (v_{vento}) e o tipo de montagem do painel fotovoltaico (w) na determinação da temperatura de operação destes. A formulação proposta é enunciada de seguida.

$$T_c = T_a + w \cdot \frac{0.32}{8.91 + 2v_{\text{vento}}} \cdot G \quad (4.5)$$

Visto que a produção de energia está profundamente relacionada com o rendimento dos painéis fotovoltaicos e, por sua vez, com a temperatura, os autores começaram por determiná-la através da simulação em *Matlab* dos modelos enunciados nas equações 4.4 e 4.5, procurando demonstrar o efeito do vento no arrefecimento.

Para tal, foram recolhidos os valores médios da irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento no local de 15 em 15 minutos.

Do modelo tradicional enunciado na equação 4.4, dado que a velocidade do vento não integra a equação, resulta a sobrestimação da temperatura ao longo do dia em análise (T_c *sim without wind*) comparativamente à temperatura medida experimentalmente (T_c) como se encontra ilustrado na figura 4.4.a. De outro modo, através do modelo descrito na equação 4.5, a estimativa da temperatura (T_c *sim with wind*) é muito mais coincidente com T_c .

Como ilustrado na figura 4.4.b, em alguns dias do ano a temperatura é sobrestimada em 11° C o que significa que a produção de energia é ocasionalmente subestimada em aproximadamente 4,5%. Esta diferença é mais notória em períodos quentes como aqueles que ocorrem na Primavera e no Verão.

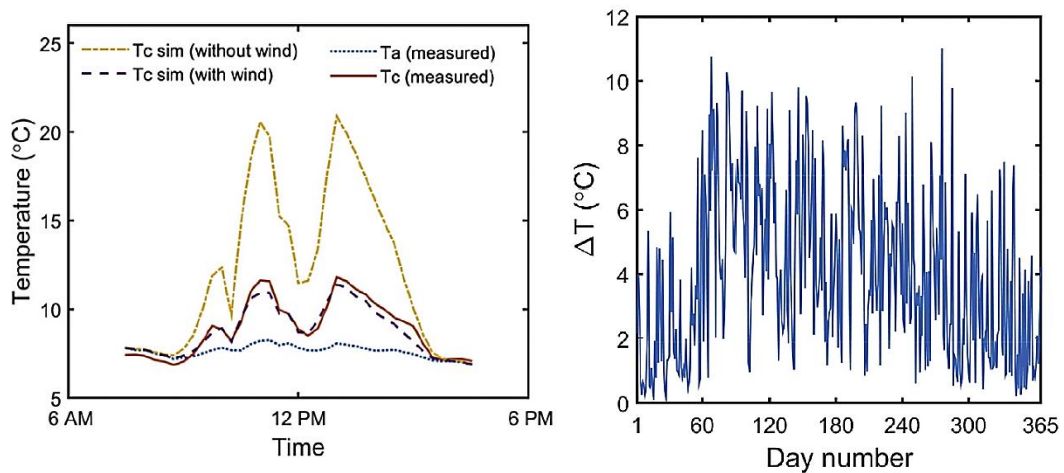


Figura 4.4 - (a) Comparação dos modelos de estimativa da temperatura; (b) Sobrestimação diária da temperatura quando a modelização tradicional é aplicada.

Para o dia em análise, os valores de potência medidos e simulados são apresentados na figura 4.5. A energia efetivamente produzida pelo sistema ao longo do dia totaliza 287,7 Wh, enquanto a energia estimada segundo o modelo tradicional é de 281,9 Wh, o que representa uma estimacão por defeito de 2%. Por sua vez, o modelo proposto sobrestima a produção em apenas 0,5%, totalizando 289,1 Wh.

Independentemente do período em análise, o estudo conclui que a energia anual produzida é subestimada em 3,5%, o que demonstra que a adoção do modelo proposto é benéfica na fase de projeto uma vez que previne o subdimensionamento dos equipamentos.

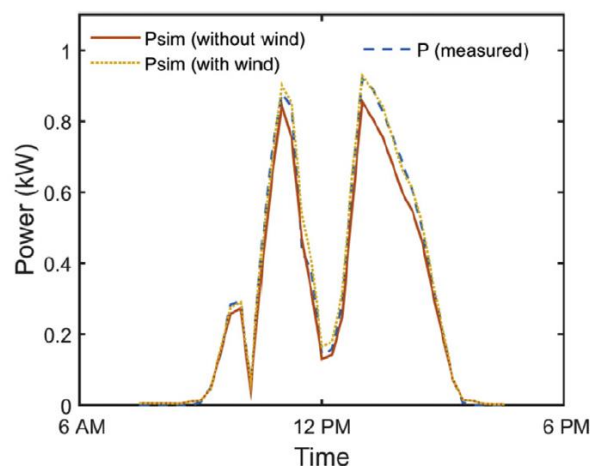


Figura 4.5 - Potência medida e estimada através de simulação.

Importa referir que a metodologia proposta pelos autores deve ser individualmente analisada em função do local de instalação uma vez que, dependendo das condições atmosféricas, o objetivo do estudo pode ser mitigado.

Para o objeto da presente Dissertação importa realçar que, no seguimento das conclusões apresentadas pelo estudo analisado, a integração de um parque fotovoltaico num parque eólico é inteiramente produtora na perspetiva da exponenciação do seu rendimento elétrico devido ao arrefecimento induzido pelos fluxos de ar patentes durante a operação.

4.3.2 Sombreamento de painéis fotovoltaicos

Um dos objetivos aquando da implementação de um sistema fotovoltaico é minimizar a possibilidade de ocorrerem sombreamentos de modo a maximizar a sua produtividade. Assim, deve-se atentar inicialmente à escolha do local de instalação do sistema de modo a evitar a obstrução da radiação solar.

A proximidade de árvores, edifícios, antenas de telecomunicações ou qualquer outra estrutura potencializa o efeito de sombreamento, no entanto, este poderá dever-se à queda de partículas na superfície dos painéis fotovoltaicos. Em muitas ocasiões, o sombreamento pode ser classificado como temporário, decorrente da localização ou causado pela própria instalação.

4.3.2.1 Tipos de sombreamento

a) Sombreamento temporário

A ocorrência de sombreamentos temporários resulta da deposição de neve, folhas, dejetos animais ou outro tipo de sujidade sobre os painéis fotovoltaicos. Em zonas montanhosas, onde ocorre queda de neve, ou em zonas florestais, onde há bastantes folhas e detritos arborícolas, deve ser dada especial atenção a este fenómeno.

A acumulação de poeiras e partículas poluentes também pode manchar a superfície e causar sombras permanentes. A subsistência destas será tanto menor quanto mais eficaz for o sistema de autolimpeza dos painéis fotovoltaicos, o qual se baseia no escoamento de água da chuva ao longo da sua superfície. O seu desempenho depende, assim, do grau de inclinação e da pluviosidade, sendo recomendável que a inclinação seja superior a 25° de modo a garantir que a velocidade de escoamento da água seja suficiente para limpar os detritos depositados. Em Portugal, uma vez que o grau de inclinação ótimo dos painéis é aproximadamente 30°, considera-se que existem condições para o processo de autolimpeza decorrer eficientemente. Em locais onde a deposição de resíduos ocorre dentro da normalidade e a instalação dos painéis fotovoltaicos é realizada respeitando a inclinação adequada, pode assumir-se que a perda devida à sujidade assume um valor entre 2 % a 5 % [17].

b) Sombreamento devido à localização

O sombreamento devido à localização da instalação engloba todo o sombreamento decorrente de edifícios ou outras estruturas que se encontrem em redor desta. Edifícios próximos, árvores ou antenas de telecomunicações podem provocar o sombreamento direto dos painéis fotovoltaicos ou o escurecimento do horizonte.

A disposição de condutores elétricos sobre a instalação, como é o caso de uma linha elétrica, também assume um papel negativo uma vez que a sua sombra se moverá ao longo do dia.

Tal como no caso de estudo descrito a seguir nesta Dissertação, a localização dos painéis fotovoltaicos ocorre numa área onde estão integrados os aerogeradores pré-existent, o que, naturalmente, pode originar fenómenos de sombreamento.

c) Sombreamento causado pela própria instalação

Em instalações fotovoltaicas os painéis são geralmente dispostos em filas consecutivas. A área de instalação e as perdas energéticas devidas ao auto sombreamento podem ser minimizadas através da otimização dos ângulos de inclinação e da distância entre as filas de modo a evitar que os painéis provoquem sombra nos subsequentes como ilustra a figura seguinte [18].

Em Portugal, ângulos superiores a 20° levam a um aumento da produção elétrica superior a 10 % relativamente à instalação na horizontal. Para além disso, os sistemas horizontais têm de ser limpos com maior frequência, em resultado do aludido efeito da acumulação de sujidade.

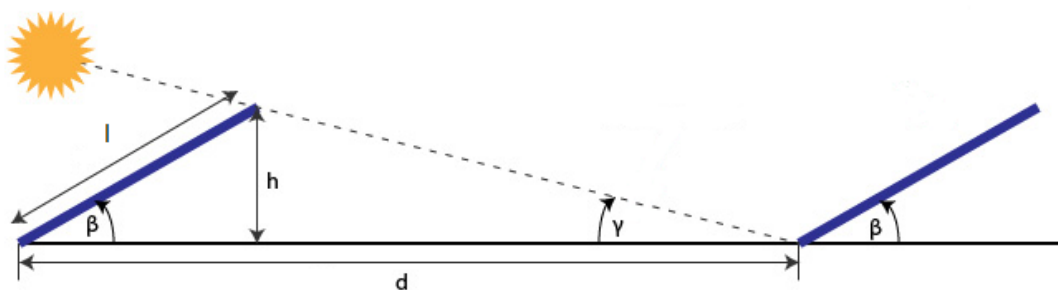


Figura 4.6 - Parâmetros de instalação de painéis fotovoltaicos.

De modo a minimizar as perdas por auto sombreamento, é possível calcular a distância mínima a reservar entre as filas consecutivas através da seguinte equação:

$$d = l \times \frac{\text{sen}(180^\circ - \beta - \gamma)}{\text{sen}(\gamma)} \quad (4.6)$$

Onde:

- l : largura do painel fotovoltaico;
- β : inclinação do painel fotovoltaico;
- γ : ângulo de sombreamento.

De modo a simplificar o processo de cálculo da distância mínima a reservar entre as filas de painéis fotovoltaicos, são convencionados dois métodos de cálculo:

1. Para minimizar as perdas decorrentes do sombreamento:

$$d = 3,5 \times h \quad (4.7)$$

Onde:

- h : altura do solo à aresta superior do painel fotovoltaico quando instalado segundo a inclinação β .

2. Para otimizar a área de instalação:

$$d = 2,25 \times l \quad (4.8)$$

4.3.2.2 Efeitos do sombreamento de painéis fotovoltaicos

Como tivemos oportunidade de salientar, o sombreamento de painéis fotovoltaicos deve ser antevisto uma vez que a segurança e o rendimento dos equipamentos são comprometidos. O impacto do sombreamento nos sistemas fotovoltaicos depende, entre outros fatores, do tipo de sombreamento, do nº de módulos sombreados, do trajeto definido pela sombra e do modo de conexão entre as células e os diodos *bypass*.

A diminuição da irradiância solar como resultado do sombreamento leva a que a curva característica I-V dos módulos fotovoltaicos se altere uma vez que a intensidade da corrente produzida pelas células fotovoltaicas é praticamente proporcional a esta. Por outro lado, a tensão MPP permanece quase inalterada com a variação da irradiância solar.

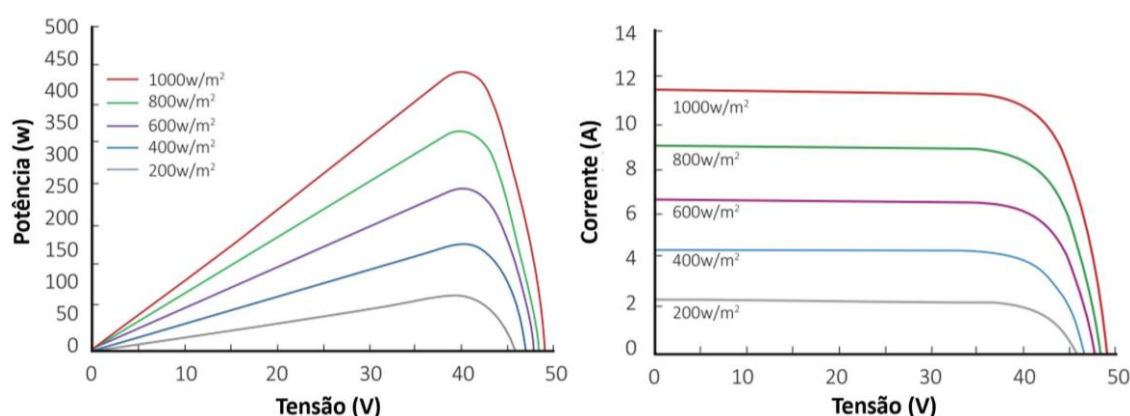


Figura 4.7 - Efeito da irradiância nas curvas características I-V e P-V de um painel fotovoltaico.

Com efeito, o modo de operação dos inversores é reajustado por forma a procurar um novo MPP para as condições vigentes, o que leva à redução da potência produzida pela instalação fotovoltaica como ilustrado na figura 4.7.

Um módulo fotovoltaico consiste na ligação de células fotovoltaicas em série e em paralelo. A ligação em série permite estabelecer o nível de tensão pretendido pelo fabricante, enquanto a ligação em paralelo possibilita o aumento da intensidade da corrente fornecida por módulo. Da mesma forma, como ilustrado na figura 4.8, a ligação em série e em paralelo de diversos módulos permite ajustar a curva de característica I-V de um painel fotovoltaico.

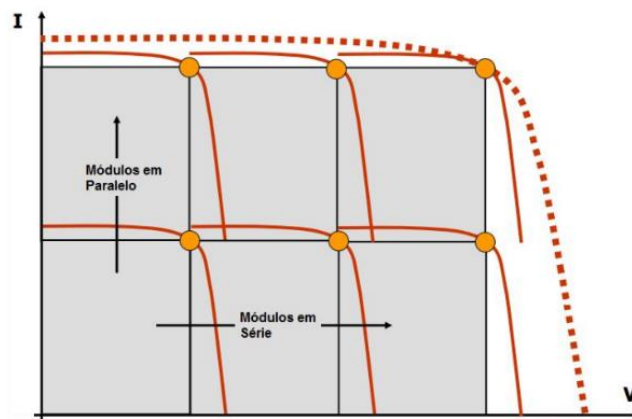


Figura 4.8 - Ajuste da curva I-V de um painel fotovoltaico através da ligação em série e paralelo de módulos.

O inconveniente da ligação em série de células fotovoltaicas prende-se com o facto de, na eventualidade de uma célula ser sombreada, esta deixar de conduzir e impedir a circulação de corrente elétrica ao longo da *string*.

Uma possível solução para este problema é a inclusão de díodos *bypass* em paralelo com as células fotovoltaicas de modo a criar um circuito alternativo à corrente que resulta da inversão da polarização daquelas quando sombreadas. Desta maneira, impede-se a inviabilização total da *string* devido ao sombreamento de uma única célula, além de se prevenir o aparecimento de *hot spots* e consequentemente a deterioração devido às elevadas tensões inversas.

A implementação de um diodo *bypass* por célula é inviável devido ao custo e à dificuldade de implementação, pelo que estes são geralmente colocados em antiparalelo com as várias *strings* que compõem o módulo. Esta configuração é apresentada na figura 4.9.

Segundo os *datasheets* de diversos modelos, o número de células protegidas simultaneamente por um diodo *bypass* sem que ocorram problemas de aquecimento varia entre 15 e 18 células.

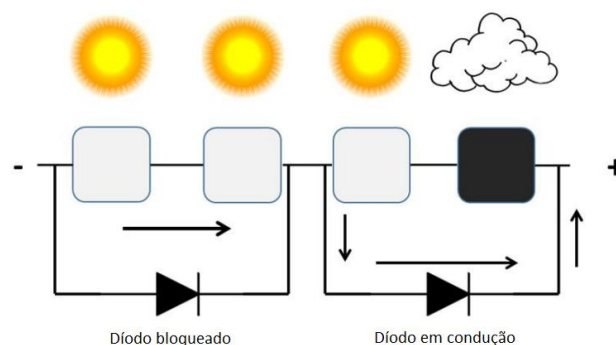


Figura 4.9 - Diodo *bypass* em condução devido à ocorrência de sombreamento

Na figura 4.10 encontram-se representadas as curvas características I-V relativas ao funcionamento de cinco módulos fotovoltaicos ligados em série segundo três cenários: sem ocorrência de sombreamento; com sombreamento e sem díodos *bypass*; e com sombreamento e com diodo *bypass*. Evidencie-se que as perdas energéticas devidas ao sombreamento são minimizadas com a integração de díodos *bypass* dado que a corrente fornecida pela *string* se mantém quase inalterada após a saída de serviço dos módulos sombreados. Ainda assim, o nível de tensão decresce em função do número de módulos afetados.

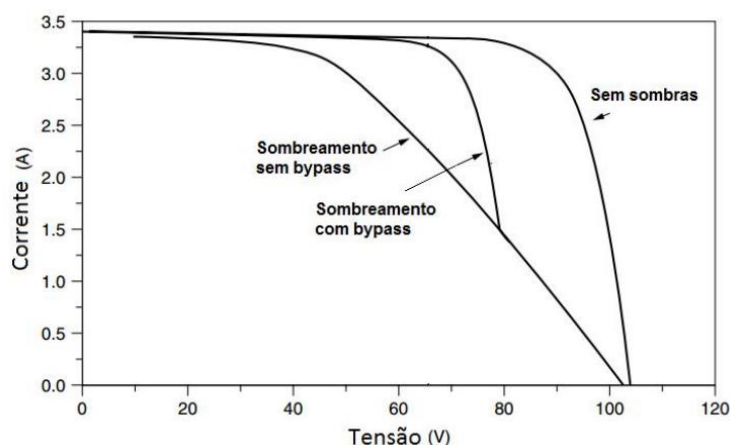


Figura 4.10 - Efeito da implementação de díodos *bypass* na curva característica I-V de um painel fotovoltaico

Aquando do sombreamento de um ou mais módulos de um painel fotovoltaico, além de ocorrer o fluxo inverso de corrente ao longo da *string* afetada, caso não esteja dotada de díodos de proteção, também esta consumirá a corrente produzida pelas restantes *strings*. Isto ocorre porque, ocorrendo a perda de um ou mais módulos, a tensão da *string* afetada passa a ser menor que a tensão do barramento onde estas se ligam, promovendo o fluxo de corrente para aquela *string*.

Devido aos efeitos nefastos que esta situação induz na eficiência da instalação fotovoltaica, considera-se boa prática a instalação de díodos de bloqueio a mediar as *strings* e o barramento de ligação como ilustrado na figura 4.11.

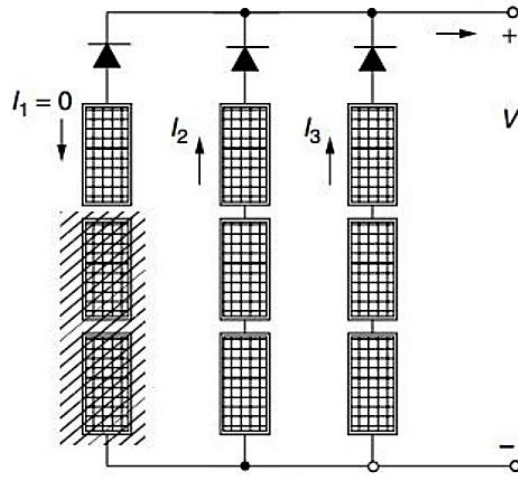


Figura 4.11 - Bloqueio de corrente através da implementação de diodos de bloqueio.

Destarte, perante uma anomalia em determinada *string* ocorre a inversão de polaridade do diodo de bloqueio e esta não dissipará a potência produzida pelas restantes. Em seguimento, a *string* danificada não produz, nem consome potência elétrica nas condições referidas, minimizando as perdas energéticas advindas do sombreamento.

Como analisado, o funcionamento de uma instalação fotovoltaica segundo condições de operação não uniformes compromete o seu desempenho, podendo fazer com que os equipamentos funcionem durante longos períodos de tempo fora do espectro de produção de potência elétrica desejável devido a erros por parte dos inversores no *tracking* do ponto MPP. Com o intuito de minimizar as perdas elétricas decorrentes do sombreamento, foram desenvolvidas e introduzidas novas tecnologias na eletrônica e no modo de atuação dos inversores que, em conjunto com os diodos *bypass* e de bloqueio, permitem menorizar o efeito do sombreamento na operação de um sistema fotovoltaico.

4.3.3 Ação da força do vento nos painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são geralmente instalados com um ângulo de inclinação similar à latitude do local de instalação, podendo esta conceção variar de acordo com considerações de projeto alternativas e com as estações do ano.

Diversos estudos comprovaram que, à medida que o vento incide num painel fotovoltaico inclinado, este flui através de ambas as superfícies, criando pressões desiguais. As superfícies dos painéis solares experienciam forças de arrasto (*drag forces*) na direção de incidência do vento e forças de elevação (*lift forces*) na direção perpendicular ao fluxo do vento. A força de arrasto é expressa através da expressão $D_F = \frac{1}{2} \rho v^2 A C_D$ e a força de elevação através de $L_F = \frac{1}{2} \rho v^2 A C_L$, nas quais ρ , v , A , C_D e C_L representam a densidade do ar, a velocidade do vento, a área incidida e os coeficientes de arrasto e de elevação, respetivamente.

O torque aplicado nos painéis fotovoltaicos por ação do vento resulta do produto vetorial da força de arrasto e de levantamento. Na eventualidade de ocorrerem

ventos fortes, estas forças e o torque resultante podem danificar a estrutura dos painéis fotovoltaicos. Estas forças são esquematizadas na figura 4.12.

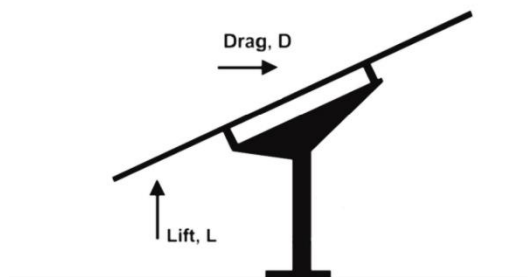


Figura 4.12 - Forças de arrasto e elevação induzidas pelo vento num painel fotovoltaico.

A grandeza das forças exercidas na estrutura de um painel fotovoltaico depende essencialmente da sua geometria, da velocidade/direção do vento e das condições de exposição do painel fotovoltaico ao vento, nomeadamente o grau de inclinação e a distância ao solo. Por norma, esta é estimada experimentalmente num túnel de vento ou através de um simulador computacional da dinâmica de fluidos (CFD). Quando todos os parâmetros são devidamente contemplados na modelação experimental, os resultados daí decorrentes permitem validar a simulação computacional. De modo a realizar testes rigorosos, a estrutura é exposta às mesmas condições atmosféricas expectáveis no local de instalação.

O vento é um fenómeno climatológico complexo, resultante da conjugação de efeitos e especificidades, intervindo em distintas escalas temporais e espaciais. A sua correta caracterização exige conhecimentos e técnicas específicas, quase sempre dependentes do objetivo pretendido. Embora não seja possível determinar com precisão a rugosidade da superfície devido às variações de tamanho, forma, disposição e densidade dos diversos elementos que nela se integram, a caracterização do recurso eólico é usualmente realizada através da lei de potência do perfil do vento - *wind profile power law* - que relaciona a velocidade do vento com a altura ao solo.

Os sistemas fotovoltaicos fixados no solo são geralmente instalados a uma altura reduzida pelo que passam a integrar a região inferior da camada limite atmosférica. Nesta camada, como ilustrado na figura 4.13, a velocidade do vento é altamente imprevisível devido à turbulência incitada especialmente pela rugosidade da superfície terrestre, pela disposição de obstáculos e pelo movimento vertical do ar devido às intrínsecas variações da temperatura.

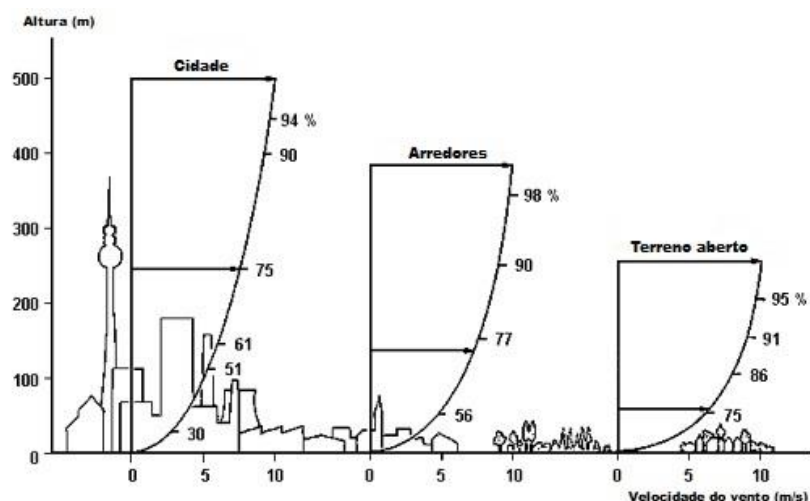


Figura 4.13 - Variação da velocidade do vento com a rugosidade terrestre.

Hassan e Ashish [19] procuraram estudar os efeitos da turbulência do vento numa instalação disposta no solo e a intensidade das forças às quais aquela estava exposta, uma vez que eram reportados vários danos a nível mundial e, até então, poucos estudos haviam sido realizados sobre o assunto.

Para tal, na primeira fase do estudo, conduziram diversas experiências de modo a determinar os coeficientes de pressão resultantes da incidência do vento segundo diversas direções num painel fotovoltaico inclinado 30° em relação ao solo. Posteriormente, como esquematizado na figura 4.14, analisaram a incidência do vento na superfície frontal e traseira da estrutura perante a variação do ângulo de inclinação do painel entre 10° e 60° .

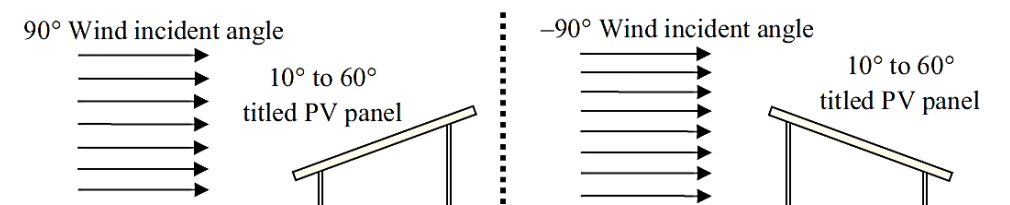


Figura 4.14 - Esquema de ensaio experimental para determinação de forças induzidas pelo vento.

A montagem do painel inclinado a 30° foi analisada variando o ângulo de incidência do vento de -90° a 90° e verificou-se que a pressão máxima exercida na estrutura ocorre designadamente nos extremos do intervalo.

Com o desígnio de determinar as forças produzidas pelo vento quando incidem no painel fotovoltaico, disposto segundo diversos graus de inclinação, foi utilizado o *software* de simulação CFD *FLUENT*. A partir deste, também foi possível visualizar as linhas de fluxo e averiguar o padrão de turbulência do vento.

A tabela 1 apresenta os resultados do coeficiente de pressão e das forças de arrasto e levantamento exercidas no painel segundo as condições suprarreferidas, recorrendo a três métodos distintos de modelação da turbulência do vento.

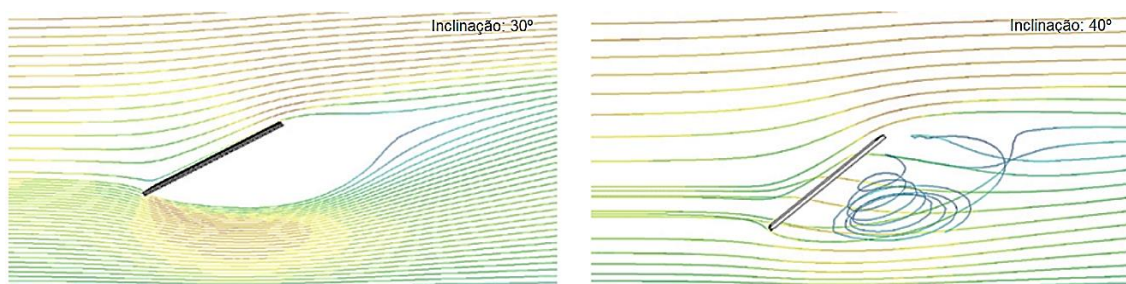
Tabela 1 - Resultados do coeficiente de pressão e das forças de arrasto e levantamento exercidas nos painéis.

Wind attack	Hit angle	Steady SKE $k-\epsilon$			Steady RNG $k-\epsilon$			Unsteady RNG $k-\epsilon$		
		Net pressure coeff.	Drag coeff.	Lift coeff.	Net pressure coeff.	Drag coeff.	Lift coeff.	Net pressure coeff.	Drag coeff.	Lift coeff.
90°	10°	0.610	0.106	- 0.601	0.536	0.093	- 0.528	0.295	0.051	- 0.291
90°	20°	1.142	0.391	- 1.073	1.005	0.344	- 0.944	0.575	0.197	- 0.540
90°	30°	1.670	0.835	- 1.446	1.482	0.741	- 1.284	0.764	0.382	- 0.662
90°	40°	2.073	1.333	- 1.588	1.846	1.186	- 1.414	0.791	0.508	- 0.606
90°	50°	1.926	1.475	- 1.238	1.545	1.183	- 0.993	0.878	0.672	- 0.564
90°	60°	2.416	2.093	- 1.208	2.120	1.836	- 1.060	0.938	0.813	- 0.469
- 90°	10°	0.504	0.088	0.496	0.454	0.079	0.447	0.292	0.051	0.288
- 90°	20°	1.076	0.368	1.011	0.936	0.320	0.879	0.561	0.192	0.527
- 90°	30°	1.021	0.510	0.884	0.949	0.474	0.822	0.708	0.354	0.613
- 90°	40°	1.945	1.250	1.490	1.644	1.057	1.260	0.765	0.492	0.586
- 90°	50°	2.011	1.540	1.292	1.683	1.290	1.082	0.847	0.649	0.544
- 90°	60°	2.488	2.155	1.244	2.155	1.867	1.078	0.904	0.783	0.452

Os resultados obtidos através das simulações baseadas no modelo de turbulência “*unsteady RNG $k-\epsilon$* ” são aqueles que apresentam maior relevância no contexto da temática abordada nesta Dissertação. É que este modelo é aquele que traduz com maior rigor a variação do fluxo de vento, verificada similarmente à superfície terrestre. Ademais, por razões de economia do presente estudo, atentemos somente a esses resultados.

Os coeficientes de pressão e de arrasto foram calculados e constatou-se que estes aumentam com o ângulo de inclinação do painel fotovoltaico, sendo que os valores máximos se verificam quando o painel se encontra inclinado a 60°. Por outro lado, os valores máximos do coeficiente de levantamento foram registrados no ensaio no qual o vento incide no painel inclinado a 30°.

Da simulação das linhas de fluxo do vento verificaram que o aparecimento de fenômenos de turbulência, quer na superfície frontal como na traseira, é notório à medida que o ângulo de inclinação dos painéis aumenta. Na figura 4.15 é possível verificar que, para uma inclinação superior a 30°, estes efeitos tornam-se mais patentes, o que afirma a pertinência de quantificar rigorosamente as forças às quais os equipamentos vão estar sujeitos mediante diversas condições meteorológicas.

**Figura 4.15** - Linhas de fluxo do vento incidente em painéis fotovoltaicos inclinados a 30° e 40°.

A circulação de vento ao longo de uma instalação fotovoltaica é condicionada pela disposição dos próprios painéis solares. Por esta razão, é difícil quantificar

individualmente as forças exercidas nos diversos equipamentos pelo que se torna necessário analisar em separado aqueles que se encontram na periferia e no interior da instalação. Os instalados na periferia estão diretamente sujeitos à ação do vento e, por sua vez, a pressão a que estes se encontram expostos é superior relativamente aos localizados no interior da instalação submetidos somente à ação do vento já atenuado pelas filas periféricas.

A figura 4.16 ilustra a atenuação de velocidade do vento ao longo de uma central fotovoltaica.

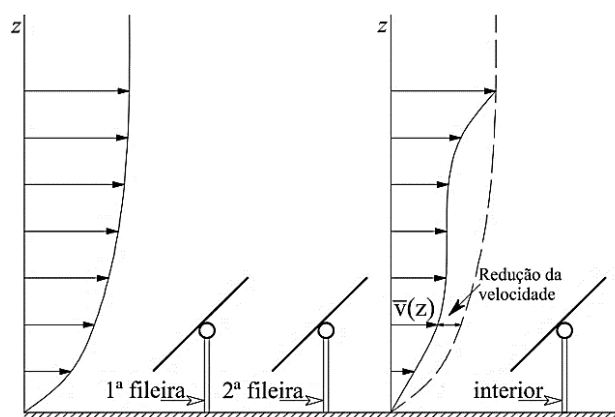


Figura 4.16 - Redução da velocidade do vento ao longo das filas de uma central fotovoltaica.

A redução da velocidade do vento ao longo de uma instalação fotovoltaica é diretamente condicionada pela densidade e distribuição dos painéis fotovoltaicos. A disposição em filas paralelas mostra-se mais eficaz relativamente a outros esquemas de instalação. Relativamente à densidade de painéis solares, isto é, a razão entre a área ocupada por estes e a área da central fotovoltaica, torna-se claro que o aumento desta grandeza resulta numa maior redução da velocidade do vento mas, paralelamente, também ocorre o aumento significativo de fenómenos de turbulência do vento no interior da instalação [20].

Uma solução adicional para a redução da ação do vento é a construção de estruturas de proteção em torno do perímetro da central tal como mostra a figura 4.17. A incorporação destes obstáculos diminui a velocidade do vento que incide nas duas primeiras filas, no entanto, estes não interferem substancialmente no perfil da velocidade verificado no interior da instalação [21].

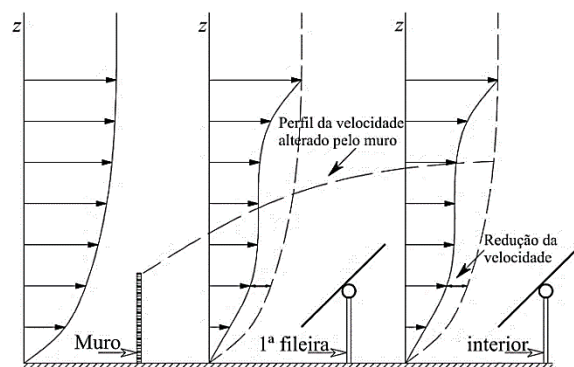


Figura 4.17 - Estratégia de alteração do perfil da velocidade do vento.

Capítulo 5

Impacto da integração simultânea das duas fontes na rede elétrica e requisitos técnicos

O principal objetivo de um SEE é fornecer energia elétrica de forma ininterrupta, respeitando as normas que estipulam os parâmetros da qualidade de serviço. Durante a operação do serviço energético ocorrem diversos fenómenos que contribuem para a deturpação dos valores nominais e da forma de onda da tensão, o que, consequentemente, afeta o funcionamento dos equipamentos elétricos e reduz o seu tempo de vida útil.

Numa rede elétrica, os fenómenos que induzem essas alterações na onda de tensão podem ter origem nas interligações com outras redes, na própria rede, nas diversas unidades de produção de energia ou nas instalações dos próprios consumidores, essencialmente instalações industriais. A implementação de uma rede elétrica capaz de mitigar integralmente essas perturbações não é exequível pelo que, de modo a melhorar a qualidade da onda de tensão e naturalmente a qualidade do serviço elétrico, é preciso investir em infraestruturas e equipamentos que promovam o funcionamento exigível.

Em Portugal, bem como em grande parte dos países, tem-se promovido uma estratégia que consiste em distribuir o dever de promover o funcionamento adequado do SEE pelos consumidores mais suscetíveis de incitar essas perturbações e pelos produtores de energia elétrica. Por um lado, os produtores têm o dever de injetar na rede potência elétrica cumprindo as normas que estipulam as condições mínimas de qualidade e, por outro, os consumidores devem cumprir com a implementação de dispositivos capazes de minimizar os efeitos prejudiciais decorrentes da sua atividade.

A regulação da qualidade de serviço é uma área de atuação relativamente recente que se desenvolveu a par da desverticalização do SEE. Com isto, pretende-se defender os consumidores, analisar a pertinência de investir na infraestrutura da rede elétrica e equilibrar a relação entre produtores e consumidores através da supervisão

de três aspetos: continuidade de serviço, qualidade da onda de tensão e qualidade comercial.

Da integração de SHE na rede elétrica resultam impactos adversos de carácter técnico que se manifestam essencialmente devido à intermitência do recurso eólico e solar, assim como à topologia dos geradores utilizados na conversão da energia. É essencial analisar esta situação e conceber mecanismos capazes de ultrapassar, ainda que parcialmente, estes problemas para que a integração de SHE não fomenta a operação inadequada do SEE.

Com a ligação de fontes de energia renovável, a rede elétrica passou a admitir a injeção adicional de potência elétrica comparativamente com a produção convencional, o que aumenta a energia que circula na rede e que, necessariamente, terá de ser suportada pela respetiva infraestrutura.

A magnitude dos impactos técnicos depende, não só da potência de índole renovável conectada à rede, como também das características elétricas do ponto de interligação à rede, dos geradores e do tipo de interface de ligação à rede adotado.

5.1 Qualidade da energia elétrica

O conceito de qualidade da energia elétrica (QEE) tem sido alterado sucessivamente em resultado da inovação tecnológica e do aparecimento de perturbações eletromagnéticas na rede elétrica.

Outrora, a principal preocupação do OS residia na continuidade do serviço, ou seja, a duração e o número de interrupções do fornecimento de energia elétrica. Atualmente, além da continuidade de serviço, outros parâmetros da QEE assumem grande relevância, tais como, as características ideais da onda de tensão, a estabilidade e o equilíbrio do sistema de tensões.

Na impossibilidade de manter todos os parâmetros da QEE invariáveis e concordantes com o seu valor nominal, é necessário definir as variações legalmente admissíveis destes parâmetros. Em Portugal, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) é o principal instrumento de regulamentação da QEE, estabelecendo padrões e normas de qualidade no fornecimento de energia elétrica. A norma EN 50160 e as normas internacionais IEC da série 61000 são as mais relevantes na estipulação destes padrões de qualidade.

A ligação de SHE na rede elétrica afeta a QEE devido ao conjunto de fenómenos eletromagnéticos necessários à produção de energia elétrica com base em energia renovável. O sucesso da integração vai depender da interação adequada entre a rede e toda a unidade produtora através de mecanismos de controlo.

Nos próximos subcapítulos serão descritos alguns impactos da integração de SHE na rede elétrica e serão apresentados os principais requisitos técnicos exigidos aos produtores.

5.2 Variação da tensão

A variação da tensão pode ser definida como a alteração do valor RMS (*Root Mean Square*) da tensão relativamente ao seu valor nominal num determinado intervalo de tempo devido à variação da carga ou da produção.

Devido à variabilidade e à natureza estocástica do recurso eólico e solar, os SHE podem também conduzir à instabilidade da tensão do SEE.

A reduzida capacidade de controlo e monitorização de algumas unidades produtoras por parte dos operadores da rede conduzem à necessidade de definição de regras específicas relativamente à integração de PD na rede, pretendendo garantir que a sua instalação não conduz a situações de operação adversas da rede, nomeadamente no que se refere ao aumento da tensão para além dos valores nominais.

A norma EN 50160 define que 95% dos valores eficazes médios da tensão registados em todos os intervalos de 10 minutos ao longo de uma semana devem enquadrar-se na gama $UN \pm 10\%$, não considerando as interrupções totais do fornecimento de energia elétrica.

Dependendo da maior ou menor duração das variações da tensão, estas são classificadas como variações de tensão lentas ou rápidas/degrau.

Variações de tensão lentas

As variações de tensão lentas resultam da intermitência das fontes de energia primárias devido à disponibilidade e intensidade dos recursos não serem constantes. Se houver uma alteração na amplitude por mais de 10 segundos considera-se uma variação lenta de tensão, ao invés, se a duração for inferior a 10 segundos, considera-se uma flutuação.

Variações de tensão rápidas

As variações de tensão rápidas ou em degrau resultam do acoplamento/desacoplamento dos aerogeradores ou painéis fotovoltaicos à rede elétrica. Além da variação da produção, também a variação da carga acoplada à rede conduz à alteração dos níveis de tensão.

Na figura 5.1 encontra-se representada a evolução temporal de um fenómeno de perturbação da tensão devido à variação rápida da produção.

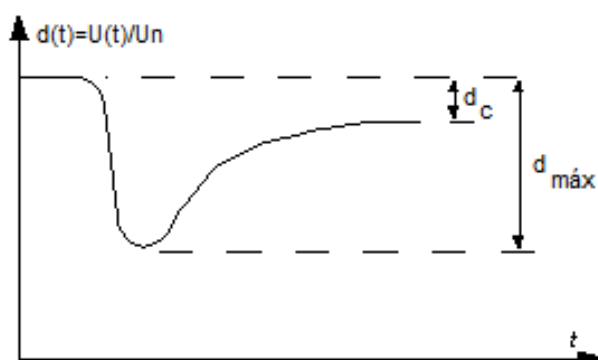


Figura 5.1 - Limites para amplitudes de variação rápida de tensão.

A partir da equação 5.1 é possível determinar o desvio máximo admissível da tensão ($d_{\max}$) resultante da entrada/saída de serviço de um gerador de energia elétrica.

$$d_{\max}(\%) = 100 \cdot k \cdot \frac{S_n}{S_k} = \frac{100}{R} \cdot k \quad (5.1)$$

Onde:

- $d_{\max}$: desvio máximo admissível;
- k : fator referido na norma IEC 61400-21;
- S_n : potência nominal do gerador;
- S_k : potência de curto-circuito da rede;
- R : relação entre a potência de curto-circuito e a potência aparente nominal do gerador.

Na tabela abaixo encontram-se descritos os limites para amplitudes de variação rápida de tensão em redes MT e AT.

Tabela 2 - Limites das amplitudes de variações rápidas de tensão em redes MT e AT.

	Frequência de manobras, r (h^{-1} : por hora, d^{-1} : por dia)					
	MT			AT		
	$r > 1 \text{ h}^{-1}$	$2 \text{ d}^{-1} < r < 1 \text{ h}^{-1}$	$r < 2 \text{ d}^{-1}$	$r > 100 \text{ h}^{-1}$	$10 \text{ h}^{-1} < r \leq 100 \text{ h}^{-1}$	$r \leq 1 \text{ h}^{-1}$
Variação final, d_c	$\leq 3 \%$			-		
Máximo desvio, $d_{\max}$	$\leq 2 \%$	$\leq 3 \%$	$\leq 4 \%$	$\leq 1,5 \%$	$\leq 2,5 \%$	$\leq 3 \%$

5.2.1 Controlo de tensão e energia reativa

A queda de tensão ao longo da rede elétrica devido ao efeito de *Joule* representa um desafio técnico complexo desde os primórdios da sua conceção. Antigamente, as sobretensões constituíam um problema de menor relevância, pois, caso se verificasse uma sobretensão junto às centrais elétricas convencionais, as suas repercussões seriam seguramente inferiores junto aos consumidores. Ademais, num mesmo ramo, a energia elétrica fornecida a clientes localizados a diferentes distâncias da subestação apresentará valores de tensão díspares. Essa situação encontra-se ilustrada na figura seguinte.

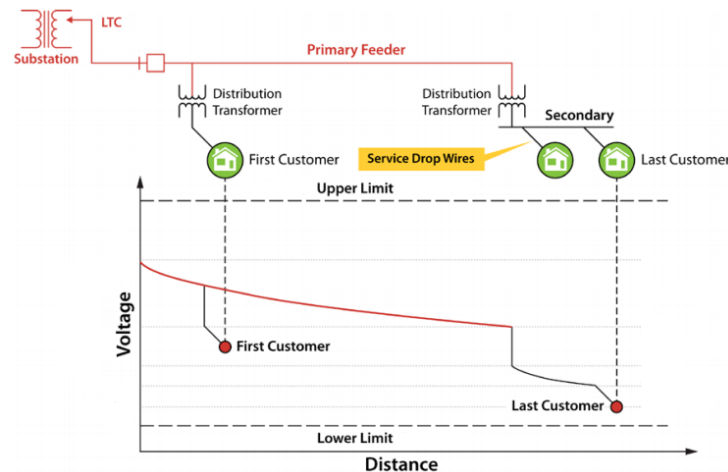


Figura 5.2 - Queda de tensão ao longo de uma linha de distribuição em função da distância à subestação.

Devido à sua contribuição para o aumento de tensão, a introdução de fontes de energia renováveis em diversos pontos da rede elétrica potencia a ocorrência de sobretensões. A variação de tensão devido à integração de uma fonte de energia elétrica é dada, em pu, por:

$$\Delta V = \frac{PR + XQ}{V} \quad (5.2)$$

Onde:

- V: tensão nominal da rede elétrica;
- P: potência ativa produzida pelo gerador;
- Q: potência reativa produzida pelo gerador;
- R: resistência da rede elétrica;
- X: reatância da rede elétrica.

Através da equação 5.2 é possível apurar que a injeção de potência ativa e reativa na rede elétrica provoca efetivamente o aumento da tensão. Acresce que o impacto desta integração depende também do controlador P-Q das unidades de produção, podendo este operar segundo três modos:

- É injetada potência ativa e reativa na rede elétrica;
- É injetada potência ativa e absorvida potência reativa da rede;
- É injetada potência à rede com fator de potência (FP) unitário.

Os *grid codes* exigem que as instalações de PD tenham um funcionamento estável durante a operação da rede. Cada gerador deve ter a capacidade de fornecer e consumir energia reativa, assim como dispor de um regulador automático de tensão capaz de estabilizar a sua tensão terminal independentemente da capacidade de curto-circuito e da impedância da rede. Além disto, é essencial que se verifique proporcionalidade entre a potência reativa e a potência ativa produzida.

A ligação de um gerador síncrono à rede não introduz perturbações significativas no perfil de tensão desde que sejam realizados antecipadamente procedimentos que evitem o trânsito de energia ativa e reativa, ou seja, tensões sinusoidais em fase, com a mesma frequência e amplitude [23]. Os desvios de tensão admissíveis a respeitar na ligação de geradores síncronos à rede estão fixados por lei e são indicados na tabela 3.

Tabela 3 - Desvios de tensão admissíveis a respeitar na ligação de geradores síncronos à rede.

	Potência do gerador	
	$S \leq 500 \text{ kVA}$	$S > 500 \text{ kVA}$
Tensão	$\pm 0,1 \text{ pu}$	$\pm 0,08 \text{ pu}$

Decorrente da ligação de geradores assíncronos, foi estabelecido que a queda de tensão transitória deverá ser inferior a 2% do seu valor nominal. Nos últimos anos, a ligação dos geradores assíncronos à rede passou a ser efetuada com o auxílio de dispositivos eletrónicos de arranque capazes de reduzir praticamente a corrente de arranque ao seu valor nominal e, reflexamente, minimizar os desvios de tensão.

Para intensificar a redução da corrente de arranque, a conexão de geradores de potência inferior ou igual a 500 kVA à rede deverá apenas concretizar-se depois de atingir 90% da velocidade de sincronismo. Para geradores de potência superior a 500 kVA, a ligação deverá ser feita quando atingido 95% da velocidade síncrona. Desta forma, não é expectável que a corrente de arranque seja superior a duas vezes e meia a corrente nominal [23].

O fornecimento de energia reativa por parte dos geradores assíncronos deve ser assegurado pela instalação de equipamentos de compensação adequados, desde que o produtor suporte os custos e o operador da rede não alegue restrições técnicas decorrentes da integração na rede.

Como resulta do exposto, a variação súbita da tensão da rede elétrica é um aspeto que restringe a integração inócua dos SHE. Atualmente, os geradores eólicos e fotovoltaicos dispõem de eletrónica de potência capazes de realizar o controlo P-Q e, assim, restringir a potência reativa injetada ou absorvida da rede. Este facto permite que os SHE participem ativamente no controlo de tensão no SEE. Para tal, o OS deve conhecer todas as funcionalidades dos equipamentos para a regulação de tensão e potência reativa.

Restará apenas referenciar que o tipo de rede à qual os geradores são conectados é decisivo para selecionar as metodologias de controlo adequadas.

5.2.1.1 Controlo de tensão em redes de transporte

Nas redes de transporte o controlo de tensão e energia reativa era realizado tradicionalmente pelas centrais elétricas convencionais.

Paralelamente com a integração de novas fontes de energia, inclusive sob a forma de SHE, este tipo de controlo veio a ser alterado. A descentralização da produção de energia elétrica, tal como a migração de grupos geradores anteriormente conectados à rede de transporte para a rede de distribuição, foi outro fator que influenciou a

alteração da metodologia de controlo de tensão tradicional. Como resultado, a exclusividade do controlo por parte das centrais convencionais não se coaduna com a organização atual da rede elétrica.

Uma vez que o controlo de tensão é realizado localmente, isto é, atuando na periferia do local da rede elétrica onde se regista um desvio de tensão relativamente ao valor nominal, torna-se difícil controlar a tensão em locais remotos através de centrais elétricas localizadas a longa distância. As unidades de produção com capacidade instalada significativa para serem conectadas à rede de transporte são geralmente instaladas fora dos grandes centros populacionais devido às suas dimensões e ao impacto ambiental. Assim, nesses locais, é esperado que o controlo de tensão seja realizado pelas várias fontes de energia aí instaladas.

Por outro lado, torna-se essencial o desenvolvimento e a incorporação de outros equipamentos capazes de controlar a tensão na rede de transporte. Isto porque, como já tivemos oportunidade de assinalar, a instalação de unidades de produção alternativas com vista a substituir as centrais convencionais será geralmente distante dos centros de consumo. Uma vez que a tensão é uma grandeza controlada localmente, e dada a referida deslocalização da produção, não será exequível o controlo de tensão próximo dos locais onde existia uma central convencional.

Assim, e concluindo, a urgência na integração de equipamentos de controlo de tensão não é devida à substituição da geração convencional por sistemas produtores de energia alternativos, mas sim porque estes são instalados longe dos grandes centros urbanos.

Em Portugal, nos períodos de horas cheias e de ponta, todos os produtores conectados à Rede Nacional de Transporte (RNT) devem assegurar simultaneamente o fornecimento de energia ativa e reativa no ponto de interligação à rede de acordo com os valores estabelecidos na Portaria nº 596/2010 e apresentados na tabela 4 [24].

Tabela 4 - Requisitos de injeção de energia reativa na RNT.

Nível de tensão	tg ϕ	
	Horas cheias e de ponta	Horas de vazio e de super-vazio
Muito Alta Tensão	0,2	0
Alta Tensão	0,2	0

Relativamente aos valores fixados, para a energia reativa é admitida uma tolerância de $\pm 5\%$ da energia ativa no mesmo período. Os desvios de produção de energia reativa contabilizados em módulo, em intervalos de sessenta minutos, relativamente aos valores previstos, ou aos posteriormente acordados com o ORT⁴, que ultrapassem a tolerância *supra* citada da energia ativa no mesmo período, serão pagos ao ORT pelos produtores aos preços fixados no tarifário de energia reativa para o nível de tensão no ponto de ligação.

⁴ O Operador da Rede de Transporte (ORT) é a entidade titular de concessão ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte de eletricidade. Em Portugal, o ORT é a REN - Rede Elétrica Nacional, S.A.

5.2.1.2 Controlo de tensão em redes de distribuição

O controlo de tensão em redes de distribuição é habitualmente realizado através do ajuste da razão de transformação dos transformadores e da atuação nos dispositivos elétricos capazes de injetar ou absorver potência reativa da rede elétrica.

Tal como nas redes de transporte, a introdução de fontes de energia renováveis, nomeadamente a energia eólica e fotovoltaica, tornou o controlo de tensão em redes de distribuição mais complexo pois, na eventualidade da potência produzida não corresponder à potência requerida pelos consumidores, o que é provável devido à variabilidade de ambos os recursos, ocorreram variações das correntes nos ramos e, por sua vez, desvios de tensão nos nós.

Ao contrário do verificado anteriormente, os valores máximos e mínimos das grandezas registadas em determinado ramo da rede dependiam unicamente do consumo de energia verificado. Com a introdução de fontes de energia renováveis, estes passaram também a depender da potência fornecida pelos diversos geradores. Como ficou assinalado no capítulo 3, a integração de SAE na rede de distribuição assume um papel preponderante no controlo de tensão do SEE.

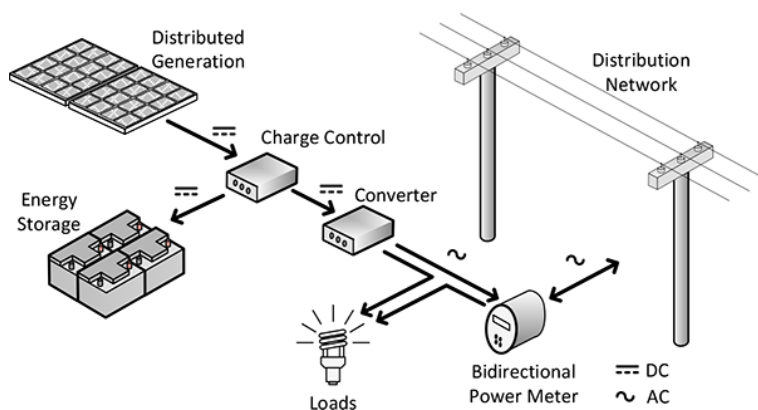


Figura 5.3 - Produção distribuída conectada à rede de distribuição [25].

Ainda que a introdução de um maior número de geradores na rede de distribuição pareça amplificar a capacidade de controlo de tensão por parte do OS, na verdade, estes geralmente não se encontram providos das mesmas funcionalidades que os geradores ligados à rede de transporte oferecem. Isto deve-se a:

- A grande maioria dos geradores utilizados na rede de distribuição não terem a capacidade de variar a produção de energia reativa;
- A incorporação de dispositivos de controlo de tensão nestes geradores ser dispendiosa;

- O potencial de uma parte da rede de distribuição permanecer com energia depois de desligada do sistema (*islanding*⁵) é agravado quando os geradores conectados dispõem de dispositivos de controlo de tensão;
- O elevado número de geradores torna difícil a coordenação de parâmetros essenciais ao controlo de tensão na eventualidade de uma mudança na topologia da rede.

A dificuldade no controlo de tensão em redes de distribuição decorrente da elevada penetração de PD pode ser minorada assegurando que a instalação de geradores adicionais, por si só, não induzem perturbações de tensão na rede. Para tal, é necessário providenciar mecanismos de controlo de modo ao ORD⁶ considerar que estes não perturbaram a QEE.

Na rede de distribuição o controlo de energia reativa está sujeito a um regime jurídico dependendo do regime de produção de eletricidade ser ordinário ou especial. A integração de SHE com base em energia eólica e fotovoltaica insere-se na categoria de produção em regime especial (PRE) visto ser uma atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis [26].

Como estabelecido na Portaria nº 596/2010, todos os produtores em regime especial devem, nas horas de cheia e de ponta, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, apurada em intervalos de 60 minutos, de acordo com a tabela 5.

Tabela 5 - Requisitos de injeção de energia reativa à RND.

Tensão nominal no ponto de ligação	tg ϕ	
	Horas cheias e de ponta	Horas de vazio e de super-vazio
Alta Tensão (AT)	0	0
Média Tensão (MT) ($P > 6$ MW)	0	0
Média Tensão (MT) ($P \leq 6$ MW)	0,3	0
Baixa Tensão (BT)	0	0

Através da convenção dos valores elencados na tabela 5 pretende-se evitar que nos períodos de vazio e de super-vazio ocorra injeção de potência reativa por parte dos geradores uma vez que, devido ao consumo de energia reduzido nesses períodos, ocorreria o aumento indesejável do valor eficaz da tensão.

⁵ A operação de um SEE em “ilha” ocorre quando uma parte do sistema fica isolado do restante e continua a ser alimentado por geradores de PD [27].

⁶ Os Operadores das Redes de Distribuição (ORD) são as entidades concessionárias da Rede Nacional de Distribuição (RND) ou de redes em Baixa Tensão, que exercem a atividade de distribuição de eletricidade.

Nos períodos de horas cheias e de ponta, caso não ocorra a injeção de potência reativa quando necessária, o valor da tensão da rede elétrica poderá diminuir.

Nas situações em que as unidades produtoras se encontram em lugares remotos e, decorrentemente, o consumo de energia é tendencialmente reduzido, poderá ser necessário definir novas condições de fornecimento de energia reativa de modo a não perturbar o perfil de tensão com a injeção de energia reativa desnecessária. Quando os PRE se encontram localizados junto dos grandes centros, estes poderão participar na regulação da tensão da rede adaptando a produção de energia reativa às condições de operação da rede elétrica.

5.2.2 Fault Ride Through Capability - capacidade de suportar cavas de tensão na sequência de defeitos

A baixa inércia é um problema decorrente da integração de produção renovável no SEE uma vez que o número de máquinas rotativas em funcionamento e as suas dimensões são inferiores comparativamente à exploração convencional da rede elétrica.

Os geradores elétricos presentes nas unidades de produção convencionais asseguram inércia à rede elétrica devido à energia cinética resultante da rotação das suas massas rotóricas. Na eventualidade de ocorrerem perturbações, tais como saídas de serviço não planeadas de geradores ou curto-circuitos, a recuperação do sistema deve-se, embora não totalmente, mas em grande medida, à resposta inercial dos geradores.

A corrente produzida pelos aerogeradores é alternada, ao passo que a corrente obtida a partir dos geradores fotovoltaicos é contínua. Com efeito, afigura-se estritamente necessário, quanto aos últimos, o recurso a conversores de potência por forma a permitir a injeção de corrente alternada na rede elétrica.

No confronto entre os aerogeradores e os geradores fotovoltaicos verifica-se que somente os primeiros possuem inércia resultante da rotação da respetiva turbina. Todavia, o aproveitamento dessa inércia na resposta a perturbações é impedido pelos equipamentos de interface com a rede. Como tivemos oportunidade de analisar, os SAE com rápido tempo de resposta poderão surgir como uma alternativa na ausência de inércia.

A necessidade de reformular os *grid codes* que especificam os requisitos técnicos a cumprir quando se pretende conectar um parque eólico ou fotovoltaico à rede elétrica tornou-se evidente à medida que o paradigma da PRE se instaurou. Os códigos de rede são definidos pelos operadores da rede e são tanto mais fundamentais quanto maior a integração de fontes de energia renováveis.

Um dos requisitos técnicos é a capacidade destas unidades de produção permanecerem conectadas à rede na sequência de defeitos, como por exemplo curto-circuitos, que provoquem cavas de tensão. Caso os equipamentos sejam dotados desta funcionalidade, perante a ocorrência de um defeito, poderão manter-se sincronizados com a rede e assim promover a estabilidade do SEE.

Esta capacidade, designada como *Fault Ride Through (FRT)*, tem sido exigida aos produtores de modo a impedir a saída de serviço intempestiva de diversos geradores após um defeito na rede elétrica. Quando um gerador é desconectado, a tensão da

rede diminui como reflexo da diminuição da potência fornecida ao sistema e, decorrentemente, pode provocar a saída de serviço em cascata de outros geradores.

A capacidade FRT implica o restabelecimento da potência ativa e reativa produzidas pelos geradores em torno dos valores registados antes do defeito. Caso se verifique o deslastre de cargas na sequência da perturbação, as condições de operação dos geradores terão de ser reajustadas.

Para cumprir com estes requisitos, as unidades de produção de energia elétrica devem ser dimensionadas de modo a tolerarem todos os tipos de defeitos possíveis de ocorrerem, incluindo defeitos assimétricos.

A legislação Portuguesa refere que as instalações de produção eólicas com potência instalada superior a 6 MVA devem permanecer ligadas à rede para cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da instalação de produção eólica, esteja acima da curva apresentada na figura 5.4, não podendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão [24].

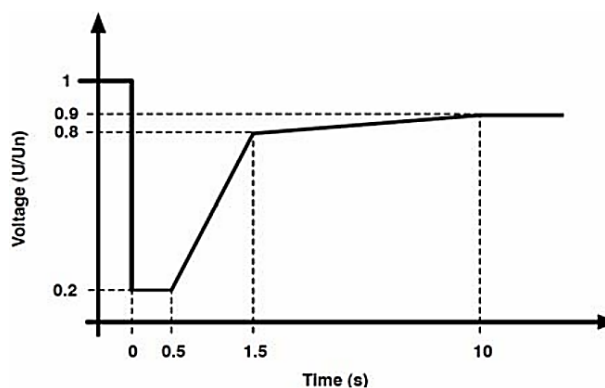


Figura 5.4 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão.

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão na rede, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5 % da sua potência nominal [24].

A implementação destes requisitos demorou algum tempo, tendo sido instalados muitos parques eólicos cujos aerogeradores não dispõem deste tipo de funcionalidade. De modo a garantir a preservação dos vários equipamentos do gerador, nomeadamente a caixa de velocidades, suscetível a esforços mecânicos, e os conversores de potência, era definido que os aerogeradores saíssem de serviço na sequência de defeitos.

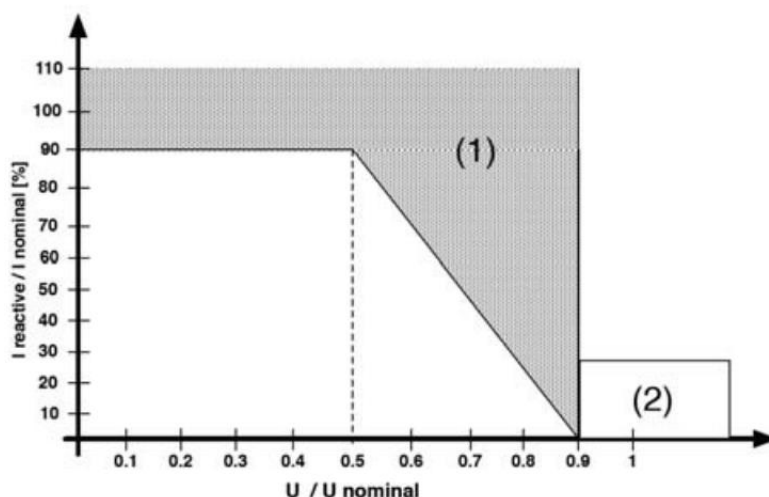


Figura 5.5 - Controle de tensão através da injeção de potência reativa.

Em Portugal, de modo a promover a estabilidade do sistema elétrico, foi também decretado que os geradores eólicos durante a ocorrência de uma cava de tensão devem suportar a tensão da rede através da injeção de energia reativa. Esta funcionalidade tem o intuito de evitar cavas de tensão demasiado acentuadas que poderão contribuir para a saída de serviço de diversos geradores em simultâneo.

Nos momentos que sucedem o defeito, os códigos de rede portugueses exigem a injeção de corrente reativa na rede com um valor mínimo de 90% da corrente nominal dos geradores até que o quociente entre a tensão medida e a tensão nominal no ponto de ligação seja inferior a 0,5 pu. Após a eliminação do defeito é necessário reduzir a injeção da corrente reativa, fazendo esta retornar aos valores pré-definidos para operação normal. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante cavas de tensão, pelas instalações de produção eólica, deve iniciar-se com um atraso máximo de 50 ms após a deteção da cava de tensão [24].

Torna-se vital melhorar a funcionalidade de FRT dos sistemas de produção de energia renovável. Estratégias de controlo adicionais são atualmente analisadas de modo a minimizar o impacto resultante da ocorrência de defeitos numa rede elétrica com grande penetração de fontes renováveis.

Os SHE utilizam equipamentos de conversão de energia onerosos. A proteção destes equipamentos contra defeitos elétricos é importante tanto do ponto de vista económico, como do ponto de vista da estabilidade. Como vimos, a potência de curto-circuito da rede aumenta com a introdução de fontes de energia renováveis. Assim, a fim de restringir as correntes de defeito dentro de limites aceitáveis, são apresentadas na literatura diversas estratégias de controlo, tais como limitadores de corrente de defeito, SAE e restauradores dinâmicos de tensão [28].

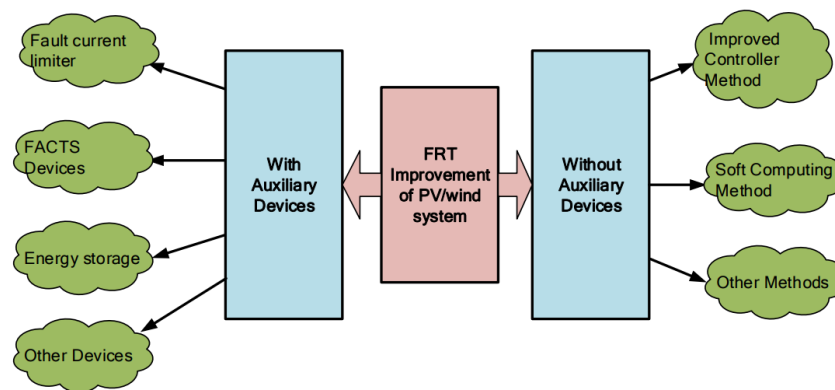


Figura 5.6 - Técnicas de reforço da capacidade Fault-Ride Through [28].

Entre os vários dispositivos e métodos de controlo apresentados na figura 5.6, os limitadores de corrente de defeito são amplamente estudados e implementados devido ao seu custo reduzido, baixas perdas energéticas em modo stand-by e grande capacidade de operar a tensões elevadas.

Também poderá recorrer-se a FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) como uma solução alternativa para que as fontes de energia renováveis se mantenham conectadas à rede durante uma perturbação. Dispositivos classificados como compensadores estáticos (SVC), compensadores síncronos estáticos (STATCOM) e condensadores em série controlados por tiristores (TCSC), entre outros, são utilizados de modo a aumentar a fiabilidade e a qualidade da energia elétrica através da melhoria da capacidade de transmissão de potência elétrica. Estes podem fornecer ou armazenar energia reativa, necessária ao controlo dinâmico de tensão, evitando assim os deslumbres devido às variações de tensão.

Os SAE, tais como baterias, supercondensadores e *fly wheels*, são outra abordagem possível para implementar a funcionalidade FRT numa unidade produtora de energia. A principal função do armazenamento de energia neste contexto é absorver do sistema a energia resultante da perturbação e assim minimizar os impactos negativos do defeito. Devido à sua elevada densidade de energia e reduzido tempo de resposta, os supercondensadores são referenciados como uma tecnologia de armazenamento capaz de suportar a funcionalidade de FRT.

5.3 Diminuição da reserva inercial e variação de frequência

Neste subcapítulo abordaremos outro impacto resultante da integração de fontes de energia renováveis na rede elétrica: a diminuição da reserva inercial e o aumento da variabilidade da frequência da rede.

O valor nominal da frequência rede na Europa é 50 Hz. Segundo a norma EN 50160, em condições normais de exploração, o valor médio da frequência fundamental em intervalos de 10 segundos deve estar compreendido entre 50 Hz $\pm$ 1%, ou seja, entre 49,5 Hz e 50,5 Hz durante 99,5% do ano. Também ao abrigo da norma, é estipulado que o valor deve estar sempre entre 47 Hz e 52 Hz.

Um SEE considera-se estável em frequência se conseguir manter a frequência em concordância com a norma. Para isto acontecer, exige-se que ocorra o equilíbrio entre a potência produzida e consumida, isto é, em qualquer instante, a potência produzida deve igualar a potência consumida - incluindo as perdas.

Uma variação da produção ou do consumo de energia provoca a variação da frequência do sistema na medida em que uma produção superior ao consumo se traduz no aumento de frequência e vice-versa.

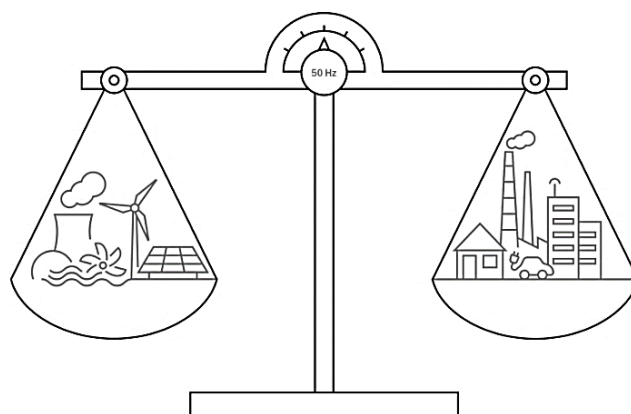


Figura 5.7 - Equilíbrio entre a produção e consumo de energia [29].

Cada grupo gerador, com base no despacho económico, compromete-se antecipadamente a produzir uma potência definida. Contudo, não é possível que o total da potência produzida coincida inteiramente com o consumo de energia em cada instante. Aqui chegados, é requerido às unidades de produção que variem automaticamente a sua produção de modo a estabilizar a frequência do SEE em torno do seu valor nominal. Esta funcionalidade é denominada de controlo frequência-potência.

A correta execução dessa funcionalidade implica a garantia de reserva girante, isto é, de uma margem de produção de energia suficiente para cumprir os requisitos adicionais de produção. Esta reserva é definida como a diferença entre a potência fornecida à rede num determinado momento e a potência máxima possível de ser fornecida simultaneamente por todas as unidades produtoras. Caso a reserva girante não apresente níveis adequados, o OS tem de equacionar o deslastre de cargas sob pena de, devido à perda de estabilidade, se verificar o colapso do SEE. Esta situação é absolutamente indesejável uma vez que o objetivo primordial do SEE é alimentar a totalidade dos consumidores de modo ininterrupto.

Um sistema robusto tem de ser capaz de suportar perturbações e, após estas, retornar à condição de estabilidade, evitando a saída de serviço de múltiplos equipamentos.

As perturbações podem ser originadas tanto por curto-circuitos, como por alterações repentinas do consumo/produção de energia elétrica. Naturalmente, a intermitência da disponibilidade dos recursos endógeos também é um fator que afeta a operação adequada das redes, podendo originar a instabilidade da frequência da

rede. Deste modo, a previsão do recurso eólico e solar revela-se fundamental para a correta exploração das redes elétricas com integração de SHE.

Um dos efeitos da variação de frequência da rede é a alteração da velocidade de rotação das máquinas rotativas. Acresce que, em tais condições, pode verificar-se:

- Alteração da potência mecânica produzida pelos motores elétricos;
- Fenómenos de distorção harmónica da frequência;
- Alteração do funcionamento de equipamentos elétricos baseados na frequência como referência de tempo;
- Fortes vibrações induzidas nas turbinas e nos rotores dos geradores das centrais elétricas.

Nos primeiros esforços para levar a cabo a integração de PRE, com o desígnio de proteger os equipamentos, os parques eólicos e fotovoltaicos eram obrigados a desconectarem-se da rede perante a ocorrência de uma perturbação. Porém, a saída de serviço simultânea dessas fontes reduzia a capacidade de restabelecimento dos parâmetros pré-defeito, o que implicou a alteração dos requisitos de interligação à rede por parte dos operadores, passando a ser exigida a permanência em serviço em caso de perturbações.

Os *grid codes* elencados na Portaria nº 596/2010 são idênticos tanto para a ligação de PRE à RNT, como à RND. Os parques eólicos devem suportar defeitos, sem se desligarem da rede, para desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz. Com isto, numa situação de diminuição da frequência, pretende-se que a sua produção não cesse para não agravar o défice de produção já instaurado. Caso se verifique uma frequência acima do valor nominal, é conveniente que se mantenham ligados à rede, sem injetar potência ativa, de modo a poderem retomar o seu funcionamento assim que a frequência transite ao seu valor nominal.

Verificando-se na referida Portaria uma lacuna de regulamentação respeitante à ligação de produção fotovoltaica à rede elétrica, emergiu, originada pelo interesse crescente no licenciamento de instalações fotovoltaicas, a publicação do despacho nº9/2018 assinado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

Neste reitera-se que as instalações de produção fotovoltaica devem ter a capacidade de manter a ligação à rede elétrica e operar dentro da gama de frequências e pelo período de tempo especificados na tabela 6.

Por força do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão Europeia, de 14 de abril de 2016, os períodos mínimos de funcionamento perante um desvio de frequência estabelecidos para as instalações de produção fotovoltaicas valem, no essencial, para as instalações de produção eólica.

Tabela 6- Períodos mínimos durante os quais uma instalação eólica/fotovoltaica tem de ser capaz de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede.

Zona síncrona	Gama de frequência	Período de funcionamento
Europa Continental	47,5 Hz - 48,5 Hz	Tempo ilimitado
	48,5 Hz - 49,0 Hz	Tempo ilimitado
	49,0 Hz - 51,0 Hz	Tempo ilimitado
	51,0 Hz - 51,5 Hz	30 minutos

A fim de evitar desvios de frequência e o comportamento instável do SEE é importante que os sistemas de energia disponham da inércia rotacional necessária. A inércia de um sistema elétrico é considerada um dos parâmetros mais relevantes para o sincronismo da rede, uma vez que a inércia presente nas massas rotóricas determina a resposta de frequência imediata a possíveis desigualdades no equilíbrio de potência.

A inércia é a oposição à alteração das características do movimento de um dado objeto, incluindo mudanças na sua velocidade e direção. Num sistema de energia convencional, os objetos são os rotores e as turbinas dos motores e dos geradores de indução ligados à rede elétrica. A resistência à alteração da velocidade de rotação é expressa pelo momento de inércia J da massa em rotação.

Quando ocorre uma alteração da frequência, geralmente devido a uma variação da produção ou do consumo, ou devido a um curto-circuito, as massas rotativas injetam ou absorvem energia cinética de modo a que o desvio de frequência possa ser extinto. Por conseguinte, quanto menor for a inércia do sistema, menor será a robustez do sistema a mudanças abruptas na produção e consumo de energia.

Na figura 5.8 é ilustrada a influência da constante de inércia na evolução temporal da frequência do sistema após uma perturbação.

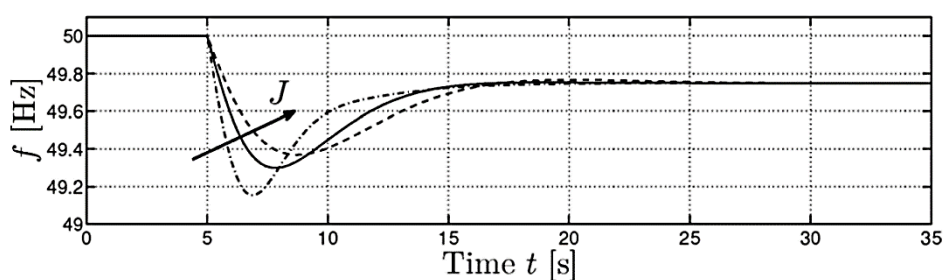


Figura 5.8- Influência da constante de inércia na evolução temporal da frequência do sistema após uma perturbação.

A inércia reduzida do sistema provoca uma oscilação mais rápida e profunda da frequência, podendo levar à violação do limite mínimo de frequência e, assim, obrigar ao deslastre de cargas por ação de relés de subfrequência. Por outro lado, uma maior quantidade de inércia suaviza a oscilação, o que garante a atuação dos mecanismos de controlo de frequência.

A derivada do desvio de frequência Δf pode ser determinada da seguinte forma [30]:

$$\frac{d(\Delta f)}{dt} = f_0 \frac{P_g(t) - P_e(t)}{2E_{c,eq}} = f_0 \frac{\Delta P^{pu}(t)}{2H_{eq}} \quad (5.3)$$

Onde:

- $P_g(t)$: potência que a máquina primária desenvolve quando acoplada ao gerador;
- $P_e(t)$: potência consumida;
- $E_{c,eq}$: energia cinética armazenada nas massas rotóricas das turbinas e geradores;
- H_{eq} : constante de inércia do sistema;
- f_0 : frequência nominal.

Através da análise da equação 5.3 é possível confirmar que a constante de inércia H influencia a variação de frequência Δf . Esta taxa de variação é habitualmente designada de taxa de variação de frequência - *Rate of Change of Frequency* (ROCOF). Quanto maior a constante de inércia, mais lenta e suave será a resposta em frequência, ou seja, perante uma perturbação igual, a ROCOF será inferior.

A inércia da rede está agora dependente do *mix* energético e, com a crescente penetração de geração de índole renovável, esta vai diminuindo e torna-se cada vez mais volátil.

Num sistema elétrico com predominância de fontes renováveis, a sua constante de inércia é reduzida e, perante uma perturbação que provoque a variação abrupta da frequência, a resposta do sistemas será ineficaz pois dever-se-á unicamente à atuação dos geradores que possam contribuir com energia cinética para a extinção do defeito.

Assim, pretendendo evitar a restrição e a subexploração das fontes de energia renováveis, é imperativo desenvolver tecnologias suplementares capazes de simular a inércia armazenada nas máquinas elétricas rotativas.

5.3.1 Desafios da exploração de sistemas elétricos com inércia reduzida

Anteriormente à mudança de paradigma do SEE, os geradores síncronos eram os únicos responsáveis por manter a frequência da rede dentro dos limites técnicos já citados.

Devido à constante substituição por fontes de energia renováveis, normalmente acopladas à rede elétrica através de conversores de potência, levantam-se questões relativamente à diminuição intrínseca da reserva inercial. A estocasticidade destas fontes de energia também restringe a atribuição de funcionalidades de controlo da produção e da frequência. Ainda assim, é imperativo que estas formas de produção também participem no controlo de estabilidade do sistema, sob pena de verem a sua integração no SEE condicionada.

As máquinas síncronas fornecem autonomamente, e num intervalo de tempo reduzido, a energia cinética armazenada nas suas massas girantes de modo a

equilibrar o balanço energético aquando de uma perturbação. Todavia, esta capacidade, por si só, não é suficiente para cumprir os requisitos da regulação primária de frequência.

Contrariamente, nas fontes de energia renovável a energia armazenada nos condensadores dos conversores de potência encontra-se pronta a ser fornecida imediatamente à rede em caso de defeito, no entanto, revela-se insuficiente em comparação com a energia cinética rotacional dos geradores. A elevada taxa de injeção de potência elétrica na rede faz dos supercondensadores e de outras tecnologias de armazenamento, como é o caso das baterias e dos volantes de inércia, soluções promissoras no âmbito do controlo de frequência através do reforço da resposta inercial.

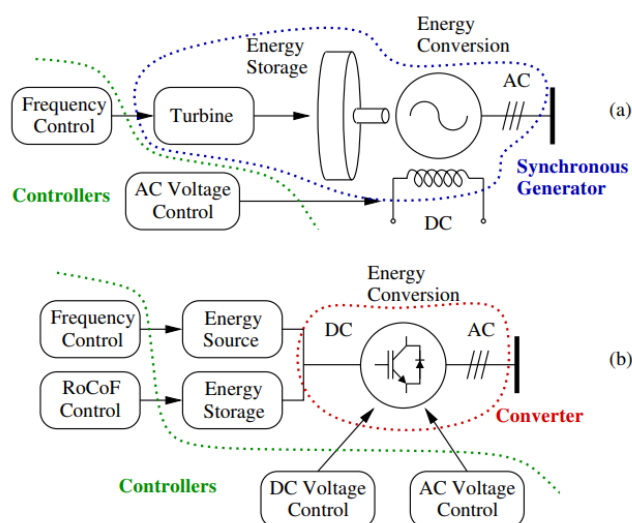


Figura 5.9 - Estratégias de controlo de frequência em (a) geradores síncronos e (b) conversores eletrónicos de potência.

Como mencionado anteriormente, os conversores de potência caracterizam-se pela rápida atuação e capacidade de realizar o controlo de frequência primária de forma mais célere do que as máquinas síncronas convencionais. Ainda assim, como se observa na figura 5.10, uma vez que a resposta aos desequilíbrios de potência não é natural, a atuação nos primeiros instantes é ineficaz, sendo aqui que a resposta inercial das máquinas síncronas desempenham uma função essencial na dinâmica do SEE.

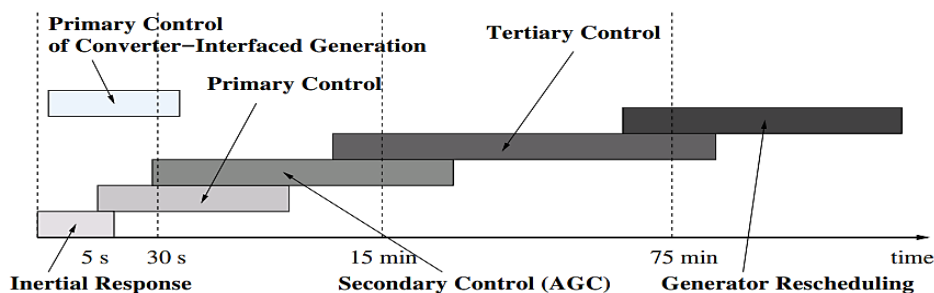


Figura 5.10 - Escalas de tempo habituais relacionadas com o controlo dinâmico de frequência.

De modo a determinar a energia necessária a ser fornecida pelos geradores convencionais para a reserva inercial, é necessário incluir nessa formulação a inércia possível de ser fornecida pelas fontes renováveis.

Em sistemas de energia renovável, a regulação de inércia e frequência pode ser implementada seguindo duas abordagens. A primeira baseia-se na exploração dos geradores abaixo da sua capacidade ótima de produção, garantindo uma margem de produção capaz de suportar a reserva primária. Como ficou assinalado, os sistemas de energia renovável são idealmente explorados na condição de máxima potência pelo que é importante compreender que estas estratégias conduzem geralmente a perdas económicas por parte dos produtores, que precisam de ser incentivados a operar em condições subótimas, compensando-os pelas perdas de rendimento na produção de energia. A segunda é através da emulação da inércia característica dos sistemas eléctricos convencionais através de conversores de potência e SAE.

5.3.2 Colaboração dos aerogeradores na regulação primária de frequência e resposta inercial

No período em que os níveis de integração de produção eólica eram reduzidos, a exploração dos parques eólicos não era regulamentada e, no caso de ocorrerem defeitos na rede, os operadores apenas ditavam a sua saída de serviço case se verificasse necessário. Com o desenvolvimento de novas tecnologias de aerogeradores, a sua instalação aumentou tanto em número como em potência instalada, passando a contribuir de forma expressiva para a energia produzida globalmente, o que levou a serem requeridas metodologias de controlo da sua produção com vista a assegurar a operação do sistema de acordo com os limites legalmente instituídos.

Nesta linha, as unidades de produção eólica devem apoiar a gestão do SEE através serviços auxiliares de sistema que envolvam a resposta inercial, a regulação primária de frequência, o controlo de potência reativa e tensão, bem como a aceitação de re-despacho caso seja necessário ajustar os valores de produção durante situações de emergência.

Como resultado da evolução das máquinas eléctricas e dos conversores potência, os aerogeradores atuais são capazes de fornecer os serviços de sistema referidos a par com os geradores convencionais.

São utilizados essencialmente quatro tipos de geradores na produção de energia eólica:

- Tipo A: Gerador de velocidade constante;
- Tipo B: Gerador de velocidade variável limitada;
- Tipo C: Gerador de velocidade variável com conversor parcial;
- Tipo D: Gerador de velocidade variável com conversor integral.

Os aerogeradores de velocidade constante baseiam-se num gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, ligado diretamente à rede e equipado com turbinas providas de regulação *stall*⁷. A velocidade de rotação do rotor é imposta pela frequência da rede tendo em conta o limite de variação do deslizamento.

Por a ligação à rede se realizar diretamente, e apesar da sua inércia ser reduzida comparativamente a um gerador síncrono, este tipo de aerogerador é capaz de participar na resposta inercial aquando de um defeito na rede. Por sua vez, devido ao esquema de ligação à rede, qualquer perturbação que ocorra na rede elétrica reflete-se na operação do gerador e vice-versa. Isto significa que variações da velocidade do vento desencadeiem oscilações mecânicas no rotor do gerador, o que se traduz em alterações bruscas na potência injetada na rede elétrica, diminuindo a qualidade da energia.

A constituição e a configuração de ligação à rede deste tipo de aerogeradores encontram-se esquematizadas na figura 5.11.

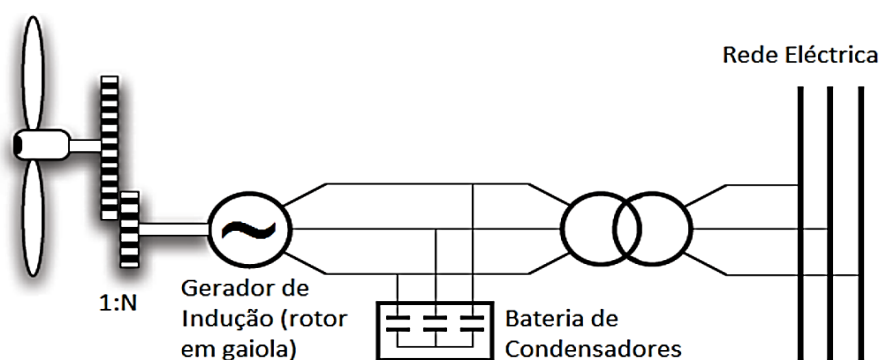


Figura 5.11 - Gerador de Indução convencional [34].

Um dos principais problemas originados pela instalação de parques eólicos com base nesta tecnologia é o aumento do consumo de energia reativa, especialmente no período de recuperação após um curto-circuito. Apesar da instalação de baterias de condensadores de modo a realizar a compensação da energia reativa consumida pelo circuito magnético do gerador, o seu contributo revela-se insuficiente perante o elevado consumo de potência reativa devido à redução da tensão do gerador durante e após o defeito. Isto implica que os geradores consumam energia reativa da rede elétrica o que pode conduzir a cavas de tensão [35].

Devido à crescente preocupação de garantir a segurança do SEE, é atualmente exigido um conjunto de funcionalidades de regulação e controlo que não é possível de assegurar através deste tipo de aerogerador.

⁷ O controlo *stall* serve-se do perfil aerodinâmico das pás das turbinas dos aerogeradores, que são projetadas para entrar em perda aerodinâmica quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal. Assim, a potência elétrica extraída do vento é limitada. Este tipo de controlo é o mais simples e económico devido à ausência de mecanismos de regulação do ângulo de passo das pás da turbina.

Na tecnologia abordada até agora, a velocidade do rotor permanece praticamente inalterada uma vez que este é ligado diretamente à rede. De modo a aumentar a eficiência desta topologia e possibilitar o controlo da potência produzida pelo aerogerador, o aerogerador foi equipado com um gerador de indução de rotor bobinado ligado a uma resistência variável de modo a controlar a resistência do rotor como se ilustra na figura 5.12. Também as pás das turbinas foram munidas com mecanismos específicos à realização de controlo *pitch*⁸. Este aerogerador categoriza-se como de velocidade variável limitada.

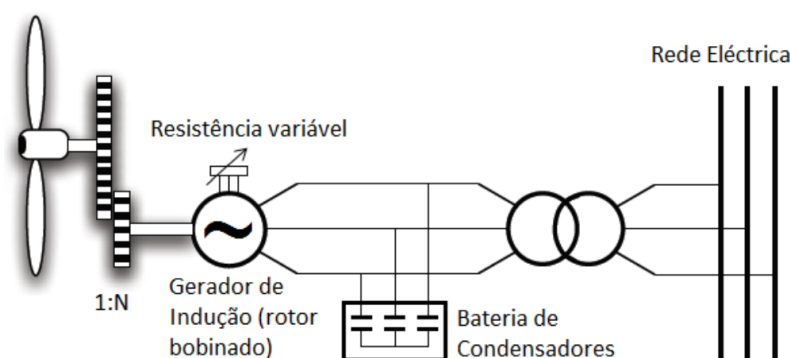


Figura 5.12 - Gerador de velocidade variável limitada [34].

Apesar dos *upgrades* relativamente ao gerador de indução convencional, uma vez que o rotor também se encontra acoplado diretamente à rede, esta tecnologia de produção eólica traduz as variações da velocidade do vento em variações de potência produzida. No entanto, revela-se capaz de desempenhar a função de resposta inercial.

De modo a possibilitar o controlo da velocidade de rotação dos aerogeradores num intervalo mais alargado e aumentar a eficiência da conversão da energia eólica, diversos fabricantes desenvolveram sistemas de velocidade variável através da ligação dos geradores à rede com recurso a conversores de potência CA/CC/CA. Devido à integração dos conversores de potência, as variações bruscas de potência incitadas pelas alterações da velocidade do vento deixam de se verificar, uma vez que a potência fornecida à rede é desse modo controlada.

Dependendo do modo de integração do conversor de potência nos geradores de velocidade variável, estes podem ser subclassificados como geradores de velocidade variável com conversor parcial ou com conversor integral.

O gerador de indução duplamente alimentado - *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) - é classificado como um gerador de velocidade variável com conversor parcial, uma vez que apenas o rotor é ligado à rede por um conversor de potência CA/CC/CA, enquanto o estator é ligado diretamente. A configuração descrita é apresentada na

⁸ O controlo *pitch* é realizado através da regulação do ângulo de passo das pás (β) com vista a reduzir o ângulo de ataque sempre que a potência produzida pelo aerogerador exceda o valor nominal devido ao aumento da velocidade do vento. Assim, quando a potência produzida excede o valor nominal, o ângulo das pás aumenta de modo a diminuir a energia captada.

figura 5.13. Para possibilitar a operação a velocidade variável, é necessário que exista o desacoplamento entre a velocidade do rotor e a frequência da rede.

O principal motivo da sua popularidade é o facto de operar a velocidade variável, recorrendo a conversores de potência com capacidades nominais bastante reduzidas (aproximadamente 25 a 30% da potência nominal do gerador) [36].

O desacoplamento parcial entre o aerogerador e a rede elétrica é tido como uma desvantagem do ponto de vista da resistência do aerogerador a defeitos e variações da velocidade do vento, uma vez que a ligação entre o estator e a rede elétrica possibilita a propagação de perturbações. Para além disto, a necessidade de utilizar anéis coletores, sujeitos a desgaste, de modo a transferir a potência do rotor para o conversor de potência também constitui uma desvantagem.

Ao contrário dos geradores de indução de velocidade constante, os DFIG reagem às cavas de tensão resultantes de curto-circuitos. Através da malha de controlo de velocidade estes equilibram o balanço energético, procurando manter a estabilidade da rede através da recuperação do valor da tensão para valores próximos dos seus valores nominais [37].

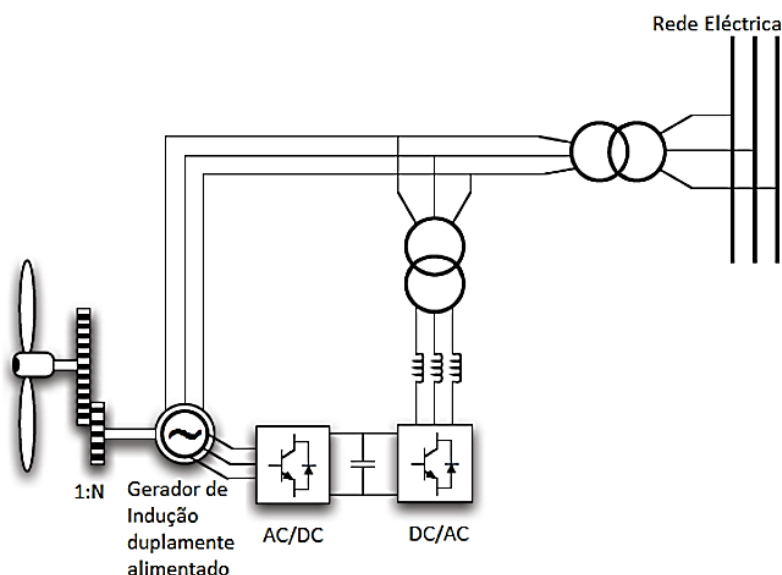


Figura 5.13 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado [34].

Os aerogeradores de velocidade variável podem ser equipados com geradores de indução ou geradores síncronos ligados à rede através de conversores CA/CC/CA. Do conjunto de geradores de velocidade variável com conversor integral destaca-se predominantemente o gerador síncrono de ímanes permanentes - *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG) - , cuja configuração é apresentada na figura 5.14. Este tipo, devido à sua autoexcitação, representa uma tecnologia de produção de energia eficaz, uma vez que não existe a necessidade de instalação de anéis e escovas para excitar o rotor. Ademais, através do controlo de *pitch*, é possível operar o gerador a velocidade variável e garantir que é extraída a máxima potência do vento em diferentes condições.

Os conversores de potência utilizados permitem a regulação de potência perante uma vasta gama de valores de velocidade do vento, no entanto, este modo de ligação à rede não permite a resposta inercial a perturbações devido ao desacoplamento total entre o gerador e a rede eléctrica. Assim, as variações da velocidade do vento resultam apenas na alteração da velocidade de rotação do rotor e não na potência injetada.

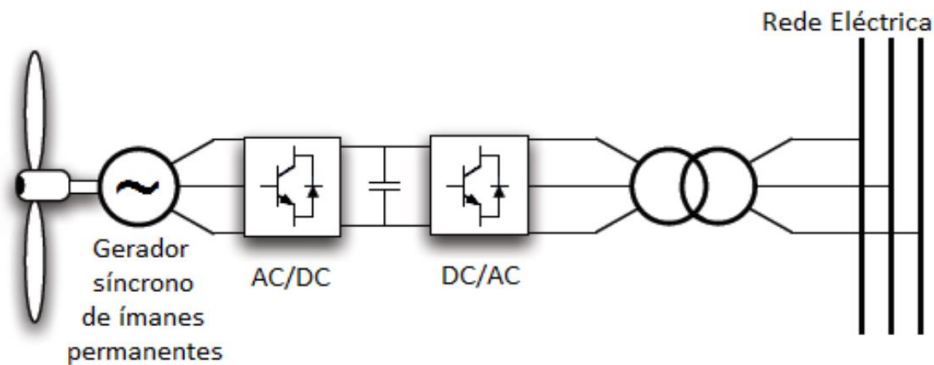


Figura 5.14 - Gerador síncrono de ímanes permanentes [34].

Os aerogeradores têm vindo a ser equipados com geradores de velocidade variável em detrimento dos de velocidade fixa, uma vez que proporcionam melhor capacidade de controlo, traduzindo-se em maior eficiência na conversão da energia eólica em energia eléctrica. No entanto, como vimos a referir ao longo da análise das diferentes topologias, o modo de operação de alguns geradores de velocidade variável implica a implementação de conversores de potência, levando ao desacoplamento entre o gerador e a rede. Nestas condições, o gerador não é capaz de dar uma resposta natural às variações da rede através da injeção de energia cinética, diminuindo a capacidade de resposta inercial. Numa rede eléctrica com predominância destas fontes, nos instantes que sucedem a uma perturbação, a inércia disponível no sistema pode-se revelar insuficiente para regular a frequência, implicando maior injeção de potência ativa.

Num SEE, independentemente da sua dimensão, a inércia é essencial à promoção da estabilidade de frequência. Beneficiando da energia cinética decorrente da rotação das turbinas dos aerogeradores, é prudente a implementação de funções de controlo com o objetivo de emular a inércia característica das máquinas síncronas ligadas diretamente à rede para responder a variações da frequência. Acresce que, como tem vindo a ser referido, a resposta inercial apenas permite atenuar a variação de frequência nos primeiros instantes, tornando-se imprescindível regular a potência mecânica fornecida ao rotor dos geradores, de modo a repor continuamente o equilíbrio entre a potência produzida e consumida pelas cargas. Deste modo, além da funcionalidade de emulação de inércia, é possível dotar os aerogeradores com mecanismos de regulação da potência ativa.

Decorrente da urgência de equipar os aerogeradores com as funcionalidades capazes de garantir os referidos serviços auxiliares, diversos estudos vêm convergindo no desenvolvimento de técnicas de controlo.

Capítulo 6

Otimização do SHE e avaliação económica

À medida que a operação do setor energético se desloca no sentido do combate à dependência de combustíveis fósseis, é impreterível que os produtores se adaptem às alterações vindouras. São consideráveis as oportunidades decorrentes da reestruturação do SEE, especialmente para aqueles que são capazes de implementar tecnologias de produção de energia elétrica de índole renovável eficazes, no sentido de se adaptarem à variabilidade dos recursos energéticos.

Para assegurar a estabilidade da rede, as fontes produtoras devem ser capazes de mitigar e adaptar-se às variações do estado da rede elétrica. Neste sentido, o enquadramento das fontes de energia renovável na rede elétrica surte efeito na fomentação de regulamentação comercial específica, capaz de favorecer a transição energética através da remuneração de soluções vocacionadas para a promoção da estabilidade do SEE. A capacidade de reagir à intermitência do consumo de energia e às variações do preço da energia assume-se fundamental neste âmbito.

Os SHE permitem responder prontamente aos estímulos económicos ditados pelo ME através da capacidade de ajustar a potência entregue à rede perante a flutuação do preço. Da articulação de diferentes fontes de energia advém o benefício da complementaridade do recurso eólico e solar de modo a corresponder assertivamente aos padrões de consumo e de remuneração. A incorporação de SAE, como já veio a ser referido, possibilita funcionalidades como o *time-shifting*, de modo a minimizar cenários de escassez de produção e, bem assim, evitar penalizações económicas e possibilitar a participação em diversos serviços auxiliares.

6.1 Caracterização do local de instalação do SHE

Na generalidade dos casos, uma grande percentagem da área dos parques eólicos permanece inutilizada devido, essencialmente, à distância mínima exigida para a instalação dos diversos aerogeradores. Neste capítulo analisar-se-á a integração de uma solução de produção de energia fotovoltaica num parque eólico em funcionamento, fruindo assim da sua infraestrutura.

Através da implementação de painéis fotovoltaicos na porção excedente de terreno, pode ser produzida energia elétrica suplementar, o que permite mitigar parcialmente os efeitos da natureza intermitente de ambos os recursos energéticos. Na eventualidade da infraestrutura de interligação à rede suportar a potência adicional instalada, é possível minimizar os custos de capital inerentes à instalação de redes elétricas.

No âmbito da presente Dissertação, uma vez que não é pertinente a divulgação das coordenadas geográficas do local considerado para a definição do caso de estudo, considerar-se-á apenas que o parque eólico se situa numa região montanhosa no Norte de Portugal.

Na figura 6.1 encontra-se representado o parque eólico em análise, no qual será integrada a instalação fotovoltaica com vista a conceber um SHE.

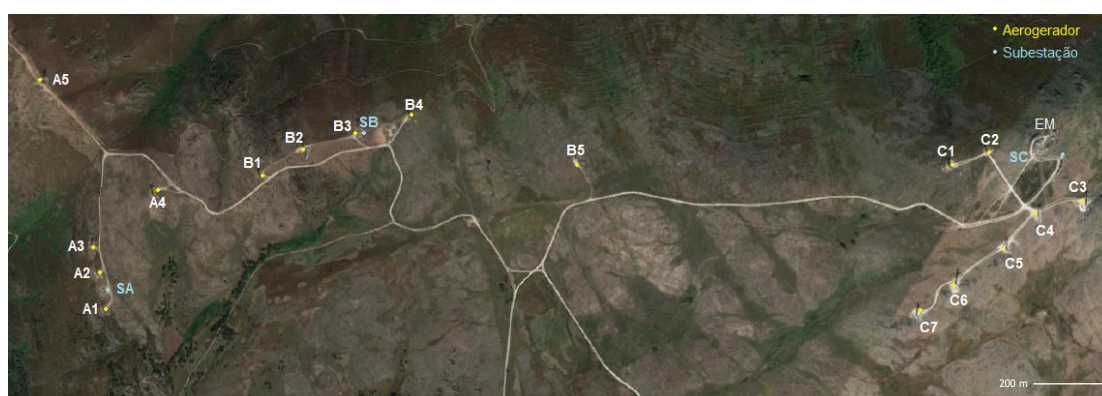


Figura 6.1 - Parque eólico considerado na definição do caso de estudo.

Este parque eólico é constituído por 17 aerogeradores ENERCON E82-E2 com potência nominal de 2 MW, conectados a 3 subestações localizadas em pontos distintos do parque eólico de modo a receber a energia produzida por cada conjunto de aerogeradores. A potência total instalada no parque eólico é de 34 MW. De modo a facilitar a identificação dos diversos equipamentos, estes serão conceptualmente agregados nos grupos A, B e C.

Na estação meteorológica (EM) situada no setor C do parque eólico foram registadas a direção e velocidade do vento à altura de 20, 50 e 80 metros durante o período de um ano.

6.2 Avaliação do recurso eólico e solar

Perante a ausência de dados relativos à produção real do parque eólico, de modo a estimar a sua produção é necessário avaliar o recurso eólico através dos registos efetuados na EM. A introdução dos dados do recurso eólico, bem como do recurso solar, é uma premissa para a simulação do SHE através do *HOMER Pro*.

Iniciando a avaliação do recurso eólico, uma vez que as torres dos aerogeradores implementados possuem uma altura de 108 metros e não existem medições da velocidade do vento à altura referida, é necessário realizar uma estimativa através dos valores registados nas restantes alturas. Para tal, recorre-se ao *windshear factor*,

representado através do índice p , que traduz a influência que o atrito induz na deslocação das massas de ar. Utilizando este fator, a equação que correlaciona duas velocidades do vento é a seguinte:

$$v_{h2} = v_{h1} \times \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^p \quad (6.1)$$

Onde:

- v_{h2} : velocidade do vento estimada à altura h_2 ;
- v_{h1} : velocidade do vento registada à altura h_1 ;
- p : *windshear factor*.

Numa primeira abordagem ao processo de estimação, calculou-se o valor de p não considerando os diferentes setores da direção do vento. Para tal, recorreu-se à ferramenta *Solver* do Excel de forma a minimizar a soma dos erros quadráticos através da variação deste fator. A função objetivo do modelo de otimização é dada pela expressão:

$$F_{objetivo} = (vel_{80} - vel_{80,20})^2 + (vel_{80} - vel_{80,50})^2 + (vel_{50} - vel_{50,20})^2 \quad (6.2)$$

Onde:

- vel_i : velocidade do vento registada à altura i ;
- V_{ij} : velocidade do vento à altura i estimada através da velocidade registada à altura j ;

O resultado obtido para o *windshear factor* foi 0,259, um valor considerado reduzido que se revela um bom indicador da localização do parque eólico.

Uma vez que as forças de atrito variam com a direção do vento devido às irregularidades do terreno, de modo a obter resultados conformes, foram considerados 12 setores diferentes, cada um caracterizando uma gama de amplitudes angulares, sendo que o ângulo 0° é direcionado a Norte. O processo de estimação de p é análogo ao realizado na abordagem simplificada, apenas se agruparam os somatórios dos quadrados dos erros por setor.

Tabela 7 - Windshear factor por setor.

Setor	Direção mínima (°)	Direção máxima (°)	Windshear factor - p
1	-15	15	0,17364
2	15	45	0,18135
3	45	75	0,28782
4	75	105	0,29671
5	105	135	0,27553
6	135	165	0,27143
7	165	195	0,26736
8	195	225	0,32262
9	225	255	0,26270
10	255	285	0,24060
11	285	315	0,25008
12	315	345	0,28437

Como se verifica, este índice varia significativamente consoante a direção considerada, o que se expressaria em estimativas desajustadas da velocidade do vento para a altura de instalação das torres eólicas caso fosse utilizado o valor p inicialmente determinado. O gráfico a seguir apresentado denota essa variação.

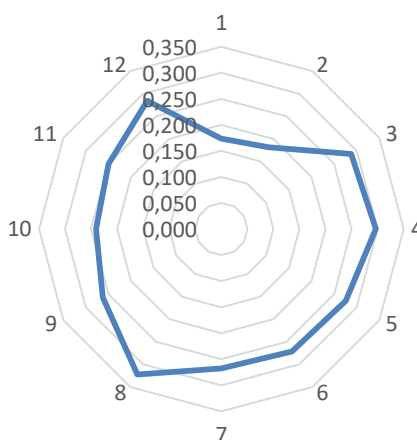


Gráfico 1 - Shear factor por setor.

Pela análise do gráfico acima apresentado, é possível concluir que se verificarão predominantemente variações bruscas da velocidade do vento segundo a amplitude angular representada pelo setor 8.

Através da equação 6.1, é agora possível estimar com um grau de certeza satisfatório a velocidade do vento à altura de 108 metros, bem como, a velocidade média por setor e as velocidades médias diária e mensal. Estes resultados são apresentados nas tabelas 8 e 9 e nos gráficos 2 e 3, determinando-se, doravante que os valores apresentados são relativos à velocidade estimada do vento para a altura de 108 metros.

Tabela 8 - Velocidade média por setor (m/s).

Setor	Velocidade média (m/s)
1	4,849
2	5,129
3	6,374
4	7,630
5	7,542
6	7,421
7	7,297
8	7,707
9	8,397
10	8,391
11	6,859
12	6,460

Tabela 9 - Velocidade média por mês (m/s).

Mês	Velocidade média (m/s)
Jan.	6,801
Fev.	6,938
Mar.	7,747
Abr.	6,507
Mai.	7,460
Jun.	6,590
Jul.	6,360
Ago.	7,295
Set.	7,279
Out.	8,151
Nov.	8,327
Dez.	9,030

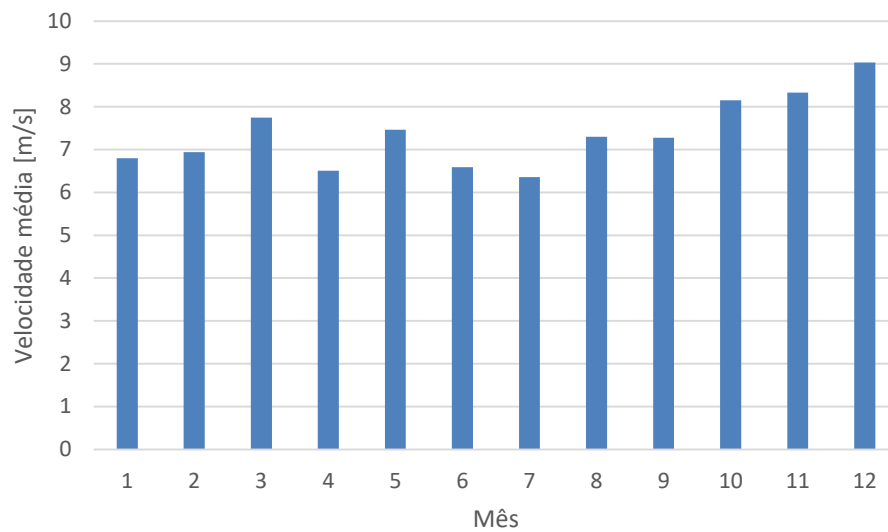


Gráfico 2 - Velocidade média por mês (m/s).

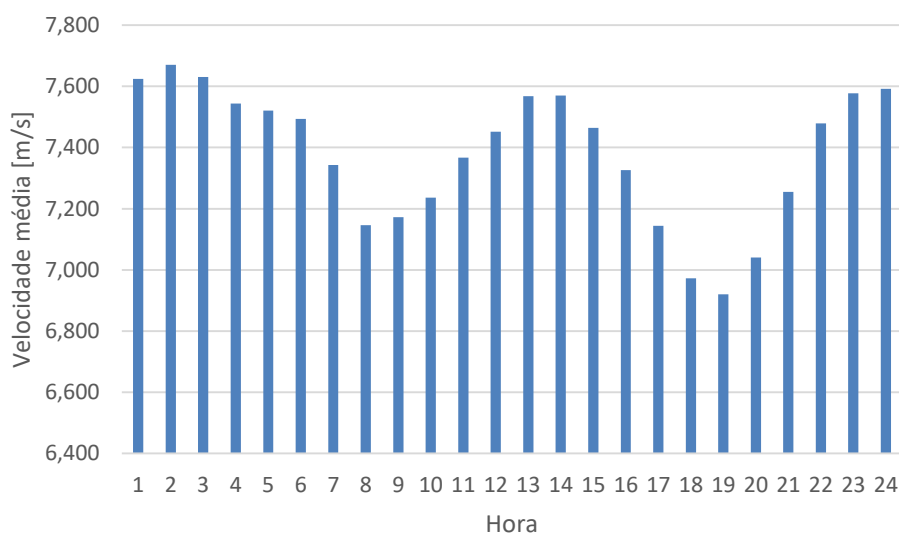


Gráfico 3 - Velocidade média por hora (m/s).

Analisando a tabela 8, verifica-se que os setores que apresentam uma maior velocidade média são os setores 9 e 10. Para além disso, analisando os gráficos 2 e 3, conclui-se que os meses mais ventosos são os correspondentes às estações de Outono e Inverno.

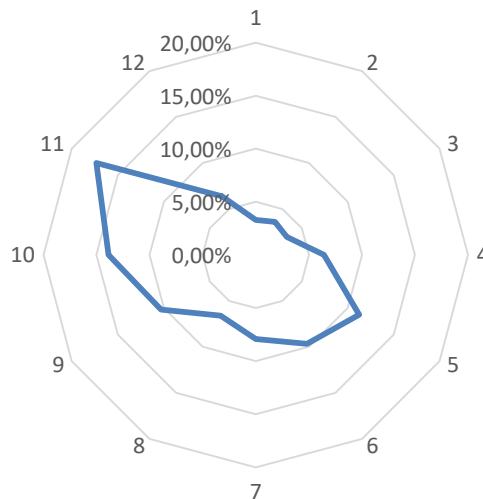


Gráfico 4 - Frequência da direção do vento.

Através do gráfico 4, é também possível constatar que o setor 11 é aquele com maior frequência de vento, ou seja, existe um maior número de momentos em que o vento flui na direção do setor 11.

A variação da velocidade do vento é uma informação muito importante para a exploração dos parques eólicos. Na verdade, a conceção das turbinas eólicas requer o acesso a esta informação de modo a otimizar as especificações técnicas dos aerogeradores e, deste modo, maximizarem a conversão da energia eólica em energia elétrica.

Para o local abordado neste caso de estudo, a descrição da variação da velocidade do vento é efetuada através de uma distribuição de Weibull, ilustrada na figura seguinte. Os parâmetros de *Weibull* ($\lambda=2,64624$ e $k= 8,29592$) foram determinados através da ferramenta *Solver* do *Excel*, procurando minimizar a soma dos erros quadráticos entre os valores da distribuição de *Weibull* e a frequência das velocidades do vento.

Tabela 10 - Distribuição de *Weibull* e frequência das velocidades do vento.

Velocidade (m/s)	Frequência (%)	<i>Weibull</i>
0	3,10%	0,37%
1	2,11%	1,92%
2	3,77%	4,26%
3	5,96%	6,95%
4	9,09%	9,53%
5	11,10%	11,54%
6	12,60%	12,59%
7	12,81%	12,52%
8	11,38%	11,40%
9	8,91%	9,51%
10	6,60%	7,28%
11	4,35%	5,10%
12	2,92%	3,27%
13	1,83%	1,91%
14	1,22%	1,01%
15	0,85%	0,49%
16	0,53%	0,21%
17	0,35%	0,08%
18	0,22%	0,03%
19	0,12%	0,01%
20	0,08%	0,00%
21	0,04%	0,00%
22	0,01%	0,00%
23	0,01%	0,00%
24	0,01%	0,00%
25	0,02%	0,00%

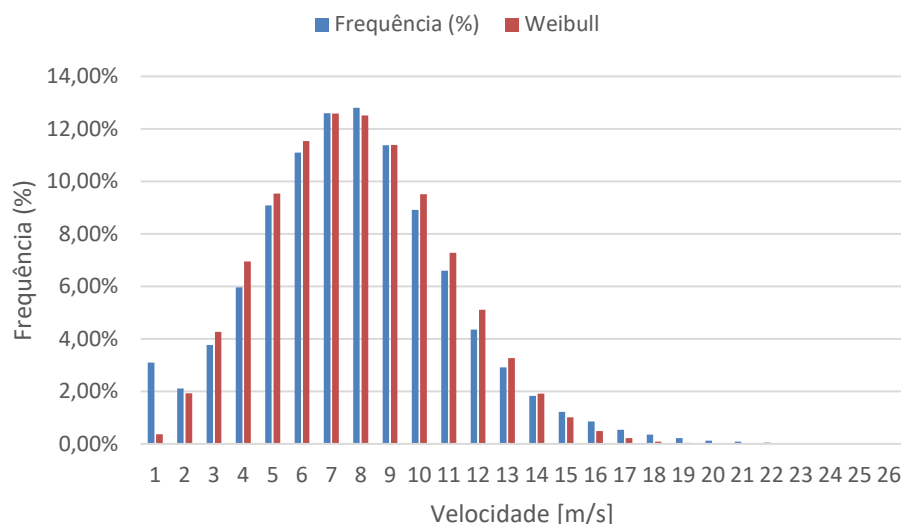


Gráfico 5 - Distribuição de *Weibull* e frequência da velocidade do vento.

Conhecidos os dados provenientes da avaliação do recurso eólico, é possível através do *software HOMER Pro* estimar a produção de energia elétrica proveniente do recurso eólico. Para tal, deve conhecer-se a curva característica de potência dos aerogeradores implementados e o respetivo coeficiente de potência disponibilizados pelo fabricante do aerogerador instalado. Ambas as curvas encontram-se representadas no gráfico 6.

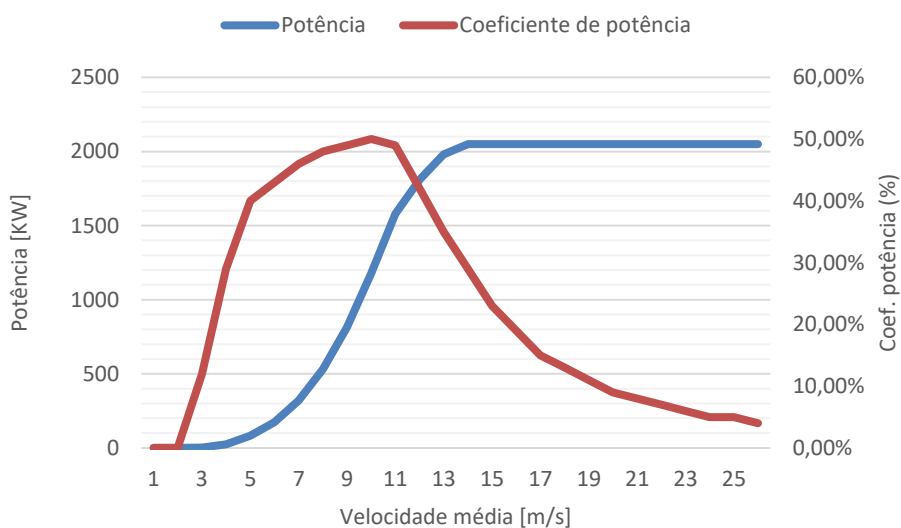


Gráfico 6 - Curva de potência e coeficientes de potência dos aerogeradores instalados.

Relativamente ao recurso solar, a obtenção dos dados necessários à simulação é expedita, uma vez que a irradiação solar e o índice de claridade são fornecidos pelo *HOMER Pro* através da ligação à base de dados “*NASA prediction of Worldwide Energy Resource database*”, sendo apenas necessário fornecer a localização geográfica do local em análise.

Na tabela 11 e no gráfico 7 constam os valores fornecidos. O gráfico 7 descreve o perfil da irradiação diária ao longo dos diversos meses, assim como a variação do índice de clareza.

Tabela 11 - Índice de clareza e irradiação diária registados no local da instalação.

Mês	Índice de clareza	Irradiação diária (kWh/m ² /dia)
Jan.	0,458	1,82
Fev.	0,496	2,69
Mar.	0,525	3,93
Abr.	0,503	4,81
Mai.	0,525	5,79
Jun.	0,599	6,95
Jul.	0,632	7,11
Ago.	0,626	6,25
Set.	0,578	4,65
Out.	0,482	2,85
Nov.	0,453	1,92
Dez.	0,432	1,53

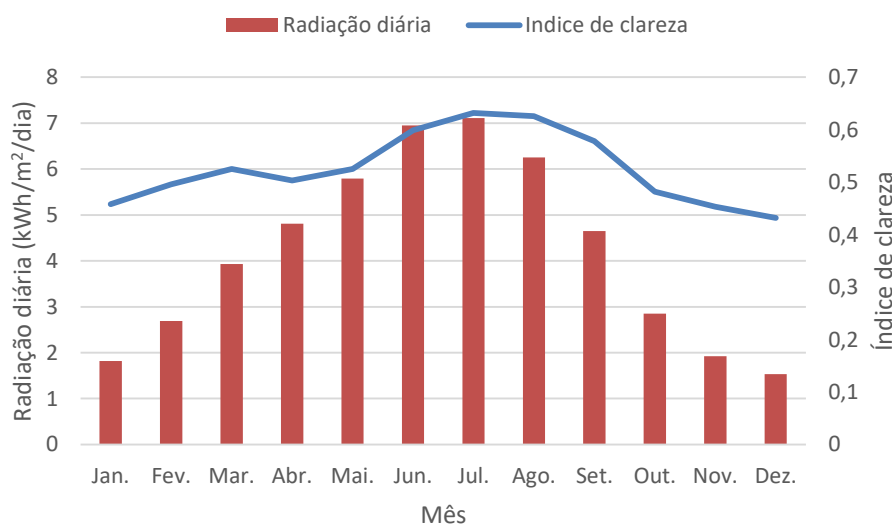


Gráfico 7 - Índice de clareza e irradiação diária registados no local da instalação.

A média anual da irradiação solar nesta localização é de aproximadamente 4,19 kWh/m²/dia. Da análise dos dados, depreende-se que a produção de energia fotovoltaica é máxima no mês de Julho uma vez que a irradiação diária apresenta um máximo de 7,11 kWh/m²/dia e é mínima no mês de Dezembro pois é neste que a irradiação diária apresenta um mínimo de 1,53 kWh/m²/dia.

Após a determinação dos dados que permitem caracterizar e quantificar o recurso eólico e solar, torna-se possível apurar a existência de relação de complementaridade entre os dois. Na perspetiva do estudo realizado ao longo da presente Dissertação, como já elencado, esta condição assume-se essencial à exequibilidade do projeto.

No gráfico 8, por comparação dos dados que caracterizam os dois recursos energéticos, é possível confirmar que a complementaridade entre ambos é patente.

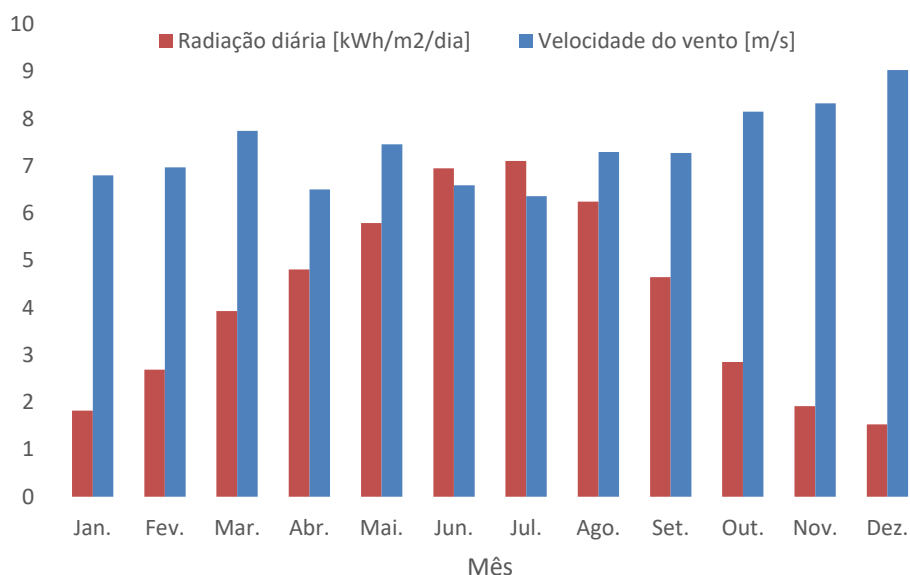


Gráfico 8 - Complementaridade do recurso eólico e solar no local da instalação.

6.3 Estudo do sombreamento e determinação da área viável para a instalação de painéis fotovoltaicos

Como ficou assinalado no Capítulo 4, a análise da integração de painéis fotovoltaicos nas proximidades dos aerogeradores deve contemplar o estudo do sombreamento provocado pelas suas torres. O sombreamento dos painéis fotovoltaicos, ainda que parcial, compromete o seu rendimento e reduz significativamente o seu tempo de vida expectável.

No parque eólico em análise a instalação dos aerogeradores na área disponível não se baseou numa disposição estruturada. Deste modo, devido às distâncias díspares entre os diversos equipamentos, exige-se que a avaliação dos sombreamentos incitados por estes nas áreas contíguas seja realizada de forma individual, procurando determinar as porções de terreno não sombreadas durante os períodos propícios à exploração do recurso solar.

O comprimento da sombra projetada por cada aerogerador depende fundamentalmente da sua altura e da altura solar. Nesta análise, a altura dos aerogeradores surge como um parâmetro fixo, enquanto a altitude solar é variável consoante a latitude, a altura do ano e a hora do dia. Assim, é necessário avaliar o comprimento e a direção da sombra em função destes parâmetros.

De modo a simplificar a abordagem ao problema e assim excluir as porções do terreno sombreadas, será analisado o pior cenário de sombreamento, ou seja, o dia 21 de Dezembro, habitualmente designado de solstício de Inverno, bem como o solstício de Verão e o equinócio de Setembro. O solstício de Inverno é o dia do ano no qual a altitude solar apresenta o seu valor mínimo, o que se traduz, naturalmente, numa maior projeção da sombra originada pelos aerogeradores. Contrariamente, no dia 20 de Junho, designado de solstício de Verão, o sol eleva-se à máxima altitude solar anual. Ambos os cenários encontram-se ilustrados na figura 6.2.

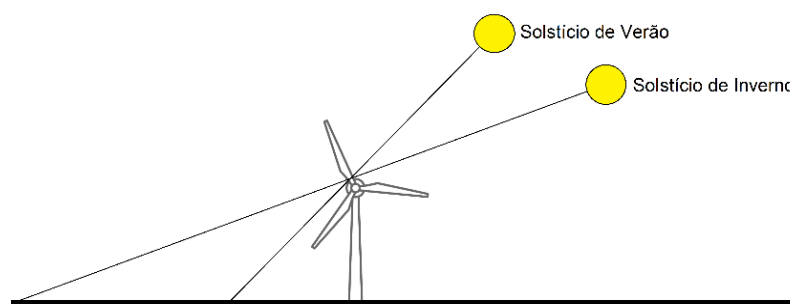


Figura 6.2 - Cenários de sombreamento durante o solstício de verão e de inverno.

Na tabela 11 havia sido descrito que o mês de Dezembro apresentara a menor média de irradiação diária. Também os meses de Janeiro, Fevereiro, Outubro e Novembro apresentam valores de irradiação diminutos.

Como resulta do exposto, a deliberação de alocar, ou não, painéis fotovoltaicos em zonas passíveis de serem sombreadas durante esses meses - devido à reduzida altura solar - deve ser cuidadosamente ponderada e não descartada à partida, uma vez que, não obstante o sombreamento naqueles meses, os equipamentos instalados nessas zonas poderão revelar-se, posteriormente, compensatórios à exploração do recurso solar durante os meses de maior irradiação solar.

Evidencie-se que, por razões de simplificação do estudo, em geral, qualquer porção sombreada, independentemente da altura do ano, foi excluída do total de área viável para instalação de painéis fotovoltaicos, salvo os casos seguidamente identificados.

Posto isto, os principais requisitos dos terrenos para que a instalação de painéis fotovoltaicos seja viável são:

- Não ocorrência de fenómenos de sombreamento capazes de afetar a exploração adequada dos equipamentos instalados;
- Exposição solar adequada;
- Proximidade às subestações do parque eólico de modo a facilitar a interligação com a rede na eventualidade de estas estarem equipadas com equipamentos sobredimensionados;

- Proximidade aos caminhos existentes de modo a canalizar a rede de cabos subterrâneos através de valas;
- Perfil topográfico suave de modo a evitar trabalhos de terraplanagem.

Com vista a organizar a identificação de zonas viáveis para a implementação dos equipamentos, analisar-se-á separadamente os três setores em que o parque eólico é subdividido, conforme ilustrado na figura 6.3.



Figura 6.3 - Setor A, B e C do parque eólico.

O setor A engloba cinco aerogeradores e uma subestação, sendo que dois dos aerogeradores se encontram isolados individualmente. Do estudo do perfil topográfico, é possível identificar quatro zonas caracterizadas por um perfil suave, adequando-se à instalação dos equipamentos. Além disto, todas as zonas satisfazem os requisitos de proximidade às subestações ou aos caminhos existentes, bem como, a exposição solar adequada. As zonas referidas são identificadas na figura seguinte.



Figura 6.4 -Zonas do setor A candidatas à integração de painéis fotovoltaicos.

Como ficou assinalado, é indispensável a verificação da condição de não sombreamento das áreas identificadas por parte dos aerogeradores. Para tal, recorrer-se-á ao *software SunCalc*, de modo a analisar a projeção do sombreamento conforme a altura do gerador, a altura do ano e as horas do dia.

Dado que a irradiância solar é manifestamente reduzida nos períodos de início e fim do dia durante o solstício de Inverno e, visto que isto representaria uma produção de energia elétrica igualmente reduzida e inexpressiva, optar-se-á somente por se apurar o padrão de sombreamento entre, sensivelmente, as 9h30m e as 15h30m.

As projeções A, B e C ilustradas na figura 6.5 correspondem à projeção da sombra originada pelo aerogerador A3 às 9h30m, 12h28m e 15h22m, respetivamente. A zona sombreada a preto representa toda a área sombreada durante o período em análise.

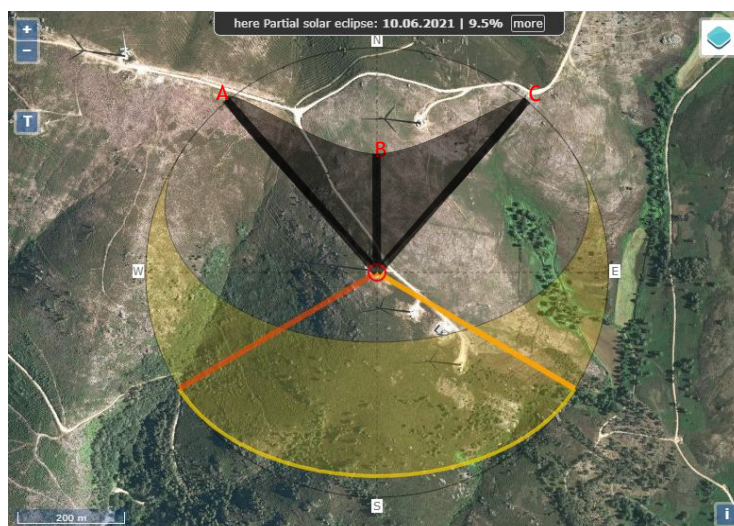


Figura 6.5 - Projeção da sombra originada pelo aerogerador A3 durante o solstício de Inverno.

De forma análoga, uma vez que a altura dos restantes aerogeradores e a altitude a que estão instalados é semelhante, a região sombreada será equivalente. Assim, é possível determinar toda a área sombreada pelos aerogeradores através da mesma metodologia, como se visualiza na figura 6.6.

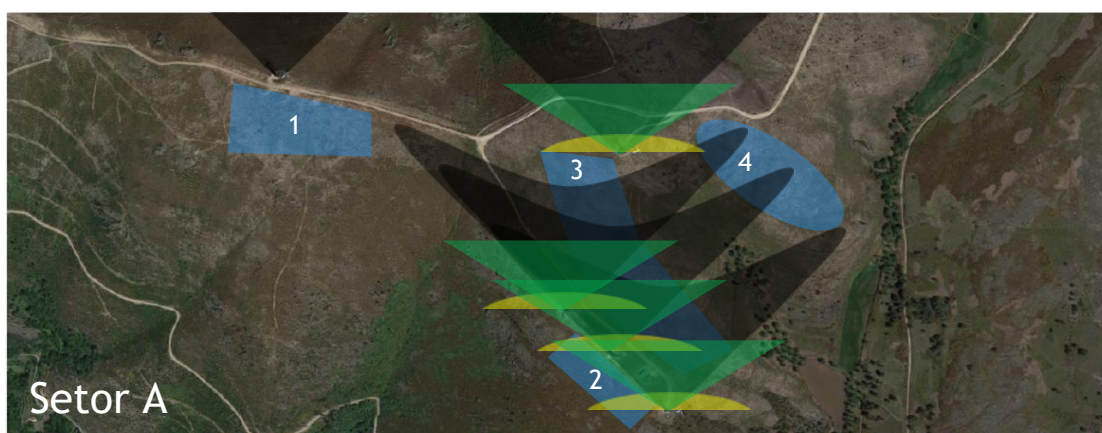


Figura 6.6 - Área sombreada pelos aerogeradores no setor A.

Tendo sido adicionalmente verificadas situações de sombreamento prejudiciais à operação da instalação fotovoltaica nas zonas 2 e 3, encontra-se representado a amarelo o sombreamento provocado pelo aerogerador A1 sobre estas zonas entre as 9h30m e as 17h30m à data do solstício de Verão, e a verde, entre as 10h e as 17h no equinócio de Setembro.

Por análise da representação dos sombreamentos, a zona 1 não é afetada independentemente da altura do ano, o que permite considerar toda a área inicialmente delimitada como viável para a implementação dos painéis fotovoltaicos.

Relativamente à zona 2, é notável que esta é sombreada durante alguns períodos do ano pelos aerogeradores A1 e A2, ainda assim, uma vez que o sombreamento ocorre apenas durante o início da manhã, período no qual a irradiação solar é reduzida, apenas uma parte será considerada como inviável para a implementação do sistema.

Na zona 3, devido ao sombreamento considerável ao longo de todo o ano, não será de todo produtora a instalação de equipamentos na fração sombreada. Deste modo, apenas será viável a instalação de equipamentos na fração não sombreada.

Por último, como resultado da reduzida altitude solar durante o equinócio de Inverno e nos períodos contíguos a este, a zona 4 é parcialmente sombreada ao final da tarde. Uma vez mais, visto que a irradiação solar durante este período é reduzida, a situação de sombreamento referida não é revelante para a inviabilização da área sombreada dado que a instalação de painéis fotovoltaicos será manifestamente vantajosa nos períodos com maior irradiação solar.

Todas as áreas viáveis para a implementação de painéis fotovoltaicos no setor A encontram-se representadas na figura 6.7.



Figura 6.7 - Áreas viáveis para a implementação de painéis fotovoltaicos no setor A.

Relativamente ao setor B, à semelhança do setor A, este engloba cinco aerogeradores e uma subestação. É possível identificar três zonas dotadas de um perfil topográfico adequado à instalação dos painéis fotovoltaicos pois não apresentam declives acentuados ou maciços rochosos à superfície. Também os restantes requisitos já elencados são cumpridos, nomeadamente a condição de não sombreamento das áreas como é representado na figura 6.8.



Figura 6.8 - Áreas viáveis para a implementação de painéis fotovoltaicos no setor B.

Excetuando uma pequena fração da zona 6, nenhuma das zonas é sombreada por qualquer aerogerador. Assim, considerar-se-á toda a área sombreada a azul como viável à instalação de painéis fotovoltaicos.

O setor C, composto por sete aerogeradores e uma subestação, apresenta três zonas com declive reduzido, próximas dos caminhos existentes e com excelente exposição solar. O estudo do sombreamento induzido pelos aerogeradores foi realizado de modo análogo ao realizado para os setores A e B como ilustrado na figura 6.9.

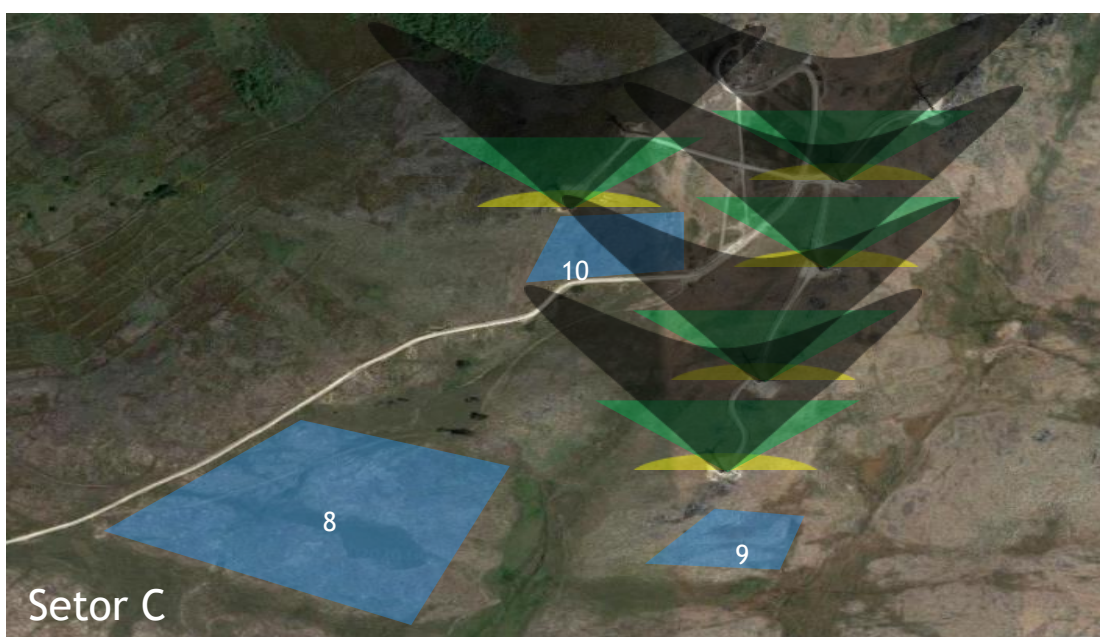


Figura 6.9 - Áreas viáveis para a implementação de painéis fotovoltaicos no setor C.

Apenas a zona 10 é parcialmente sombreada pelo aerogerador C6 durante o equinócio de Inverno. Uma vez que o sombreamento ocorre durante um período com irradiação solar reduzida, e de modo a não subaproveitar o recurso solar nos restantes períodos do ano, todas as zonas sombreadas a azul na figura 6.9 serão consideradas como viáveis à execução do projeto.

Determinadas as zonas que cumprem os requisitos instituídos para a viabilidade da integração dos painéis fotovoltaicos no parque eólico, interessa quantificar a área total de terreno disponível.

Advertindo que os valores determinados são somente uma aproximação, dada a complexidade de precisar os limites das zonas estabelecidas, recorrendo à funcionalidade de cálculo de áreas do *Google Earth*, calculou-se a área de todas as zonas. Os valores são enunciados na tabela 12.

Tabela 12 - Área viável à instalação de painéis fotovoltaicos.

Setor	Zona	Área viável (m ²)
A	1	19500
	2	12000
	3	5000
	4	15000
B	5	14000
	6	43000
	7	184000
C	8	120000
	9	17000
	10	18000
Total		447500

6.4 Condições de instalação dos painéis fotovoltaicos

O estudo do sombreamento originado pelos aerogeradores sobre a área em análise procura unicamente impedir a instalação de painéis fotovoltaicos em zonas passíveis de serem sombreadas, resultando daí diversos prejuízos para a correta exploração da instalação fotovoltaica. Não obstante, é necessário considerar outras causas de sombreamento, nomeadamente, o sombreamento causado pelos próprios painéis solares nos restantes.

Recorde-se que a área de instalação e as perdas energéticas devidas ao auto sombreamento podem ser minimizadas através da otimização dos ângulos de inclinação dos painéis fotovoltaicos e da distância entre as filas de modo a evitar que os painéis provoquem sombra nos subsequentes. Ainda assim, interessa examinar as condições de instalação necessárias à promoção do máximo rendimento do sistema, isto é, averiguar qual a inclinação dos painéis fotovoltaicos que permite a maior produção de energia anual.

A instalação de painéis fotovoltaicos pressupõe, por si só, a determinação dos parâmetros ideais de instalação dos equipamentos. Devido à interação mútua do recurso solar e eólico, o estudo da integração deve considerar todas as implicações adicionais daí decorrentes.

6.4.1 Ângulo de inclinação ótimo e orientação dos painéis fotovoltaicos

Através da funcionalidade de análise de sensibilidades do HOMER *Pro* procurar-se-á determinar o ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos que resulta na maior produção de energia. O ângulo de inclinação ótimo pode ser calculado através de formulações dependentes da localização geográfica do sistema, no entanto, uma vez que dispomos da caracterização do recurso solar registado no local do presente caso de estudo, a determinação deste parâmetro por simulação computacional permite considerar a sazonalidade efetiva do recurso solar.

Para efeito de simulação, uma vez que a potência a instalar na área viável ainda não foi definida, considerar-se-á como exemplo um sistema fotovoltaico de 1 MW a operar segundo as condições solares descritas e conectado diretamente à rede. Não existe qualquer carga conectada ao sistema pelo que toda a energia produzida é idealmente injetada na rede.

O ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos foi definido como variável de sensibilidade, considerando-se os *inputs* compreendidos entre 25° e 35°.

A produção anual do sistema, a operar segundo as condições de irradiação referidas, está resumida na tabela 13.

Tabela 13 - Energia anual produzida em função do ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos.

Ângulo de inclinação (°)	Energia anual produzida (MWh/ano)
25	1425,172
26	1426,873
27	1428,235
28	1429,257
29	1429,935
30	1430,247
31	1430,215
32	1429,840
33	1429,120
34	1428,041
35	1426,617

A partir dos resultados obtidos, do ponto de vista do rendimento energético do sistema fotovoltaico, conclui-se que é produtora a instalação dos painéis fotovoltaicos com inclinação de 30°.

No subcapítulo 4.3.3, através de um estudo de Hassan e Ashish [19], averiguou-se que associado a uma inclinação dos painéis fotovoltaicos superior a 30°, os fenómenos de turbulência do vento e as forças em si exercidas afirmavam-se. Neste sentido, de modo a minimizar os efeitos decorrentes da ação de forças sobre os painéis fotovoltaicos, é possível a instalação destes segundo uma inclinação inferior.

Acresce que, como vimos, através da distribuição de frequência das velocidades do vento registadas no local de instalação, dada a reduzida frequência de elevadas velocidades de vento, a inclinação dos painéis fotovoltaicos adotada na simulação será de 30°.

Relativamente à orientação dos painéis fotovoltaicos, por convenção para os países localizados no Hemisfério Norte, estes serão direcionados a Sul.

6.4.2 Distância mínima entre filas de painéis fotovoltaicos

Determinado o ângulo de inclinação ótimo para o caso em análise, é possível determinar a distância mínima a reservar entre as filas consecutivas de painéis fotovoltaicos de modo a não ocorrerem fenómenos de sombreamento. Também a quantidade de painéis fotovoltaicos passíveis de serem instalados na área viável para o efeito e, por sua vez, a potência elétrica suscetível de ser produzida, é função da distância entre as filas de painéis fotovoltaicos.

De modo a não estabelecer filas com altura excessiva e, por conseguinte, promover a degradação dos equipamentos por ação das forças do vento, optou-se por instalar os painéis fotovoltaicos sobre estruturas metálicas, segundo a disposição ilustrada na figura 6.10. Ademais, uma vez que os terrenos viáveis para implementar os painéis fotovoltaicos apresentam dimensões consideráveis, a instalação de filas com maior comprimento com o intuito igualar a área possível de se obter através de outras disposições, não constitui um impedimento.

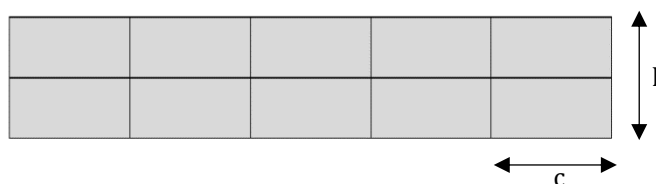


Figura 6.10 - Disposição dos painéis fotovoltaicos considerada no caso de estudo.

Os painéis fotovoltaicos implementados no SHE são o modelo JKM585M-7RL4-V da marca JinkoSolar, cujas dimensões são 2411×1134×35mm segundo o *datasheet* disponibilizado pelo fabricante. A altura h das filas de painéis fotovoltaicos com 2,26 m de largura (l) e instaladas segundo um ângulo de inclinação β é dada pela equação 6.3.

$$h = l * \sin(\beta) \quad (6.3)$$

Assim, sendo $l=2,26$ metros e $\beta = 30^\circ$:

$$h = 2,26 \times \sin(30^\circ) = 1,13 \text{ metros}$$

Com o desígnio de minorar as perdas energéticas por sombreamento, como ficou assinalado, a distância mínima a reservar entre filas de painéis fotovoltaicos é calculada através da equação 4.7 de modo a simplificar o processo de cálculo. Assim, a distância mínima de instalação é:

$$d = 3,5 \times 1,13 = 3,96 \text{ metros} \cong 4 \text{ metros}$$

6.4.3 Potência máxima suscetível de ser produzida

Determinada a distância d , é possível determinar o número máximo de painéis possíveis de serem instalados, $N_{m\acute{a}x}$, através da equação 6.4.

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{A_{vi\grave{a}vel}}{d \times c} \times n \quad (6.4)$$

Onde:

- d : distância mínima de instalação a reservar entre filas consecutivas;
- c : comprimento do painel fotovoltaico instalado;
- $A_{vi\grave{a}vel}$: área viável para a implementação de painéis fotovoltaicos;
- n : nº de linhas de painéis fotovoltaicos na disposição considerada.

Assim, o número máximo de painéis fotovoltaicos possíveis de serem instalados é:

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{447500}{3,96 \times 2,41} \times 2 = 93780 \text{ painéis fot.}$$

Decorrentemente, a máxima potência que pode ser produzida é:

$$P_{P,m\acute{a}x} = N_{m\acute{a}x} \times P_{M\acute{A}X,STC} = 93780 \times 585 \cong 55 \text{ MW}$$

Os valores determinados são decisivos para definir o limite de energia produzida através do recurso solar, evitando cenários de simulação desajustados.

Não cabe na economia deste estudo abordar todos os critérios de dimensionamento da instalação fotovoltaica, nomeadamente, o dimensionamento de cabos, inversores, subestações e as ligações de interligação à rede elétrica. Ainda assim, no âmbito da

simulação do sistema, através do *HOMER Pro*, todos estes critérios são irrelevantes para o modelo de simulação.

6.5 Inputs do modelo de simulação

Findada a avaliação dos parâmetros necessários à modelização dos equipamentos e dos recursos energéticos descritos até aqui, importa definir qual o modo de operação do sistema.

Na medida em que o presente caso de estudo aborda a integração de uma instalação fotovoltaica num parque eólico conectado à rede MT, conceptualmente, considerar-se-á que o SHE é ligado a um posto de transformação MT/BT, destinado a fornecer energia elétrica a uma urbanização. Deste modo, o perfil de carga do sistema será o consumo elétrico da urbanização registado durante o período coincidente com a medição dos dados relativos ao recurso solar e eólico.

O posto de transformação é de igual modo alimentado pela rede de MT podendo considerar-se que toda a energia excedente - ou adicionalmente necessária à alimentação da carga - transitará pela interligação com a rede de MT. O SHE operará, assim, no modo *grid connected*.

A representação esquemática da implementação no *HOMER Pro* de uma das configurações a seguir analisadas do SHE é apresentada na figura 6.11.

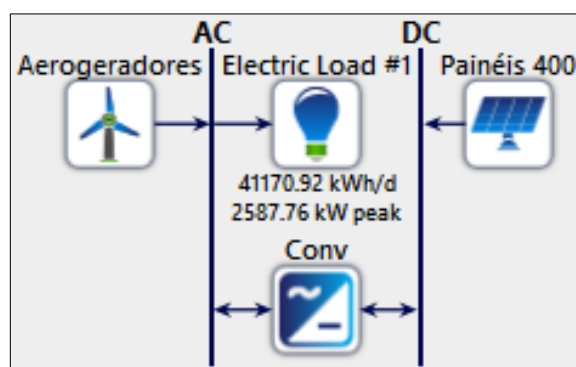


Figura 6.11 - Alimentação de carga através de aerogeradores e painéis fotovoltaicos.

Uma vez mais, saliente-se que quaisquer restrições decorrentes do subdimensionamento dos condutores elétricos não deturpam a qualidade das simulações efetuadas pelo *HOMER Pro* uma vez que a abordagem do *software* não considera estes parâmetros de dimensionamento.

6.5.1 Recurso eólico e solar

De modo a alcançar os objetivos da simulação e do processo de otimização é necessário introduzir os dados que caracterizam o recurso eólico e solar verificados na localização do projeto.

No subcapítulo 6.2 encontra-se descrito o processo de estimativa da velocidade do vento à altura do modelo dos aerogeradores considerados na simulação. Tendo por

base a série temporal com os registos da velocidade do vento é possível ao *HOMER Pro* prever a potência elétrica produzida pelos aerogeradores.

Também o recurso solar é essencial à simulação da produção de energia elétrica através da instalação fotovoltaica. Como já referido, na impossibilidade de obter medições reais do recurso solar, os dados são automaticamente fornecidos pelo *HOMER Pro* mediante a introdução das coordenadas geográficas do local da instalação.

6.5.2 Perfil de carga

Os dados relativos ao perfil de carga expectável de ser alimentada é essencial ao dimensionamento ótimo do sistema, procurando instalar a capacidade de produção adequada para satisfazer os requisitos de consumo, evitando despesas desnecessárias resultantes do sobredimensionamento.

A descrição do perfil de carga pode ser realizada manualmente através da introdução da potência consumida pela carga a cada hora ou, em alternativa, através da importação de uma série temporal com registos reais efetuados no intervalo de tempo analisado.

O perfil de carga considerado, como mencionado anteriormente, corresponde à carga acoplada ao barramento BT.

A distribuição mensal do consumo de energia elétrica da urbanização é ilustrada na figura 6.12.

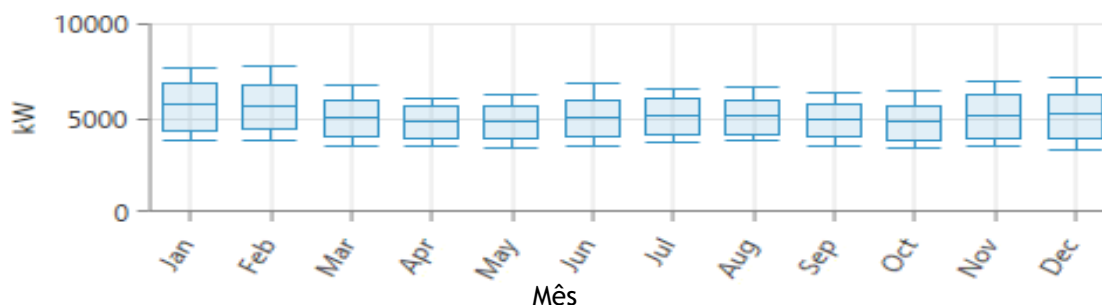


Figura 6.12 - Distribuição mensal do consumo de energia elétrica da urbanização.

Da análise dos dados executada pelo *software* é possível determinar que a média anual do consumo de energia corresponde a 123,51 MWh/dia, o que equivale a 45, GWh/ano. A potência média e a potência máxima são 5,15 MW e 7,76 MW, respetivamente.

Também é possível comprovar através da figura 6.13 que a potência de ponta é registada durante o mês de Fevereiro e o maior consumo de energia se verifica durante os meses de Inverno.

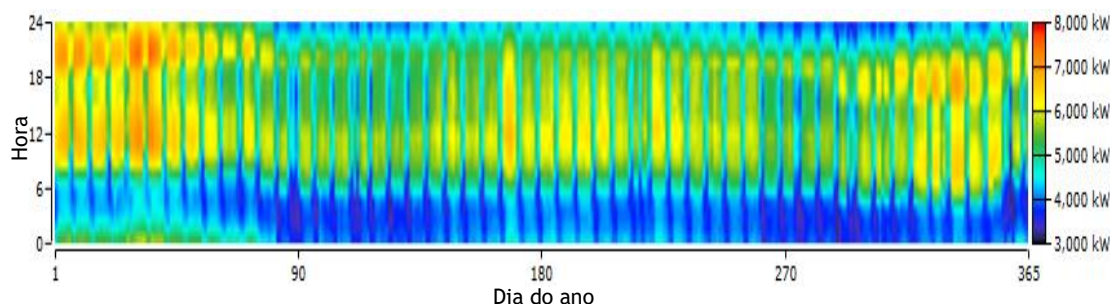


Figura 6.13 - Distribuição anual do consumo de energia elétrica da urbanização.

6.5.3 Preço de compra e venda da energia

A interligação à rede elétrica assume duas funções, uma vez que esta compra a energia excedente da produção do SHE e fornece energia elétrica à carga na eventualidade da produção se mostrar insuficiente.

Em Portugal o preço de compra e venda de energia à rede elétrica está dependente das ofertas no MIBEL. Na impossibilidade de consultar e organizar os dados referentes aos preços reais verificados no período de tempo simulado, como também devido à desigualdade dos preços associados às duas tecnologias de produção que integram o *mix* energético do SHE, optou-se por estipular o preço de compra da energia de acordo com a média dos preços verificados atualmente.

O preço de venda da energia elétrica considerou-se como sendo aproximadamente metade do preço de compra. Os preços de compra e venda de energia à rede, introduzidos como *inputs* do modelo de simulação, são, respetivamente, 0,153 €/kWh e 0,076 €/kWh.

Importa referir que, devido à simplificação assumida, não é possível considerar a variação diária do preço de compra da energia elétrica de acordo com os diferentes períodos horários estabelecidos pela ERSE.

6.5.4 Custos associados aos equipamentos

Os custos associados à implementação de um SHE podem ser divididos em custos de capital, custos de operação e manutenção (O&M) e custos de substituição dos equipamentos.

Os custos de capital referem-se aos custos iniciais do sistema, nomeadamente os custos de projeção, compra e instalação dos diversos equipamentos. Os custos de O&M associados à produção renovável correspondem essencialmente a despesas fixas relacionadas com a manutenção dos equipamentos. Por último, os custos de substituição, como designado, englobam todos os custos que advêm da necessidade de substituição dos componentes que compõem o sistema.

O parque eólico tratado neste estudo emergiu de um projeto de investimento no qual haviam sido considerados todos os custos relativos à sua implementação. Por sua

vez, a reinclusão dos mesmos no atual investimento pode deturpar a análise económica da integração da instalação fotovoltaica no parque eólico. Ainda assim, de modo a fornecer ao *software* os *inputs* requeridos, serão introduzidos quer os custos associados aos painéis fotovoltaicos, como os associados aos aerogeradores.

Na tabela 14 encontram-se resumidos os custos considerados na simulação.

Tabela 14 - Custos associados ao SHE.

	Potência (kW)	Capital (€)	O&M (€/ano)	Substituição (€)
Aerogerador Enercon E-82 E2	2000	2000000	55000	2000000
Jinko Solar JKM585M-7RL4-V	0,585	356,85	7	2356,85
Bateria li-Ion	1000	500	10	500

6.6 Simulação e análise

A simulação de diferentes configurações de implementação de um SHE revela-se determinante para a correta avaliação técnico-económica de um sistema baseado em fontes de energia renovável capaz de cumprir integralmente os requisitos de carga e maximizar a participação das fontes renováveis no *mix* energético.

Assim, neste subcapítulo, serão analisadas duas configurações de alimentação da carga:

- **Configuração 1:** Rede elétrica + Aerogeradores + Painéis Fotovoltaicos
- **Configuração 2:** Rede elétrica + Aerogeradores + Painéis Fotovoltaicos + SAE

A *Configuração 1* representa a alimentação da urbanização através de um SHE (aerogeradores e painéis fotovoltaicos) e da rede elétrica.

Por sua vez, a *Configuração 2*, traduz a hipótese em que a alimentação da carga ocorre através de um SHE, desta vez, formado por aerogeradores, painéis fotovoltaicos e, adicionalmente, um SAE. Ainda assim, a energia excedente pode ser injetada na rede.

6.6.1 Configuração 1

Com o intuito de analisar individualmente a produção do parque eólico na ausência de qualquer unidade de produção adicional conectada, em primeiro lugar, procedeu-se à simulação de uma configuração adicional baseada no estabelecimento de uma ligação singular entre o parque eólico e a carga. Deste modo, os requisitos de carga apenas poderão ser satisfeitos pelos aerogeradores uma vez que a ligação à rede é também excluída.

Importa referir uma vez mais que esta simulação, bem como todas as realizadas nesta análise, serão executadas de acordo com o *input* do recurso eólico previamente

determinado e a potência nominal do conjunto de aerogeradores será estipulada como 34 MW, isto é, a potência instalada no parque eólico.

A figura 6.14 apresenta o esquema da configuração.

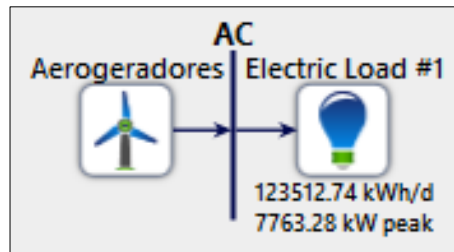


Figura 6.14 - Alimentação da carga através dos aerogeradores.

Na eventualidade da velocidade do vento verificada ser adequada à produção da potência elétrica necessária à alimentação da carga em cada instante, é possível garantir que os requisitos de produção são atingidos. No entanto, devido aos fenómenos de intermitência do recurso eólico já detalhados nesta Dissertação, esta condição revela-se impossível de ser verificada.

Na figura 6.15 é ilustrada a carga não alimentada ao longo do período simulado.

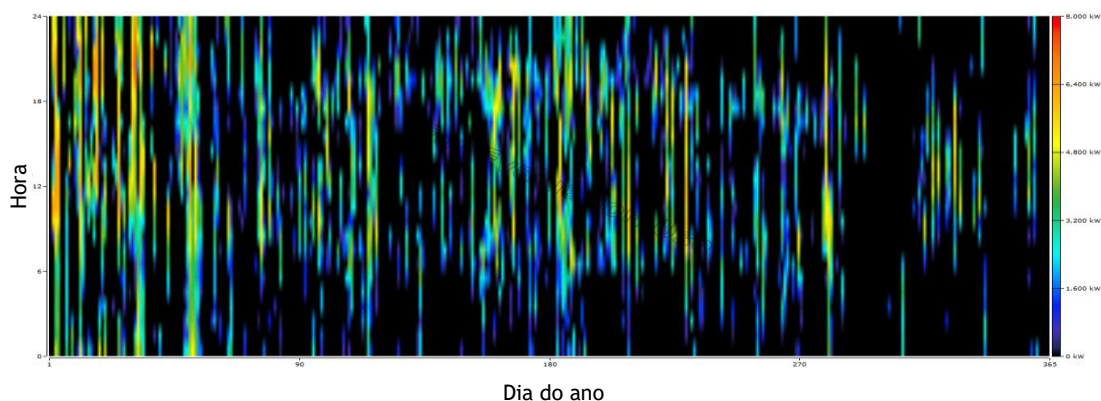


Figura 6.15 - Carga não alimentada ao longo do período simulado.

Dos resultados da simulação é possível comprovar que 14,7% do consumo de energia não é satisfeito pelo parque eólico, o que equivale a 6,63 GWh/ano dos 45,12 GWh/ano consumidos pela carga. Ainda assim, a produção anual do parque eólico é de 100,47 GWh.

Depreende-se então da análise dos resultados e do gráfico 9 que os valores de produção e consumo de energia não são de modo algum concordantes na totalidade do período. Isto revela a inviabilidade de operar a rede segundo a configuração e o modo de exploração considerados, devido aos efeitos resultantes do desequilíbrio de energia no sistema.

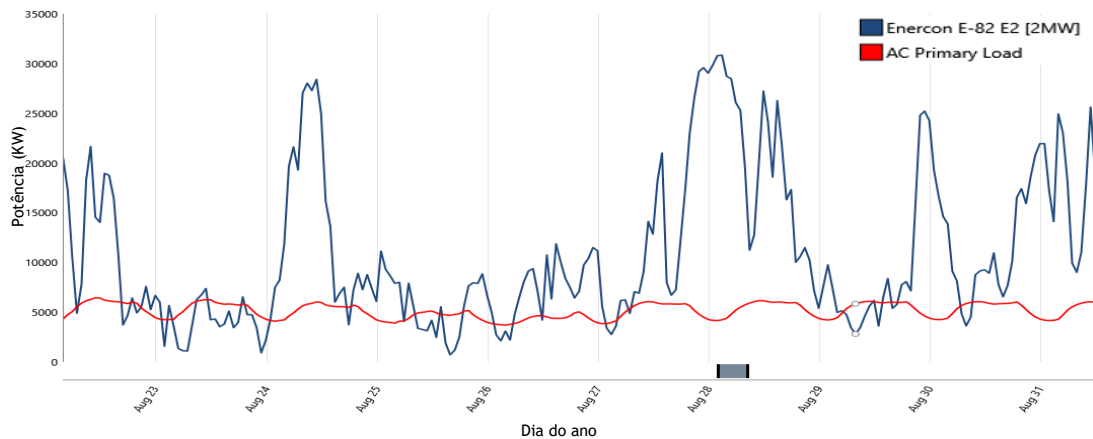


Gráfico 9 - Desequilíbrio energético verificado mediante a alimentação da carga através dos aerogeradores.

De modo a garantir a correta exploração deste sistema, não considerando nesta análise a inclusão de geradores, SAE ou cargas adicionais, é claramente exigida a interligação da carga à rede elétrica complementarmente ao parque eólico.

Ocupar-nos-emos, doravante, da análise da integração de painéis fotovoltaicos no parque eólico, não contemplando, de igual modo, a interligação à rede elétrica apesar da possível inviabilidade de operação do sistema já verificada. A configuração é ilustrada na figura 6.16.

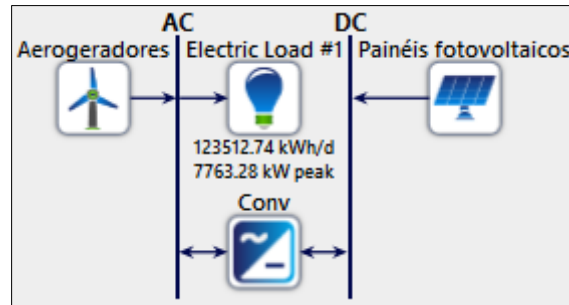


Figura 6.16 - Alimentação de carga através de aerogeradores e painéis fotovoltaicos.

No subcapítulo 6.4.3 foi determinado que a potência máxima suscetível de ser instalada no parque eólico é de 55 MW. No entanto, uma vez que a potência máxima excede significativamente a potência do parque eólico, considerar-se-á que o limite de potência a instalar na forma de produção fotovoltaica coincide com a potência nominal do parque eólico, isto é, 34 MW.

De modo a verificar o potencial da topologia para alimentar a carga, simular-se-ão três cenários:

- **Cenário A:** funcionamento do parque eólico à potência nominal;
- **Cenário B:** integração de 17 MW de produção fotovoltaica, correspondendo a metade da potência instalada em aerogeradores;
- **Cenário C:** integração de 34 MW de produção fotovoltaica, igualando a potência instalada em aerogeradores.

Os resultados das simulações apresentam-se resumidamente na seguinte tabela.

Tabela 15 - Resultados da simulação dos cenários A,B e C.

Potência instalada (MW)		Energia requerida	Energia produzida	Energia consumida	Energia excedente	Energia não fornecida	COE (€/KWh)
Eólica	FV	(GWh/ano)	(GWh/ano)	(GWh/ano)	(GWh/ano)	(GWh/ano)	
34	0		100,47	38,45	62,02	6,63	0,093
34	17	45,1	124,44	41,47	82,8	3,60	0,110
34	34		148,40	41,95	106,27	3,13	0,133

Revisitando a configuração de alimentação da carga exclusivamente a partir do parque eólico, verifica-se que 14,7 % da potência requerida pela carga não é suportada. Contudo, 61,7% da produção do parque eólico considera-se excedente uma vez que ocorre em instantes de procura reduzida e não existe qualquer ligação a outras cargas ou a SAE de modo a armazenar a energia excedente.

Com a implementação do SHE através da inclusão de 17 MW de produção fotovoltaica, a energia não fornecida à urbanização é agora de 3,6 GWh/ano, o que representa um aumento do fornecimento de energia de 6,7 % em relação à operação individual do parque eólico.

Uma vez que a produção de energia fotovoltaica é inteiramente dependente da incidência de radiação solar nos painéis fotovoltaicos, conclui-se que o consumo adicional de energia ocorrerá durante os períodos diários apresentados na figura 6.17 nos quais se verifica esta condição.

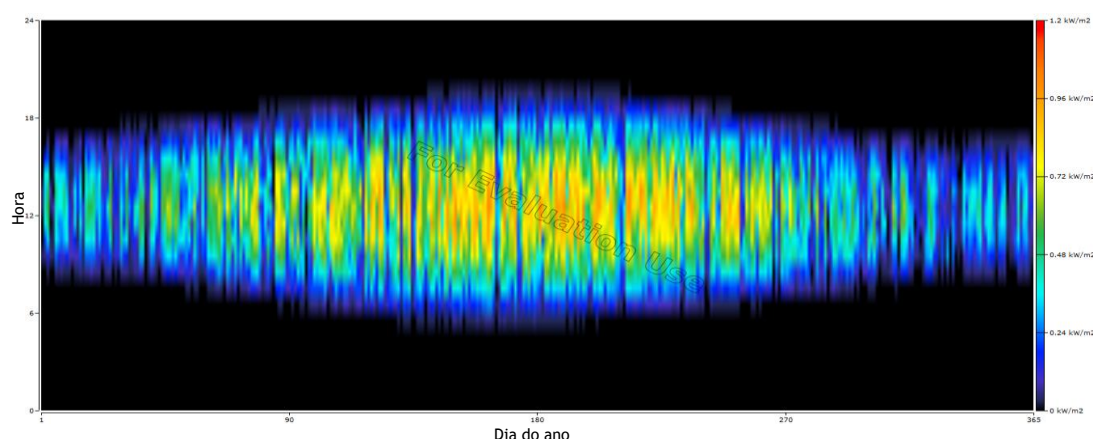


Figura 6.17 - Intensidade da irradiância solar ao longo do período simulado.

Relativamente à simulação anterior, a duplicação da potência instalada através do reforço do número de painéis fotovoltaicos permitiu um acréscimo de energia entregue à carga de 0,47 GWh/ano, o que representa um aumento de apenas 1,05%.

A capacidade de abastecer inteiramente a carga através da instalação suplementar de painéis fotovoltaicos revela-se deste modo inviável uma vez que os instantes nos quais a carga não é totalmente alimentada estarão unicamente associados aos períodos nos quais não se verifica produção fotovoltaica.

Por fim, de modo a investigar a variabilidade da energia não fornecida à carga mediante a variação dos *inputs* meteorológicos, realizou-se uma análise englobando as variáveis de sensibilidade “irradiação solar média” e “velocidade média do vento”, simulando a configuração anteriormente discutida.

Pela análise da figura 6.18 é possível verificar que a diminuição da energia não fornecida à carga apenas é possível mediante o aumento da velocidade do vento, o que resulta no aumento da produção eólica. Independentemente da irradiação solar verificada, a percentagem anual de energia não fornecida é 5,28%.

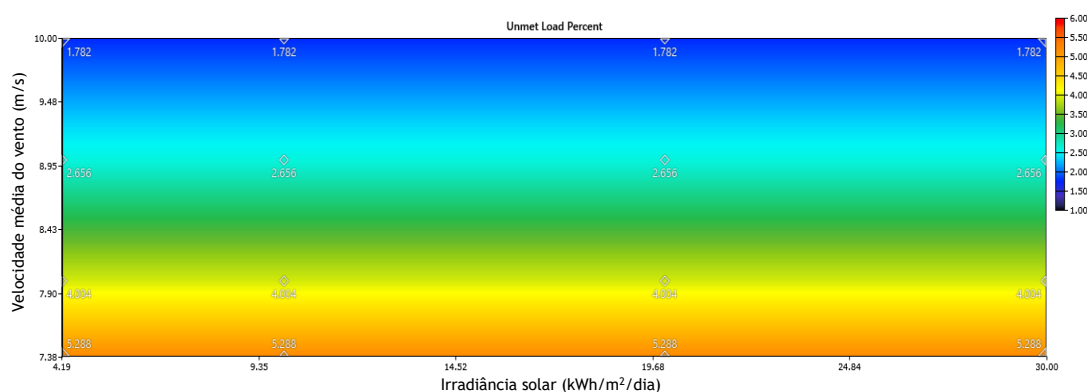


Figura 6.18 - Variação da energia não fornecida à carga mediante a variação dos *inputs* meteorológicos.

Perante a impossibilidade de alimentar totalmente a carga durante o período simulado, surge a necessidade de estabelecer a ligação à rede elétrica. Com isto, torna-se possível a compra de energia durante os momentos em que a produção renovável é incapaz de satisfazer os requisitos de consumo da carga e, não menos importante, a injeção do excesso da energia produzida de modo a promover a exploração adequada do SEE.

De modo a analisar a configuração proposta, simular-se-á a operação do parque eólico destinado a alimentar a carga com o apoio da rede e os dois cenários de integração de produção fotovoltaica anteriormente definidos.

A configuração analisada apresenta-se na figura seguinte.

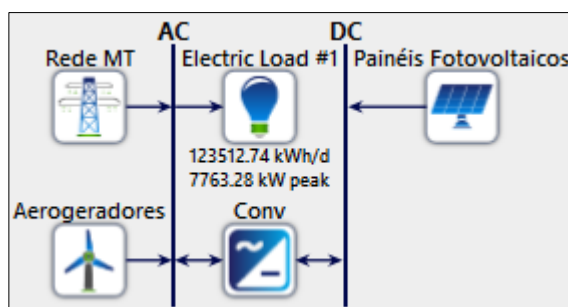


Figura 6.19 - Alimentação de carga através de aerogeradores, painéis fotovoltaicos e a rede.

Conforme estipulado, e não menosprezando as implicações da consideração de um preço médio, os preços de compra e venda de energia à rede são 0,153 €/kWh e 0,076 €/kWh, respetivamente.

Simulados os cenários enunciados, apresentam-se sumariamente os seus resultados na tabela 16.

Tabela 16 - Balanço energético relativo à simulação da configuração 1 explorada segundo os cenários A, B e C.

Cenário	Potência Instalada (MW)		Energia produzida (GWh/ano)	Energia comprada (GWh/ano)	Energia consumida (GWh/ano)	Energia vendida (GWh/ano)	Fração renovável (%)
	Eólica	FV					
A	34	0	100,47	6,63	45,1	62,02	93,8
B	34	17	124,44	3,61	45,1	81,76	97,2
C	34	34	148,40	3,13	45,1	104,06	97,9

Através das simulações efetuadas, como era expectável, em qualquer um dos cenários foi verificado que a interligação complementar do sistema à rede permitiu alimentar, na totalidade, os 45,1 GWh anuais requeridos pela carga.

O reforço de potência fotovoltaica instalada permite exacerbar a participação das fontes renováveis, registando-se um aumento relativamente à operação individual do parque eólico de aproximadamente 3,4% e 4,1% através da operação segundo as potências instaladas no cenário B e C, respetivamente.

Por observação da figura 6.20 é possível comprovar que, quer no cenário B, como no cenário C, as ações de compra ocorrem predominantemente nos períodos caracterizados por recurso solar reduzido ou nulo, tal como se verifica nos meses de Inverno e à noite.

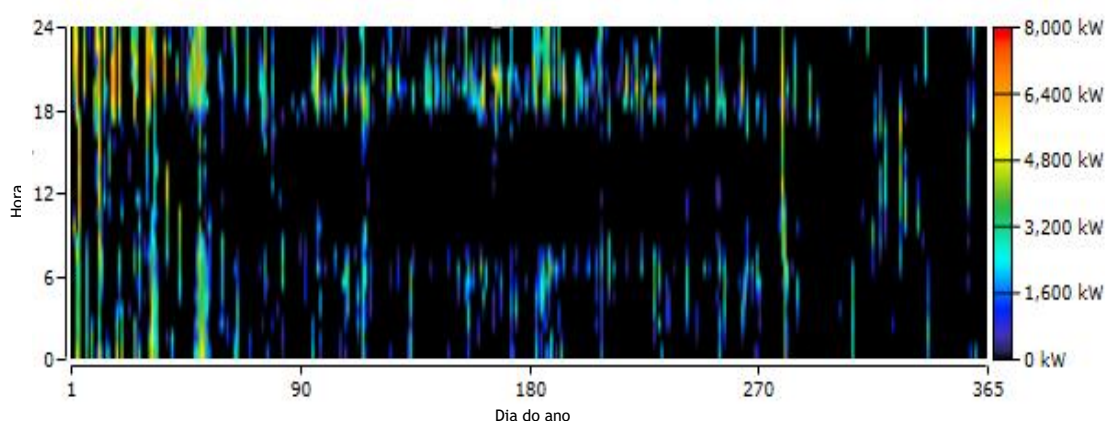


Figura 6.20 - Energia comprada à rede elétrica ao longo do período simulado.

Por sua vez, como evidenciado na figura 6.21, o excesso de energia elétrica é vendido à rede com maior frequência durante o dia, quando resulta excesso de produção fotovoltaica, e nos meses de Inverno, quando o recurso eólico é abundante. Deste modo, é possível rentabilizar o SHE através da obtenção de receitas provenientes das ações de venda e assegurar a correta exploração do sistema através da manutenção do equilíbrio de energia.

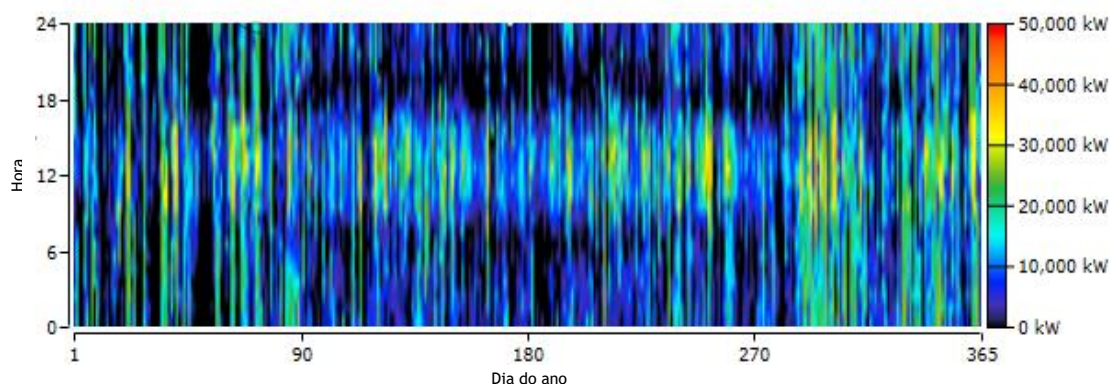


Figura 6.21 - Energia vendida à rede elétrica ao longo do período simulado.

O gráfico 11 resume a contribuição de cada fonte de energia e da rede para o balanço de produção mensal de energia elétrica no sistema. É possível notar que a maior importação de energia da rede ocorre nos meses de Janeiro e Fevereiro devido ao manifesto consumo de energia pela carga nesse período em simultaneidade com a reduzida disponibilidade dos recursos energéticos.

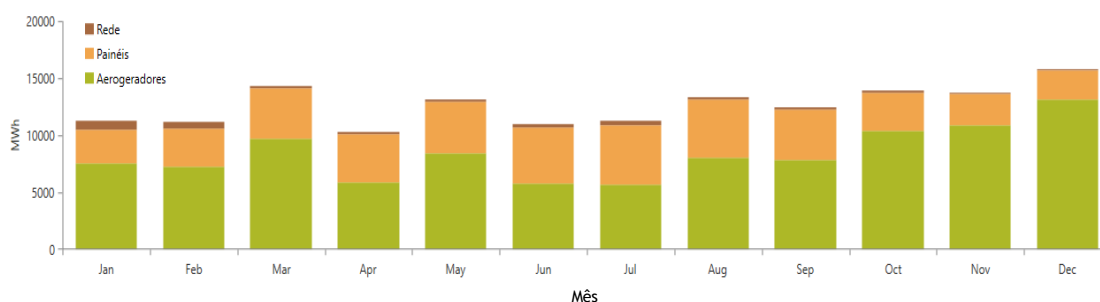


Gráfico 10 - Energia produzida mensalmente por ambas as formas de produção e energia comprada à rede.

A análise económica⁹ das condições de exploração do cenário B permite determinar que o *Net Present Cost*¹⁰ aquando do fim de vida do projeto é de -14,1 milhões de euros. Assim, e dado que o NPC e o *Net Present Value* (NPV) diferem

⁹ Na análise económica foram considerados: taxa de desconto nominal = 8% e taxa de inflação esperada=2%.

¹⁰ *Net Present Cost* é o valor atual de todos os custos inerentes à implementação dos componentes ao longo do tempo de vida do projeto menos o valor atual de todas as receitas que estes geram ao longo do tempo de vida do projeto.

unicamente em sinal, o VAL do sistema no fim do tempo de vida do projeto (considerado de 25 anos) é de 14,1 milhões de euros.

A análise do cenário C é em tudo análoga à do cenário B, verificando-se um NPV de 23,9 milhões de euros. Assim, uma vez que o NPV de qualquer um dos cenários é positivo, é possível aferir que ambos os investimentos são vantajosos.

A escolha do cenário C como sendo o mais rentável é evidente, uma vez que o seu NPV é superior. No entanto, é essencial assegurar que o investidor dispõe do capital inicial necessário ao reforço de produção fotovoltaica ou, caso seja equacionado, contemplar nesta análise económica as condições de financiamento do capital requerido.

Na tabela 17 apresentam-se os resultados da análise económica de ambos os cenários.

Tabela 17 - Análise económica dos cenários analisados.

Cenário	Potência Instalada (MW)		Capital inicial (M€)	Custo operacional (M€/ano)	NPC (M€)	COE (€/KWh)	Payback (anos)
	Eólica	FV					
A	34	0	34	-2,76	-1,73	-0,0013	12,3
B	34	17	44,4	-4,52	-14,1	-0,0086	9,81
C	34	34	54,7	-6,09	-23,9	-0,0124	9

Note-se que o custo operacional de ambos os cenários é apresentado como uma quantia negativa. Isto deve-se ao facto de as receitas provenientes da venda de energia serem descontadas aos custos O&M da instalação, as quais, em qualquer dos cenários apresentados, superam estes mesmos custos. O *Cost Of Energy* (COE) surge também em todos os cenários como uma quantia negativa uma vez que equivale aos lucros decorrentes da venda de energia à rede.

O período de recuperação do capital investido - *payback* - consiste no número de anos necessários para que, através das receitas geradas ao longo do tempo de vida do projeto, seja possível recuperar o capital inicialmente investido aquando da implementação dos SHE. Analisando este indicador, o cenário C permite a recuperação do capital investido aproximadamente 10 meses mais cedo em relação ao cenário B, o que permite afirmar que, dependendo também desta condição, o cenário C é mais vantajoso.

Além da simulação manual dos dois cenários definidos, recorrendo às funcionalidades de otimização do *HOMER Pro*, procurou-se determinar a potência fotovoltaica necessária a ser instalada de modo a cumprir os requisitos de carga com o menor custo possível. Imposto o limite de 34 MW para a máxima potência a instalar sob a forma de produção fotovoltaica, o *software* determinou que a solução ótima é coincidentemente a instalação de 34 MW, o que apoia a tendência crescente do NPV em função da potência fotovoltaica instalada.

6.6.2 Configuração 2

Contrariamente à configuração 1, conforme ilustrado na figura 6.22, a configuração 2 apenas possibilita a alimentação da carga a partir dos aerogeradores, dos painéis fotovoltaicos e do SAE agora considerado.

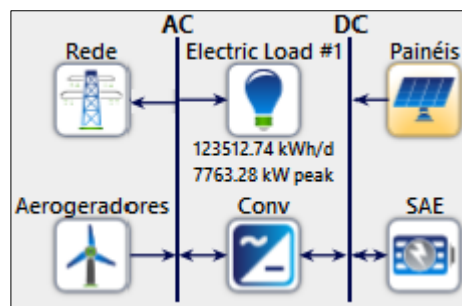


Figura 6.22 - Alimentação de carga através de aerogeradores, painéis fotovoltaicos e SAE e injeção da energia excedente na rede.

Os SAE estão a emergir como uma potencial solução para aumentar a flexibilidade de operação do SEE devido à sua capacidade de absorver, armazenar e injetar energia elétrica na rede de modo rápido e controlável.

Pelos motivos já analisados, é conhecido que a operação de um SEE nestas condições de operação pressupõe a manutenção do equilíbrio energético de modo a não ocorrerem violações de limites técnicos. Um desequilíbrio entre a energia produzida e consumida pode, por exemplo, originar rapidamente uma diminuição ou aumento brusco da frequência.

A produção de energia elétrica através de fontes renováveis é caracterizada pela variabilidade e incerteza dos recursos energéticos. A implementação de um SAE permite reduzir a variabilidade da energia produzida pelo SHE, promovendo a integração das fontes renováveis. Deste modo, torna-se impreterível que o SAE disponha de uma capacidade de armazenamento capaz de suprir o défice energético do sistema em qualquer instante e, por outro lado, seja igualmente capaz de armazenar todo o excedente resultante das unidades produtoras.

Perante a característica de variabilidade dos recursos renováveis, para que o SHE operasse no modo *off-grid*, o dimensionamento do SAE implicaria a instalação de uma capacidade de armazenamento considerável de modo a coadunar-se com a potência instalada no SHE. Por esta razão, acrescida do facto de o tempo de vida dos SAE ser geralmente inferior ao tempo de vida dos restantes equipamentos, a instalação de uma grande capacidade de armazenamento não é viável, podendo concluir-se que a operação desta configuração beneficia da interligação à rede.

Na simulação desta configuração, o modo de interligação à rede apenas permite o fluxo unidirecional da energia do SHE para a rede elétrica, não sendo possível a compra de energia à rede. Assim, não é necessário incorrer no sobredimensionamento do SAE uma vez que a energia excedente pode ser injetada na rede. De modo geral, apenas é necessário assegurar que o SHE possua capacidade de armazenamento

suficiente para alimentar a carga durante os períodos em que se verifica indisponibilidade das outras fontes.

De modo a determinar a capacidade de armazenamento necessária para garantir o fornecimento ininterrupto de energia à carga recorreu-se uma vez mais ao *HOMER Pro* para analisar diversos cenários. A configuração de produção do SHE é a determinada como configuração ótima no subcapítulo 6.6.1, ou seja, 17 aerogeradores ENERCON E82-E2 de 2MW e 34 MW instalados através de painéis Jinko Solar JKM585M-7RL4-V. Os custos de capital, substituição e O&M do SHE considerados são, respetivamente, 500 €/kW, 500 €/kW e 10 €/kWh/ano.

Realizaram-se diversas simulações da configuração analisada a operar com diferentes capacidades de armazenamento, obtendo-se os resultados expostos na tabela 18. Alguns resultados não são apresentados uma vez que não demonstram relevância para a análise efetuada.

Tabela 18 - Resultados da simulação da configuração 2.

Capacidade de armazenamento (MWh)	Energia não fornecida (MWh/ano)	Energia excedente (GWh/ano)	Energia vendida (GWh/ano)	NPC (M€)	COE (€/KWh)	Custo operacional (M€/ano)	Capital inicial (M€)
10	1877,73	104,77	102,57	-20,7	-0,011	-6,22	59,7
20	1301,18	104,03	101,90	-12	-0,00637	-5,94	64,7
30	957,19	103,58	101,51	-3,59	-0,00191	-5,67	69,7
40	717,08	103,44	101,24	4,69	0,00249	-5,42	74,7
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
200	0,545	102,69	100,40	134	0,0711	-1,62	155
201	0	102,55	100,40	135	0,0715	-1,6	155

Da análise das simulações, conclui-se que a garantia de fornecimento ininterrupto de energia apenas é possível através da instalação de uma capacidade de armazenamento de 201 MWh. Ora, devido aos elevados custos decorrentes da instalação de uma capacidade de armazenamento tão significativa e à necessidade de substituição dos equipamentos no término do seu ciclo de vida¹¹, do ponto de vista financeiro, a exequibilidade desta configuração apenas se justifica na eventualidade da ligação à rede elétrica ser claramente inexequível uma vez que o NPV é negativo.

Como resulta do exposto, não é recomendável que a avaliação desta configuração procure unicamente minimizar a energia não fornecida à carga uma vez que as opções de projeto que contemplam menor capacidade de armazenamento são financeiramente mais vantajosas.

¹¹ O tempo de vida de um SHE baseado, por exemplo, em baterias de Li-Ion depende da temperatura e das condições de carga e descarga com que este opera. De modo a quantificar de forma assertiva o tempo de vida de um SHE recorre-se usualmente à definição do nº de ciclos de vida em função da profundidade de descarga verificada a cada ciclo. Por simplificação, na presente análise, considerou-se o tempo de vida do SHE como sendo de 15 anos.

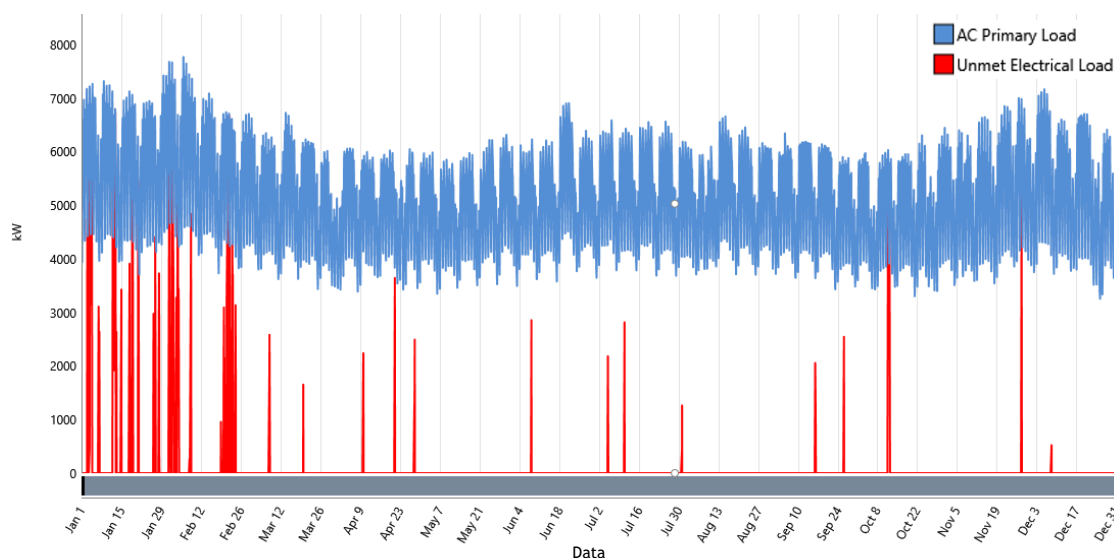
Tabela 19 - Análise complementar da configuração 2.

Capacidade de armazenamento (MWh)	Energia não fornecida (MWh/ano)	Energia excedente (GWh/ano)	Energia vendida (GWh/ano)	NPC (M€)	COE (€/KWh)	Custo operacional (M€/ano)	Capital inicial (M€)
31	928,741	103,58	101,48	-2,76	-0.00146	-5,65	70.2
32	901,861	103,58	101,45	-1.92	-0.00102	-5.62	70.7
33	875,18	103,58	101,42	-1.09	-0.000581	-5.6	71.2
34	849,80	103,58	101,39	-0.26	-0,000140	-5,57	71.7
35	825,48	103,44	101,36	0,57	0,000300	-5,54	72.2
36	801,68	103,44	101,34	1,4	0,000740	-5,52	72,7

Por esta razão, realizou-se complementarmente um conjunto de simulações de modo a determinar em que condições o NPV é positivo e assim assegurar a viabilidade do projeto.

Através dos resultados elencados na tabela 19 averiguou-se que todos os projetos dotados de uma capacidade superior a 34 MWh resultam num NPV negativo, o que define este valor como a máxima capacidade de armazenamento a integrar no SHE.

Com esta premissa em mente, simulou-se o SHE com capacidade de armazenamento de 34 MWh de modo a perceber em que condições a carga não é alimentada pelo SHE. O gráfico 11 apresenta em grosso modo os períodos em que não é possível alimentar a carga na totalidade.

**Gráfico 11** - Potência requerida pela carga e potência não alimentada ao longo do período simulado.

Analisando o espectro da potência não alimentada ao longo do período simulado, é notável que em Janeiro e Fevereiro se verifica, quer maior frequência de impossibilidade de alimentar a carga na totalidade, como maior potência não alimentada.

Neste período, devido à reduzida velocidade do vento e irradiância solar não existem condições para que se verifique excedente de energia para carregar o SAE em tempo útil. Acresce que o intervalo de tempo entre o pôr e o nascer do sol é especialmente longo neste período como descrito no gráfico 12.

Assim, é exigido ao SAE grande capacidade de armazenamento para que o fornecimento ininterrupto de energia seja possível, o que vem a comprovar a obrigatoriedade de instalar uma capacidade de armazenamento considerável para garantir a autonomia do SHE.

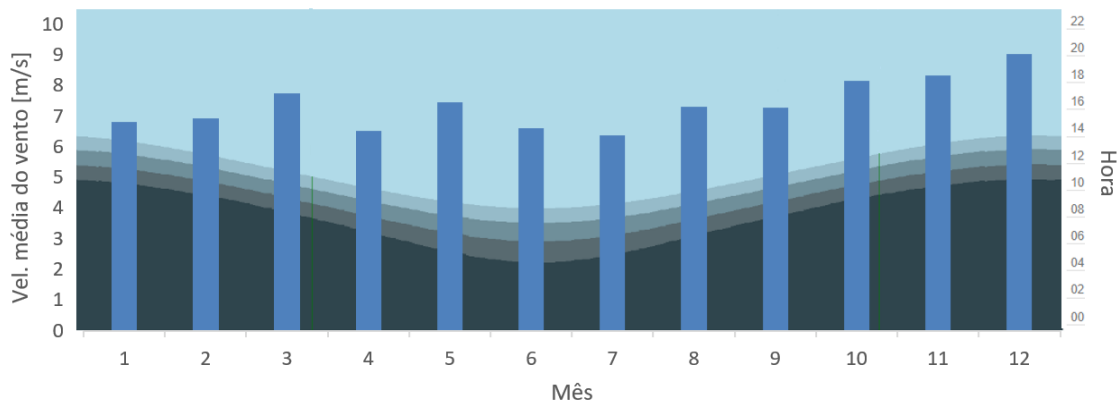


Gráfico 12 - Velocidade média mensal e duração do dia e da noite.

Para que possamos estudar as condições em que ocorre a impossibilidade de fornecimento de energia à carga, foquemos, a título meramente exemplificativo, a análise no período compreendido entre as 16 horas dos dias 22 e 23 de Fevereiro. No gráfico 13 são representadas as grandezas analisadas.

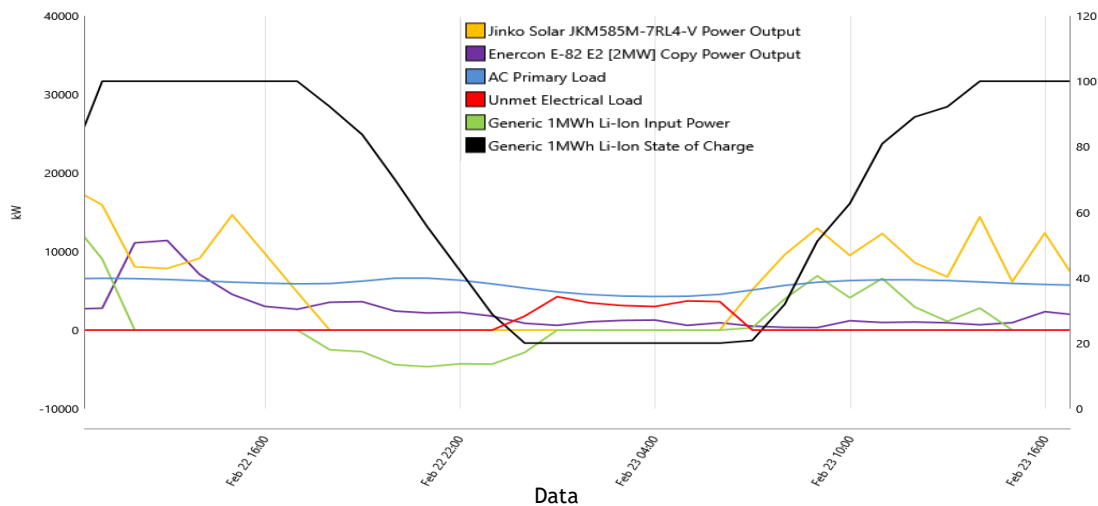


Figura 6.23 - Indisponibilidade energética verificada nos dias 22 e 23 de Fevereiro.

Efetuada uma análise mais detalhada da figura 6.23, pode-se verificar que num período típico de Inverno, até às 17 horas do dia 22, a carga (linha azul) é alimentada pelos painéis fotovoltaicos (linha amarela) e pelos aerogeradores (linha roxa). A partir desse momento, devido à extinção do recurso solar, o SHE (linha verde) injeta energia

na carga de modo a complementar a energia fornecida pelos aerogeradores. Durante o período entre as 17 horas e as 24 horas, o estado de carga do SAE (linha preta) diminui naturalmente de 100% para 20% - o estado de carga definido como mínimo no modelo de simulação.

Esgotada a energia armazenada no SHE, e uma vez que a potência requerida pela carga é superior à potência produzida pelas fontes renováveis, entre as 23 horas do dia 22 e as 7 horas do dia seguinte, existe uma fração de carga não alimentada (linha vermelha). A partir das 7 horas, uma vez que se verifica excedente de energia no sistema, quer a alimentação integral da carga, quer o carregamento do SAE até atingir o estado de carga máximo, podem ser realizados.

Ora, desta análise é possível comprovar que o grande número de horas não irradiadas leva a que a produção de energia por parte da instalação fotovoltaica não ocorra durante um período significativo, o que, aliado à insuficiência de produção eólica, origina uma situação de défice de produção. O SAE incorre assim na alimentação da carga, mas, uma vez que a duração do cenário de défice de produção é longo, este vê o seu estado de carga reduzido ao mínimo sem que ocorram condições favoráveis para a produção de energia.

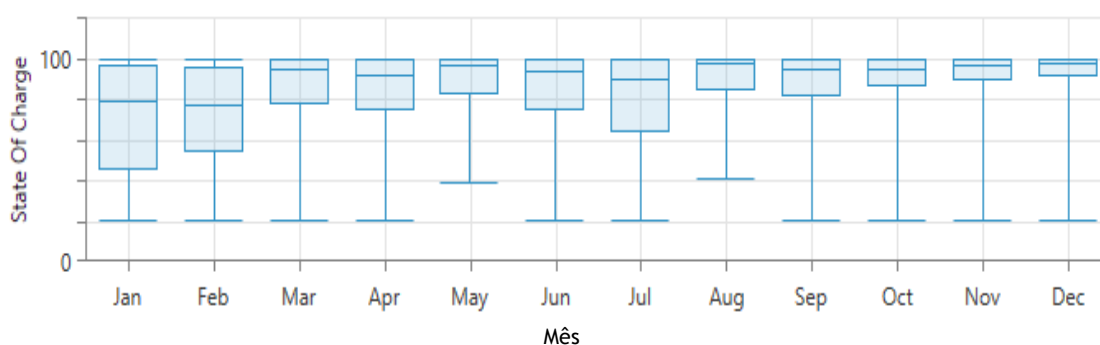


Gráfico 13 - Estado de carga do SAE ao longo dos meses.

No gráfico 13 encontra-se representada a média do estado de carga do SAE ao longo dos vários meses. Importa realçar que nos meses de Janeiro e Fevereiro se verifica menor média do estado de carga e maior amplitude entre as médias dos valores máximos e mínimos diários. Somente nos meses de Maio e Agosto o SAE nunca é descarregado na totalidade.

Capítulo 7

Conclusões e pesquisa futura

É incontroversa a importância e a necessidade de uma evolução sustentável da sociedade. É outrossim incontestável que uma tal sustentabilidade reclama um relance pelas chamadas fontes de energia renovável, cuja investigação e utilização têm crescido consideravelmente nas últimas décadas, uma tendência, evidencie-se, que não só se manterá, mas se intensificará nos próximos tempos.

No quadro das fontes de energia renovável encontram-se o vento e o sol, dois recursos em relação aos quais o estudo de uma solução de complementaridade se mostra, não só profícua, mas também muito interessante. É, pois, neste contexto que urgiu compreender em que medida é proveitosa e exequível a integração de SHE que, numa primeira aproximação, permitirá maximizar o aproveitamento da área ocupada pelas inerentes infraestruturas.

Começou-se por abordar o tema do dimensionamento e otimização de SHE. Evidenciou-se, desde logo, o carácter promissor do SHE quando engloba a combinação de energia solar e eólica: é que a velocidade do vento é geralmente mais baixa nos períodos temporais em que a irradiância solar apresenta os valores mais elevados e vice-versa.

Previamente, procedeu-se a uma breve análise das diversas abordagens e opções de projeto de SHE com base em energia eólica e fotovoltaica, providos de armazenamento, tanto na forma de operação isolada, como em interligação com a rede elétrica. Foi possível assinalar que os trabalhos desenvolvidos por vários cientistas, ainda que em diferentes contextos, convergem, genericamente, no sentido da proficuidade de SHE.

Depois, abordou-se o problema da otimização do dimensionamento de SHE. A começar salientou-se a sua complexidade, em resultado não só da sua relativa imprevisibilidade associada à relação disponibilização-procura de recursos, mas também da circunstância das condições de operação e otimização do dimensionamento se revelarem interdependentes. De seguida - e com base na literatura apresentada - foi possível compreender que é inegável que a análise técnico-económica de SHE é fundamental para a utilização eficiente dos recursos energéticos concretamente associados à produção através de tal SHE. Sem ignorar as especificidades dos múltiplos projetos de SHE concebíveis, procurou-se, na presente

Dissertação, centralizar o estudo, principalmente, na análise dos recursos endógenos através das séries temporais, procurando indagar da exequibilidade técnica e económica de um SHE eólica e solar fotovoltaica provido de um SAE na forma de baterias de Li-Ion.

De seguida, procedeu-se a uma breve referência aos diversos *softwares* dotados de funcionalidades de dimensionamento e otimização automáticos, entre eles, o *HOGA* e o *HOMER*, tendo sido este último o eleito para o dimensionamento do sistema em análise. Analisaram-se também diversas configurações de interligação dos SHE à rede elétrica, procurando compreender, não só quais as que garantem maior fiabilidade e maior segurança, como também aquelas que se afiguram mais vantajosas para a redução do *CAPEX*.

Dadas as intermitências associadas à produção de energia e, por oposição, a continuidade no que respeita à sua procura, mostrou-se necessária uma abordagem dos SAE. Cientes dos importantes efeitos da integração de SAE na rede elétrica, quer ao nível do aumento da resiliência, quer no âmbito da exponenciação do valor económico do sistema e da competitividade no ME, mostrou-se essencial uma abordagem relativamente aprofundada sobre o tema. Começámos por, de forma sumária, referir a estrutura mais usual de um SAE. Em seguimento, aludiu-se às respetivas características, e foi possível detetar a necessidade de se coadunar cada tipo de SAE com a aplicação em concreto. Atendendo à circunstância de o SHE em estudo configurar um sistema de grande potência, de entre as diversas tecnologias de armazenamento, optou-se, aquando da modelação do sistema no *HOMER Pro*, por baterias de *Li-Ion* dado os elevados níveis de densidade de energia que as caracterizam.

Como vimos, e atendendo ao contexto do presente estudo, designadamente a pré-existência de um parque eólico onde se pretende integrar painéis fotovoltaicos, não foi possível desconsiderar as vantagens e desvantagens da interação, em geral, das duas formas de produção de energia. Como forma de sistematização das mencionadas vantagens e desvantagens, procedeu-se à distinção, por mais relevantes, entre os efeitos da temperatura na produção fotovoltaica e os efeitos do recurso eólico na produção fotovoltaica. Quanto aos primeiros, verificou-se que o aumento da temperatura conduz à diminuição da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos. Por seu turno, em relação aos últimos, revelou-se necessária uma análise individualizada dos aspetos relacionados com os efeitos do arrefecimento dos painéis fotovoltaicos por ação do vento, do sombreamento dos painéis fotovoltaicos pelos aerogeradores e os prejuízos decorrentes da ação de forças do vento sobre os painéis fotovoltaicos.

Em decorrência do estudo dos efeitos do aumento da temperatura na produção fotovoltaica, foi possível verificar que, por contraposição, o arrefecimento por ação do vento representa um benefício para o funcionamento da instalação fotovoltaica. Ao invés, o sombreamento dos painéis fotovoltaicos representa um forte obstáculo à maximização do seu rendimento, com efeito, trata-se de uma circunstância que não se pôde menosprezar nos termos posteriores do estudo. Em relação à ação da força do vento nos painéis fotovoltaicos, concluiu-se, com base num estudo de Hassan e Ashish, que a instalação dos painéis deve ocorrer com uma inclinação inferior ou igual a 30° e a área instalada por suporte deve ser minimizada, desta forma, reduzir-se-á

a probabilidade de ocorrência de danos, nomeadamente quando se registam ventos fortes.

Seguidamente, abordou-se a problemática do impacto da integração simultânea das duas fontes na rede elétrica. A intermitência do recurso eólico e solar, assim como a topologia dos geradores utilizados na conversão da energia, são os dois principais fatores que dificultam a integração de SHE com base em energia solar e fotovoltaica no SEE. É incontroverso que tais fatores não podem ser anulados, assim, deve procurar-se minimizar os efeitos daqueles de modo a não favorecer uma operação inadequada do SEE. Ademais, é sabido que a ligação de fontes de energia renovável resulta num aumento da energia que circula na rede, apelando, por isso, para a existência de infraestruturas capazes de a suportar. Acresce que, os impactos técnicos da injeção de energia renovável estão também correlacionados, além das aludidas características da infraestrutura, com os tipos de geradores e de interface de ligação à rede.

Verificámos ainda que a conexão de SHE à rede elétrica afeta a QEE em resultado dos vários fenómenos eletromagnéticos inerentes à produção de energia elétrica com base em energia renovável. Assim, o êxito da integração depende da conceção de estratégias de controlo e do estabelecimento de requisitos técnicos. Tivemos oportunidade de perceber que os valores máximos de variação de tensão da rede elétrica como resultado da entrada em serviço de SHE encontram-se definidos legalmente. Em decorrência das imposições legais, os geradores que integram o SHE devem ser capazes de injetar ou absorver energia reativa da rede e, desta forma, participarem na regulação da tensão. Para além disto, é também legalmente exigido que aqueles tenham a capacidade de suportar cavas de tensão na sequência de defeitos sem que se desconectem da rede elétrica.

Finalmente, suportados pelas reflexões anteriormente tecidas, procurou-se simular, no *HOMER Pro*, um SHE baseado na integração de uma solução de produção de energia fotovoltaica num parque eólico previamente em funcionamento, com 34 MW de potência instalada, a fim de indagar da viabilidade técnico-económica daquele. A opção por um parque eólico pré-existente não é inócua porque, evidencie-se, é manifesta a área do solo não ocupada por equipamentos inerentes à produção eólica. Demais a mais, não obstante o carácter intermitente da produção eólica e solar, é notória a relação de complementaridade entre aqueles recursos energéticos.

Previamente, foi feita a caracterização do local de instalação do SHE e a avaliação do recurso eólico e solar. Como ponto de partida, determinou-se a velocidade do vento à altura do aerogerador através de uma estimativa com base em medições do vento às alturas de 20, 50 e 80 metros realizadas durante o período de um ano. Paralelamente, a determinação da irradiação solar e do índice de clareza, verificados no mesmo local e período, foi alcançada por intermédio do *HOMER Pro*. Neste ponto, foi possível confirmar aquilo que havíamos assinalado: verifica-se, sem dúvida, uma relação de complementaridade entre os recursos.

Depois, atendeu-se ao estudo do sombreamento - uma matéria cuja relevância já havia sido destacada - com o desígnio de determinar a área viável para a instalação de painéis fotovoltaicos no parque eólico em consideração. Numa primeira análise, determinou-se como área máxima viável para a instalação de painéis fotovoltaicos 44,75 ha.

Para a determinação das condições de instalação dos painéis fotovoltaicos, num primeiro momento, calculou-se o seu ângulo de inclinação. Para o efeito, foram efetuadas diversas simulações, através do *HOMER Pro*, procurando alcançar o ângulo que reflete a máxima produção de energia elétrica, sendo este 30°. No que respeita à respetiva orientação, é convencionado o seu direcionamento a Sul.

Em seguimento, e porque se verifica uma relação matemática entre o ângulo de inclinação e a distância mínima a reservar entre filas consecutivas, cujo fundamento reside na eliminação de eventuais fenómenos de sombreamento, foi possível determinar o valor de 4 metros de distância mínima.

Aqui chegados, dispondo dos dados necessários, calculou-se o número máximo exequível de painéis fotovoltaicos - e a correspondente potência máxima total - a serem instalados na área considerada viável. Com efeito, a potência máxima passível de ser instalada é de, aproximadamente, 55 MW.

A realização com sucesso da simulação e do processo de otimização requereu a introdução de vários dados, além dos recursos eólico e solar previamente determinados, o perfil de carga, o preço de compra e venda da energia e, por fim, os custos associados aos equipamentos.

Finalmente, com o já mencionado objetivo de indagar a viabilidade técnico-económica do SHE em análise, simularam-se duas configurações de alimentação da carga através daquele SHE: a *Configuração 1* e a *Configuração 2*.

Por um lado, a *Configuração 1* representou a alimentação da carga através do SHE (aerogeradores e painéis fotovoltaicos) e da rede elétrica. Numa prévia abordagem, com o desígnio de averiguar a capacidade de o SHE alimentar, de forma independente, a carga, não se efetuou a ligação à rede elétrica e concluiu-se pela incapacidade de o SHE corresponder totalmente ao requisito de carga. Por este motivo, mostrou-se necessária a ligação à rede porque esta possibilitara a compra da energia incapaz de ser fornecida autonomamente pelo SHE. Não obstante a determinação de 55 MW como a potência máxima passível de ser instalada, para efeitos de simplificação, foi considerado o valor de 34 MW, coincidente com a potência nominal do parque eólico.

Experimentalmente no *HOMER Pro* foram simulados dois cenários de integração de produção fotovoltaica: a integração de 17 MW de produção fotovoltaica, correspondendo a metade da potência instalada em aerogeradores; e a integração de 34 MW de produção fotovoltaica, igualando a potência instalada em aerogeradores. Tal como esperado, em qualquer dos cenários, a ligação do SHE à rede permitiu alimentar a carga na totalidade, além disso, uma tal ligação à rede permite também a venda da energia excedente que, por sua vez, se traduz em receitas que passam a integrar o *cash flow* do investimento inerente à conceção do SHE. A análise económica evidenciou que, em qualquer dos cenários, o VAL é positivo, pelo que ambos os investimentos são vantajosos. Ainda assim, destacou-se, por ser mais rentável, a integração de 34 MW de produção fotovoltaica.

Por outro lado, na *Configuração 2* a alimentação da carga ocorreu através de um SHE, desta vez, constituído por aerogeradores, painéis fotovoltaicos e um SAE. Nesta configuração a ligação à rede considerou-se unidirecional, ou seja, apenas permitira o trânsito de potência do SHE para a rede elétrica, não sendo possível a compra de energia. Com efeito, evitou-se o sobredimensionamento do SAE, dada a possibilidade

de injeção da energia excedente na rede, verificando-se ser apenas exigível ao SHE que possua capacidade de armazenamento suficiente para a alimentação da carga nos períodos de indisponibilidade das fontes de energia.

À semelhança da primeira configuração, realizaram-se diversas simulações, desta vez, variando a capacidade de armazenamento do SAE. Procurou-se determinar a capacidade de armazenamento necessária para garantir o fornecimento ininterrupto de energia à carga - 201 MWh - e concluiu-se pela sua inexequibilidade, não só por os elevados custos decorrentes da instalação, como também pela necessidade de substituição dos equipamentos no fim do seu ciclo de vida. Considerando tão-só a total impossibilidade da ligação à rede elétrica é que este cenário se justificaria.

Como resulta do exposto, as opções de projeto que contemplam menor capacidade de armazenamento são financeiramente mais vantajosas, pelo que se revelou necessária uma análise complementar, através de um conjunto de simulações, de modo a determinar em que condições o VAL é positivo e assim segurar a viabilidade do projeto. Verificou-se que os projetos com uma capacidade de armazenamento igual ou inferior a 34 MWh resultam num VAL positivo, traduzindo aquele valor a capacidade máxima de armazenamento a integrar no SHE.

Em suma, não é possível oferecer uma resposta unívoca à problemática em estudo. Trata-se de uma temática totalmente dependente da análise do caso concreto e, entre outras, de todas as variáveis a que tivemos oportunidade de aludir. Acresce que, este é um assunto que exige um aprofundado estudo económico-financeiro e ambiental que não estamos aptos a desenvolver com o rigor exigido.

No que respeita à situação concretamente analisada, é possível concluir pela viabilidade da conceção de um SHE desde que escrupulosamente atendidas as condições apresentadas.

Referências

- [1] Estratégia Europa 2020. Agência para o Desenvolvimento e Coesão, I.P., 2020. Disponível em <https://www.adcoesao.pt/en/node/687>. Acesso em 20/11/2019.
- [2] A. N. Celik, "Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind Systems", *Energy Conversion and Management*, vol. 43, pp 2453-2468, 2002.
- [3] Grid codes as enablers of the energy transition. IRENA, 2017. Disponível em <https://www.irena.org/eventdocs/wfes2017>
- [4] Dihrab, S., and K. Sopian, "Electricity generation of hybrid PV/wind systems in Iraq," in *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1303-1307, Junho de 2010.
- [5] Reichling, J. P., and F.A. Kulacki, "Utility scale hybrid wind-solar thermal electrical generation: a case study for Minnesota," in *Energy*, vol. 33, pp. 626-638, Abril de 2008.
- [6] Manolakos, D., Papadakis, G., Papantonis, D. & Kyritsis, S., "A simulation-optimisation programme for designing hybrid energy systems for supplying electricity and fresh water through desalinisation to remote areas." *Pergamon, Energy*, 26. Pp 679-704, Julho de 1998.
- [7] Mohamed, E. S. & Papadakis, G. "Design, simulation and economic analysis of a stand-alone reverse osmosis desalinization unit powered by wind turbines and photovoltaics." *ELSEVIER - Desalinization* 164, pp 87-96, Maio de 2003.
- [8] G.C.Seeling-Hochmuth, "A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy Systems", Janeiro de 1977
- [9] L. Lin, "Investigation on characteristics and application of hybrid solar-wind power generation systems," in *Department of Building services Engineering Hong Kong: Hong Kong Polytechnic University*, 2004.
- [10] Feroldi D, Zumoffen D. "Sizing methodology for hybrid systems based on multiple renewable power sources integrated to the energy management strategy", 2014.
- [11] Hosseinalizadeh R, Shakouri G H, Amalnick MS, Taghipour P. "Economic sizing of a of a hybrid renewable energy systems for stand-alone usages by an optimization-simulation model: Case study of Iran", in *Renewable Sustainable Energy*, 2016.
- [12] W. D. Kellogg, V. Gerez, M. H. Nehrir, and G. Venkataramanan, "Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/PV systems,"
- [13] Hassan Z. Al Garni, Anjali Awasthi, Makbul A.M. Ramli "Optimal design and analysis of grid-connected photovoltaic under different tracking systems using HOMER" in *Energy Conversion Management* 155, 2018.
- [14] P. G. Tom Lambert, Peter Lilienthal, "Micropower system modeling with homer," in *Integration of Alternative Sources of Energy*, J. W. Sons, Ed., 2006.
- [15] V. Miranda, "Computação Evolucionária - Uma Introdução", Março 2005.
- [16] Nuri Gokmen, Weihao Hu*, Peng Hou, Zhe Chen, Dezso Sera, Sergiu Spatar, "Investigation of wind speed cooling effect on PV panels in windy locations", in *Renewable Energy* 90, 2016.
- [17] Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação, disponível em http://www.jgduarte.com/download/greenpro_fotovoltaico.pdf, acedido em Março de 2020.
- [18] Impact of shading, disponível em <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/performance/shading.php>, acedido em Abril de 2020

- [19] Hassan Irtaza, Ashish Agarwal, "CFD Simulation of Turbulent Wind Effect on an Array of Ground-Mounted Solar PV Panels", The Institution of Engineers (India), 2018.
- [20] Murphy, M., "Wind loading on tracking and field mounted solar collectors", Solar Energy Research Institute, Colorado (EUA), 1980.
- [21] Peterka, A., et al., "Wind load reduction for heliostats", Solar Energy Research Institute, Colorado (EUA), 1986.
- [22] Palmintier, Bryan & Broderick, Robert & Mather, B. & Coddington, Michael & Baker, Kyri & Ding, Fei & Reno, Matthew & Lave, Matthew & Bharatkumar, Ashwini. , "On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System.", 2016.
- [23] Castro, Rui M. G., "Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável", Energias Renováveis e Produção Descentralizada, edição 4, IST - Instituto Superior Técnico. Lisboa.
- [24] Portaria nº 596/2010 de. Diário da República nº 147, 2010.
- [25] Daniel Bernardon, Ana Paula Carboni de Mello and Luciano Pfitscher, "Real-Time Reconfiguration of Distribution Network with Distributed Generation", Real-time Systems, Kuodi Jian, IntechOpen, 2016.
- [26] Decreto-Lei n.º 29/2006 - Diário da República n.º 33/2006, Série I-A de 2006-02-15
- [27] Moreira, Carlos Coelho Leal, "Identification and development of microgrids - Emergency control procedures", Dissertação de Doutoramento, FEUP, 2008.
- [28] Alam, Md Shafiul, et al., "High-Level Penetration of Renewable Energy with Grid: Challenges and Opportunities." , 2020.
- [29] "Grid stability - Equilibrium between production and consumption" , Swissgrid, 2020. Disponível em <https://www.swissgrid.ch/en/home/operation/regulation/grid-stability.html>
- [30] P. Kundur, "Power System Stability and Control" ser. Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series. New York, 1994.
- [31] Despacho nº9/2018, assinado pela DGEG, 2018.
- [32] Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão Europeia, de 14 de abril de 2016.
- [33] Federico Milano, Florian Dorfler, Gabriela Hug, David J. Hill, and Gregor Verbic., "Foundations and challenges of low-inertia systems", 20th Power Systems Computation Conference, 2018.
- [34] Teixeira, H. T. S., "Avaliação da Capacidade de Integração de Potência Eólica na Rede Eléctrica da Ilha de São Miguel", FEUP, 2011.
- [35] Almeida, Rogério. G. d., "Contribuições para a avaliação da capacidade de fornecimento de serviços de sistema por parte de aerogeradores de indução duplamente alimentados, FEUP, 2006.
- [36] Gomes, Miguel. F. M. C., "Controlo Inercial em Geradores Eólicos Equipados com Máquina Síncrona de Velocidade Variável", FEUP, 2011.
- [37] Carvalho, P. A. D., "Avaliação do Contributo de Dispositivos FACTS para o Aumento da Segurança em Redes de Transporte com Elevados Níveis de Integração de Produção Eólica", FEUP, 2011.
- [38] Nick Jenkins, Ron Allan, Peter Crossley, Daniel Kirschen, Goran Strbac. "Embedded Generation", IEE Power and Energy Series 31, 2000, ISBN 0-85296-774-8.