



João Pedro Leitão Gonçalves

Alternativas integradas para sistemas elétricos isolados mais sustentáveis – O caso de Porto Santo

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização em Energia

Setembro de 2018



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



Universidade de Coimbra

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Alternativas integradas para sistemas elétricos isolados mais sustentáveis – O caso de Porto Santo

João Pedro Leitão Gonçalves

Orientador

Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes

Presidente do Júri

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge

Vogal

Professora Doutora Lúcia Maria dos Reis Albuquerque Martins

Setembro de 2018

Este trabalho teve apoio da Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT) e do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) via COMPETE – Programa Operacional Competitividade e Internacionalização (POCI), no âmbito dos projetos ESGRIDS (POCI-01-0145-FEDER-016434) e UID/MULTI/00308/2013.

“Good, better, best. Never let it rest.

Til your good is better and your better is best.”

-Autor desconhecido

Agradecimentos

Todo o trabalho desenvolvido em torno da presente dissertação marca o culminar de uma etapa importantíssima da minha vida. Etapa essa que não percorri sozinho, por isso quero expressar o meu sincero agradecimento às pessoas que dela fizeram parte.

Em primeiro lugar tenho de agradecer aos meus pais, irmãos e avós pois sem eles não seria o que sou hoje.

Em segundo lugar, quero agradecer à minha namorada, Rafaela Antoninho, pelo apoio dado ao longo de todo o meu percurso académico, especialmente pela ajuda e compreensão ao longo desta etapa final. Obrigado por nunca me deixares cair.

Em terceiro lugar, expressar o meu profundo agradecimento ao meu orientador, Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes. A realização deste trabalho não seria possível sem a sua orientação, ajuda e constante disponibilidade.

Em quarto lugar, agradeço a todos os professores do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pelo conhecimento que me foi por eles transmitido.

Por último, mas não menos importante, o meu muito obrigado a todos os meus amigos e colegas, especialmente aos LEDZener, por todos os momentos de companheirismo, entreaajuda e descontração que tivemos ao longos destes anos.

A todos vocês, um sincero obrigado.

João Gonçalves

Resumo

A disseminação da geração distribuída nos sistemas de energia elétrica é aos dias de hoje uma realidade. Este fenómeno está relacionado com a crescente procura de energia elétrica, com o desenvolvimento tecnológico ao longo dos últimos anos da geração dispersa que lhe permite competir com a tradicional geração centralizada e com questões ambientais.

A operação de sistemas de energia elétrica com elevada penetração de geração distribuída, especialmente em sistemas de mais reduzida dimensão e com ausência de interligação, é mais complexa devido à maior dificuldade em manter o equilíbrio entre geração e procura. Na busca de soluções para este problema surgiram as micro-redes, definidas como uma tecnologia que agrega todos os seus componentes numa unidade singular controlável o que facilita o equilíbrio entre geração e procura através de uma gestão local otimizada de recursos.

O presente trabalho foi elaborado no âmbito da Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, lecionada no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, no ano letivo 2017/2018, tendo como objetivo analisar alternativas integradas para sistemas isolados mais sustentáveis. Para tal, foi necessário recorrer a uma ferramenta de simulação computacional, o software computacional *Homer Pro*. Esta ferramenta permitiu a parametrização do sistema elétrico da ilha do Porto Santo, escolhido por se tratar de um sistema insular de pequenas dimensões e sem interligação a outros sistemas. Tal parametrização permitiu avaliar o impacto do reforço da geração renovável dispersa num sistema de energia elétrica com tais características. Após a análise dos resultados obtidos verificou-se um aumento muito significativo no excesso de geração de energia, causado pelo desequilíbrio entre a geração e a procura. Como solução do problema foram propostas duas abordagens, a primeira foi a identificação de recursos no lado da procura através da implementação de carga deferível, a segunda abordagem passou pela introdução de armazenamento de energia, tendo sido testadas três tecnologias diferentes. Após a análise dos resultados obtidos, verificou-se uma melhor adequação entre os perfis de geração e de carga, conduzindo a menores valores de excesso de geração. Assim, este trabalho permitiu concluir que uma abordagem baseada em micro-

redes pode facilitar a exploração e funcionamento de sistema de energia elétrica, com características idênticas às do sistema do Porto Santo.

Palavras chave: Geração Distribuída, Micro-Rede, Sistemas de Energia Elétrica, Equilíbrio entre Geração e Procura, Geração Renovável.

Abstract

Nowadays the dissemination of distributed generation in electric power systems is a reality. This phenomenon is associated with the increasing demand for electric power, with the technological development over the last years of the dispersed generation that allows it to compete with the traditional centralized generation and with environmental issues.

The operation of electricity systems with high penetration of distributed generation, especially in systems of smaller size and lack of interconnection, is more complex due to the greater difficulty in maintaining the balance between generation and demand. By searching for solutions to this problem microgrids have emerged, defined as a technology that aggregates all its components into a single controllable unit, which facilitates the balance between generation and demand through optimized local management of resources.

The present work was elaborated in the scope of the Dissertation of Integrated Masters Degree in Electrotechnical Engineering and of Computers, taught in the Department of Electrical and Computer Engineering of the Faculty of Sciences and Technology of the University of Coimbra, in the academic year 2017/2018, aiming to analyze integrated alternatives for more sustainable isolated systems. For this, it was necessary to use a computer simulation tool, the computer software Homer Pro. This tool allowed the parameterization of the electrical system of the island of Porto Santo, chosen because it is an insular system of small dimensions and without interconnection to other systems. This parameterization allowed to evaluate the impact of the reinforcement of dispersed renewable generation in an electric power system with such characteristics. After the analysis of the results, it was verified a very significant increase in the excess of power generation, caused by the imbalance between generation and demand. As a solution to the problem, two approaches were proposed, the first was the identification of resources on the demand side through the implementation of deferrable load and the second approach was the introduction of energy storage and three different technologies were tested. After the analysis of the results obtained, a better adaptation between generation and load profiles was verified, leading to lower values of excess generation. Thus, this work allowed to conclude that an approach based on microgrids can facilitate

the exploration and operation of an electric power system, with characteristics similar to those of the Porto Santo system.

Keywords: Distributed Generation, Microgrid, Electrical Power Systems, Balance between Generation and Demand, Renewable Generation.

Índice

Agradecimentos	ix
Resumo	xi
Abstract	xiii
Lista de Figuras	xix
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Acrónimos	xxiii
1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Organização da dissertação	2
2. Geração Distribuída	3
2.1. Definição	3
2.2. Tecnologias de geração	4
2.3. Tecnologias de armazenamento	5
3. Micro-rede	6
3.1. Definição	6
3.2. Arquiteturas das micro-redes	7
3.3. Componentes das micro-redes	9
3.3.1. Geração	9
3.3.2. Cargas	10
3.3.3. Armazenamento	11
3.4. Modos de operação	11
3.5. Controlo da micro-rede	12
3.5.1. Controlo Centralizado	13
3.5.2. Controlo Descentralizado	14
3.6. Proteções nas micro-redes	14
3.7. Qualidade da energia	15
3.8. Sistema de comunicação em micro-redes	16
4. Parametrização do Sistema Elétrico da ilha do Porto Santo	18
4.1. Parametrização da carga	18
4.2. Parametrização da geração	22
4.2.1. Geração Térmica	22
4.2.2. Geração Solar Fotovoltaica	23
4.2.3. Geração eólica	25

4.3.	Modelação do despacho	27
4.4.	Resultados	29
5.	Casos de estudo	31
5.1.	Caso de Estudo 1: Reforço da geração renovável	31
5.1.1.	Parametrização do sistema em software	32
5.1.1.1.	Geração Solar Fotovoltaica	32
5.1.1.2.	Geração Eólica	32
5.1.2.	Resultados	33
5.1.3.	Discussão de resultados	34
5.2.	Caso de Estudo 2: Carga deferível	36
5.2.1.	Modelação do sistema com carga deferível	37
5.2.2.	Resultados	38
5.2.3.	Discussão de resultados	39
5.3.	Caso de Estudo 3: Banco de baterias	41
5.3.1.	Parametrização do sistema em software	41
5.3.2.	Resultados	41
5.3.3.	Discussão de resultados	43
5.4.	Caso de Estudo 4: Sistema hidroelétrico com bombagem	44
5.4.1.	Modelação de um sistema hidroelétrico com bombagem em software	45
5.4.2.	Resultados	48
5.4.3.	Discussão de resultados	49
5.5.	Caso de Estudo 5: Introdução de Hidrogénio no Sistema	51
5.5.1.	Sistema de geração elétrica a hidrogénio	51
5.5.2.	Parametrização do sistema de geração a hidrogénio em software	51
5.5.3.	Resultados	52
6.	Conclusões e trabalho futuro	57
7.	Referências	58
Anexos	62
A	Parametrização da carga do SEE do Porto Santo	62
B	Parametrização da geração térmica do SEE do Porto Santo	64
C	Parametrização da geração fotovoltaica do SEE do Porto Santo	66
D	Parametrização da geração eólica do SEE do Porto Santo	68
E	Parametrização do despacho do SEE do Porto Santo	70
F	Resultados do Caso Base: Sistema elétrico do Porto Santo	71
G	Resultados do Caso de Estudo 1: Reforço da geração renovável	76

H	Resultados do Caso de Estudo 2: Carga deferível	79
I	Resultados do Caso de Estudo 3: Banco de baterias.....	82
J	Resultados do Caso de Estudo 4: Armazenamento hidroelétrico.....	85
K	Resultados do Caso de Estudo 5: Célula de combustível	89

Lista de Figuras

Figura 1: Esquemático de uma micro-rede[14].	6
Figura 2: Micro-rede de arquitetura AC [15].	7
Figura 3:Micro-rede de arquitetura DC [15].	8
Figura 4: Micro-rede de arquitetura híbrida [15].	8
Figura 5: Diagrama de blocos de uma unidade de GD [16].	9
Figura 6: Controlo hierárquico de uma micro-rede[16].	13
Figura 7: Fluxos de informação durante uma estratégia de controlo centralizado [16].	13
Figura 8: Estratégia de controlo descentralizada [16].	14
Figura 9: Sistema de comunicação de uma micro-rede [26].	17
Figura 10: Diagramas de carga característicos por estação do ano e por fonte de energia primária [28].	19
Figura 11: Curvas características dos diagramas de carga das 4 estações do ano[28].	19
Figura 12: Diagramas de cargas diários do sistema.	21
Figura 13: Curvas de combustível e rendimento dos grupos geradores do sistema.	23
Figura 14: Recurso Solar: radiação solar média diária e índice de claridade.	24
Figura 15: Recurso eólico: velocidade média do vento.	25
Figura 17: Curva de potência do gerador eólico Vestas V29.	26
Figura 18: Curva de potência do gerador eólico Vestas V47	26
Figura 19: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema	29
Figura 20: Curva de potência em função da velocidade do vento do gerador eólico Leitwind 90	32
Figura 21: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema	33
Figura 22: Parametrização da carga deferível.	37
Figura 23: Diagrama de carga do sistema após retirada a carga deferível.	38
Figura 24: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema	38
Figura 25: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema	42
Figura 26: Parametrização em software do sistema hidroelétrico com bombagem.	47
Figura 27: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema	48
Figura 28: Curva de combustível definida para a pilha de combustível.	52
Figura 29: Curva de rendimento definida para a pilha de combustível.	52
Figura 30: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema	53
Figura 31: Parametrização em software de uma carga elétrica	62
Figura 32: Parametrização em software de uma carga elétrica deferível	62
Figura 33: Parametrização em software de uma carga térmica	63
Figura 34: Parametrização em software de uma carga de hidrogénio	63
Figura 35: Curva de combustível da máquina térmica	64
Figura 36: Curva de rendimento da máquina térmica	64
Figura 37: Radiação solar verificada a cada dia dos 12 meses de um ano típico	66
Figura 38: Velocidade do vento verificada a cada dia dos 12 meses de um ano típico	68
Figura 28: Curva de potência de um gerador eólico	69
Figura 39: Parametrização da reserva girante do sistema em software	70
Figura 40: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.	71
Figura 41: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.	72
Figura 42: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.	73
Figura 43: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°3.	73
Figura 44: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°4.	74

Figura 45: Mapa térmico da geração dos geradores eólico Vestas V29.....	75
Figura 46: Mapa térmico da geração do gerador eólico Vestas V47.	75
Figura 47: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.	76
Figura 48: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.	77
Figura 49: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.	78
Figura 50: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90	78
Figura 51: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.	79
Figura 52: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.	80
Figura 53: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.	80
Figura 54: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90.	81
Figura 55: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.	82
Figura 56: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.	83
Figura 57: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.	83
Figura 58: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90.	84
Figura 59: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.	85
Figura 60: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.	86
Figura 61: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.	87
Figura 62: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90.	87
Figura 63: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.	89
Figura 64: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.	90
Figura 65: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.	90
Figura 66: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90.	91
Figura 67: Mapa térmico da produção de hidrogénio.	92
Figura 68: Quantidade de hidrogénio armazenado no tanque.	92
Figura 69: Mapa térmico da quantidade de hidrogénio armazenado no tanque.	92

Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados referentes à parametrização da geração fotovoltaica do sistema	24
Tabela 2: Dados referentes à parametrização do grupo de inversores do sistema	24
Tabela 3: Dados referentes à parametrização da máquina Vestas V29	26
Tabela 4: Dados referentes à parametrização da máquina Vestas V29	26
Tabela 5: Custos do sistema	29
Tabela 6: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema	30
Tabela 7: Energia não consumida (excesso e falhas)	30
Tabela 8: Consumo de combustível do sistema	30
Tabela 9: Emissões de gases poluentes por parte do sistema	30
Tabela 10: Custos do sistema	33
Tabela 11: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema	33
Tabela 12: Energia não consumida (excesso e falhas)	34
Tabela 13: Consumo de combustível do sistema	34
Tabela 14: Emissões de gases poluentes por parte do sistema	34
Tabela 15: Custos do sistema	38
Tabela 16: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema	39
Tabela 17: Energia não consumida (excesso e falhas)	39
Tabela 18: Consumo de combustível do sistema	39
Tabela 19: Emissões de gases poluentes por parte do sistema	39
Tabela 20: Custos do sistema	41
Tabela 21: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema	42
Tabela 22: Energia não consumida (excesso e falhas)	42
Tabela 23: Consumo de combustível do sistema	42
Tabela 24: Emissões de gases poluentes por parte do sistema	43
Tabela 25: Custos do sistema	48
Tabela 26: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema	48
Tabela 27: Energia não consumida (excesso e falhas)	49
Tabela 28: Consumo de combustível do sistema	49
Tabela 29: Emissões de gases poluentes por parte do sistema	49
Tabela 30: Custos do sistema	53
Tabela 31: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema	53
Tabela 32: Energia não consumida (excesso e falhas)	53
Tabela 33: Consumo de diesel do sistema	54
Tabela 34: Consumo de hidrogénio do sistema	54
Tabela 35: Emissões de gases poluentes por parte do sistema	54
Tabela 36: Geração Fotovoltaica	71
Tabela 37: Dados do grupo gerador Nº1	71
Tabela 38: Dados do grupo gerador Nº2	72
Tabela 39: Dados do grupo gerador Nº3	73
Tabela 40: Dados do grupo gerador Nº4	74
Tabela 41: Dados dos geradores eólicos Vestas V29	74
Tabela 42: Dados do gerador eólico Vestas V47	75
Tabela 43: Geração fotovoltaica	76
Tabela 44: Geração Térmica: Grupo Gerador Nº1	76
Tabela 45: Dados do grupo gerador Nº2	77
Tabela 46: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90	78
Tabela 47: Geração fotovoltaica	79
Tabela 48: Geração Térmica: Grupo Gerador Nº1	79
Tabela 49: Dados do grupo gerador Nº2	80
Tabela 50: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90	81
Tabela 51: Geração fotovoltaica	82

Tabela 52: Geração Térmica: Grupo Gerador Nº1	82
Tabela 53: Dados do grupo gerador Nº2	83
Tabela 54: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90	84
Tabela 55: Geração fotovoltaica.....	85
Tabela 56: Geração Térmica: Grupo Gerador Nº1	85
Tabela 57: Dados do grupo gerador Nº2	86
Tabela 58: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90	87
Tabela 59: Dados da energia do sistema hidroelétrico com bombagem.....	87
Tabela 60: Geração fotovoltaica.....	89
Tabela 61: Geração Térmica: Grupo Gerador Nº1	89
Tabela 62: Dados do grupo gerador Nº2	90
Tabela 63: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90	91
Tabela 64: Dados do eletrolisador	91
Tabela 65: Dados do tanque de hidrogénio	92

Lista de Acrónimos

GD	Geração Distribuída
SEE	Sistema de Energia Elétrica
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
DC	Corrente Contínua
AC	Corrente Alternada
P	Potência Ativa
Q	Potência Reativa
OSD	Operador do Sistema de Distribuição
OM	Operador de Mercado
CCM	Controlador Central da Micro-Rede
CL	Controlador Local
SMA	Sistema Multi-Agente

1. Introdução

1.1. Motivação

Hoje em dia um dos principais desafios da humanidade passa por satisfazer a crescente procura de energia elétrica de forma mais eficiente e menos poluente possível. A geração distribuída (GD) tem potencial para contribuir de forma significativa para a solução deste desafio.

GD designa a geração de energia (elétrica e/ou térmica) em pequena escala (centenas de kW a poucos MW), descentralizada, no próprio local do uso da mesma (ou o mais próximo), economizando os custos de transmissão e distribuição e proporcionando uma solução energética e economicamente otimizada para cada caso. A sua energia primária pode ser de origem renovável ou não renovável, destacando-se as micro-turbinas, as células de combustível, os geradores eólicos e os painéis solares fotovoltaicos como as tecnologias mais utilizadas em unidades de GD [1].

As principais vantagens da GD sobre a tradicional geração centralizada são a diminuição das perdas na transmissão de energia, a não necessidade de expansão das linhas de transporte e o aumento da qualidade e fiabilidade da energia, visto que a geração se encontra próxima das cargas, e a diminuição da emissão de gases poluentes, devido a uma maior penetração de energias renováveis [2].

A principal desvantagem da GD está relacionada com a dificuldade na operação de sistemas de energia elétrica (SEE) com elevado número de unidades de GD devido a problemas técnicos associados ao controlo e proteção, como é o caso da maior variação dos perfis de tensão devido à conexão e desconexão de um maior número de geradores e à existência de fluxos de potência bidirecionais [2]. Para além de problemas técnicos há também questões do tipo comercial e regulatórias devido ao elevado número de agentes envolvidos. Estas duas desvantagens causam um entrave à proliferação da GD nos SEE.

É neste contexto que surgem as micro-redes, perfilando-se como uma solução para a integração da GD nos SEE de forma robusta e fiável, através de uma gestão local entre a geração e a procura. Pode definir-se uma micro-rede como um conjunto de cargas e de recursos energéticos distribuídos, que atua como uma unidade singular controlável

fornecendo energia elétrica e térmica. Os sistemas insulares, nomeadamente os de mais reduzida dimensão, podem em muito beneficiar e facilitar a integração da GD se a sua exploração e funcionamento forem baseados numa abordagem de micro-redes.

1.2. Organização da dissertação

A presente dissertação está dividida em seis capítulos. Para além do capítulo introdutório, fazem parte deste trabalho mais cinco capítulos, são eles: Geração Distribuída, Micro-Rede, Parametrização do Sistema Elétrico da ilha do Porto Santo, Casos de Estudo e Conclusões e Trabalho Futuro.

No capítulo 2, será apresentada a definição do conceito de GD, a sua contextualização nos SEE bem como as vantagens e desvantagens da sua aplicação. No capítulo 3, para além da definição de micro-rede, será feito um levantamento de todos os aspetos técnicos deste conceito. No capítulo 4, será feita uma descrição detalhada de todos os componentes constituintes do SEE da ilha do Porto Santo. Posteriormente, será feita a parametrização do sistema da ilha no software utilizado no desenvolvimento deste trabalho, o *Homer Pro*, que servirá como caso base para os estudos a realizar no capítulo seguinte. Finalmente, no capítulo 5 serão simuladas soluções alternativas ao caso base e analisado o seu impacto em variáveis do sistema através da comparação dos resultados obtidos com os resultados verificados para o caso base. O capítulo 6 será reservado para a apresentação e identificação de conclusões e possível trabalho futuro, respetivamente.

2. Geração Distribuída

2.1. Definição

O conceito de GD já é antigo, remontando à época dos primeiros SEE, que consistiam em pequenas unidades de geração que alimentavam algumas cargas situadas nas suas redondezas. Com o passar do tempo os SEE evoluíram para o que são hoje em dia, sistemas maioritariamente unidirecionais, que consistem em grandes unidades de geração centralizadas, sistemas de transporte, que transportam a energia dos grandes centros de geração para os locais de distribuição, e sistemas de distribuição, responsáveis por distribuir energia pelos consumidores finais.

A evolução das tecnologias de geração aliada a questões ambientais fazem com que a GD esteja de novo em voga nos estudos que envolvem os SEE. Posto isto, surge a necessidade de tirar partido dos recursos energéticos distribuídos (RED), não só por questões ambientais, mas também por questões técnicas e económicas como é o caso de cargas que necessitam de um grau elevado de fiabilidade e qualidade de energia e da eletrificação de zonas remotas em que não é técnica ou economicamente viável levar a rede de distribuição de energia elétrica. A atual liberalização do mercado de energia também contribuiu para a proliferação da GD nos SEE [1].

É comum os sistemas de GD serem reforçados com tecnologias de armazenamento de forma a compensar a disponibilidade intermitente associada às fontes de energia renovável e possibilitar ao sistema a alimentação de cargas que necessitam de um fornecimento interrupto de eletricidade (cargas críticas).

A presença da GD nos SEE é sinónimo de algumas vantagens técnicas, económicas e ambientais. Do ponto de vista ambiental, a principal vantagem é a diminuição das emissões de gases de efeito de estufa, devido à penetração de tecnologias de geração renovável. A nível económico esta tecnologia permite, adicionalmente, o fornecimento de serviços de sistema, que são remunerados, tais como o controlo de tensão e frequência, fornecimento de reservas de energia e diminuição do valor de pico do diagrama de cargas. Do ponto de vista técnico a GD contribui para o melhoramento dos perfis de tensão, para

a diminuição das perdas no transporte de energia e para o aumento da fiabilidade no abastecimento de energia [3].

A GD acarreta algumas desvantagens, tanto a nível económico como técnico. A principal desvantagem económica é o custo de instalação e do ponto de vista técnico, algumas unidades de GD, nomeadamente as de geração térmica, têm um baixo rendimento quando comparadas com as tradicionais unidades de geração de maior potência nominal, daí se dar muita ênfase à GD baseada em energias renováveis. Outros problemas técnicos associados à GD são a ausência de inércia associada à geração renovável e a degradação da qualidade da energia devida à poluição harmónica provocada pelos conversores de eletrónica de potência, através dos quais é feito o acoplamento da GD às redes de distribuição [3].

2.2. Tecnologias de geração

As tecnologias de geração convertem energia primária em energia elétrica e/ou térmica. A energia primária utilizada no processo de geração pode ser de origem renovável ou não renovável, havendo por isso diferentes vantagens e desvantagens consoante a origem da energia primária de cada tecnologia. Das tecnologias de geração renováveis existentes destacam-se a geração solar térmica e solar fotovoltaica, responsáveis por converter energia proveniente da radiação solar em energia térmica e elétrica, respetivamente, e a geração eólica que utiliza a energia cinética do vento como energia primária no processo de produção e eletricidade [4][5][5][6]. Entre as tecnologias que convertem energia primária de origem não renovável em energia elétrica destacam-se os geradores diesel, as micro-turbinas e os motores Stirling [7][8][9].

A principal vantagem da utilização de energia primária de origem renovável no processo de geração de eletricidade é a ausência de emissões de gases poluentes para a atmosfera, perfilando-se assim como uma tecnologia amiga do ambiente. A sua principal desvantagem está relacionada com a disponibilidade intermitente associada às fontes de energia renováveis, o que complica o controlo de SEE com elevada disseminação de geração renovável.

As tecnologias de geração não renovável apresentam como principal vantagem a possibilidade de controlo, permitindo assim ajustar a potência de saída de forma a garantir

o equilíbrio entre a geração e a procura. A principal desvantagem deste tipo de tecnologia está relacionada com a poluição associada à energia primária empregue no processo de geração de eletricidade.

2.3. Tecnologias de armazenamento

O armazenamento de energia é um dos maiores desafios no setor energético, pois a possibilidade de armazenar energia à escala dos SEE é encarada como a solução ideal para os problemas associados aos desequilíbrios entre a geração e a procura. Tais desequilíbrios são frequentes em sistemas com elevada penetração de geração renovável e as suas consequências são mais críticas em sistemas isolados, como é o caso de alguns sistemas insulares, devido à ausência de interligação com outros sistemas.

Nos SEE atuais, as tecnologias de armazenamento de energia mais utilizadas são os sistemas de geração hidroelétrica com bombagem e os volantes de inércia. Nos sistemas hidroelétricos com bombagem, a energia é armazenada sob a forma de energia potencial da água, que é bombeada de um reservatório situado a um nível inferior, para um reservatório situado a um nível superior [10]. De forma a diminuir o custo de armazenamento de energia, a bombagem da água é feita em períodos em que se verifique excesso de geração ou em períodos fora das horas de pico. Nos volantes de inércia, a energia é armazenada sob a forma de energia cinética, presente numa massa em movimento de rotação, sendo tipicamente acopladas aos rotores dos geradores de forma contrariar as variações de velocidade das máquinas, que ocorrem quando se verificam desequilíbrios entre a geração e a procura [11].

Nos últimos anos verificou-se uma evolução muito significativa nas tecnologias de armazenamento eletroquímico, de tal forma que aos dias de hoje os bancos de baterias e as células de combustível perfilam-se como soluções para o armazenamento de energia à escala dos SEE [12] [13].

3. Micro-rede

3.1. Definição

Micro-rede pode ser definida como um conjunto de unidades de GD e cargas que atua como uma unidade singular robusta e controlável, podendo operar de forma conectada ou desconectada da rede principal, com o objetivo de garantir um eficiente fornecimento de energia elétrica e térmica aos seus utilizadores. É a capacidade de controlo que distingue as micro-redes das redes de distribuição, permitindo a integração em larga escalas dos RED que, em conjunto com tecnologias de armazenamento e com cargas controláveis, aumentam a qualidade e fiabilidade da energia fornecida aos seus consumidores. Na Figura 1 está ilustrado um esquema de uma micro-rede.

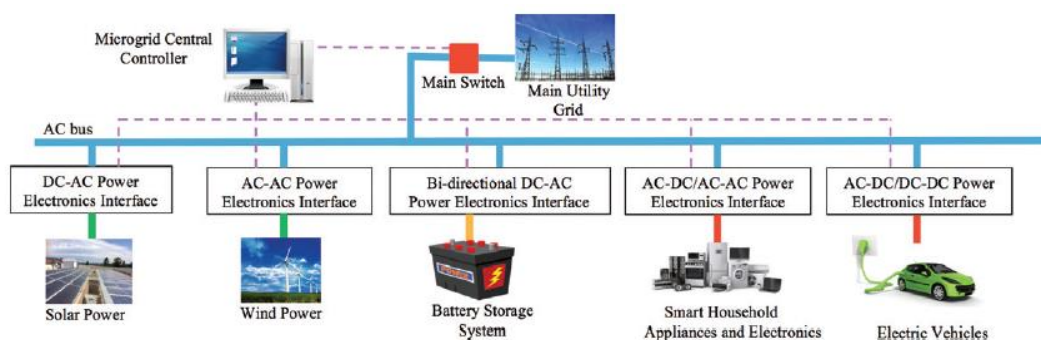


Figura 1: Esquema de uma micro-rede[14].

Do ponto de vista das redes de distribuição, a micro-rede pode ser vista como uma unidade singular que agrega várias cargas e como um fornecedor de serviços auxiliares. A presença de geração próxima das cargas vai reduzir os fluxos de potência nas linhas de transmissão e distribuição, resultando numa diminuição das perdas e do congestionamento das linhas de transporte e distribuição de energia elétrica. A elevada penetração de energias renováveis contribui para a redução das emissões de gases poluentes, numa altura em que é fundamental encontrar soluções que satisfaçam as necessidades de energia de forma limpa, devido ao avançado estado de degradação do meio ambiente, tornando as micro-redes numa tecnologia amiga do ambiente. Outra vantagem das micro-redes para os SEE é que estas podem fornecer energia despachável, quando não baseadas apenas em geração solar/eólica, que pode ser utilizada em períodos

de maior consumo, evitando assim a necessidade de aumentar a sua capacidade de geração.

Do ponto de vista dos utilizadores, as micro-redes podem ser vistas como uma tecnologia que fornece energia elétrica e térmica de forma mais fiável e com melhor qualidade quando comparada com a energia fornecida pelos tradicionais SEE, devido à sua estratégia de controlo e geração local.

3.2. Arquiteturas das micro-redes

Atendendo à sua arquitetura elétrica, as micro-redes podem ser divididas em três categorias: micro-redes AC, micro-redes DC e micro-redes híbridas. A arquitetura de uma micro-rede é tipicamente escolhida em função da sua aplicação, das infraestruturas existentes e das necessidades dos potenciais clientes.

A arquitetura AC é a mais utilizada em estudos e implementações de micro-redes. Neste tipo de arquitetura a geração e distribuição de energia, assim como as cargas são em corrente alternada, sendo que a GD e o armazenamento são conectados através de inversores, como se pode ver na Figura 2. Visto que as redes de distribuição, assim como a maioria dos componentes dos SEE, são em corrente alternada (AC) é mais fácil a implementação de micro-redes com este tipo de arquitetura [15].

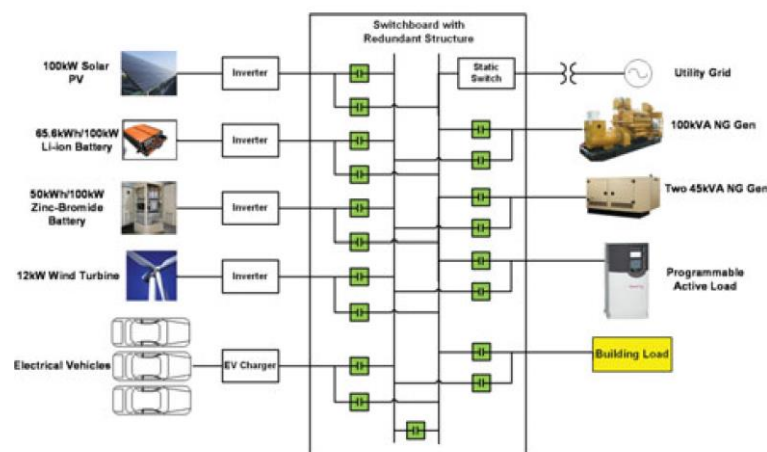


Figura 2: Micro-rede de arquitetura AC [15].

As micro-redes de corrente contínua (DC) apresentam, quando a geração é em DC, uma maior eficiência devido à menor necessidade de conversão de energia quando comparado com as micro-redes em corrente alternada. Também na arquitetura em DC há

menos problemas de estabilidade e o controlo de tensão é menos complexo pois não há necessidade de sincronização de frequências e de controlo de fluxos de potência reativa [15]. Na Figura 3 é possível ver um exemplo de uma micro-rede DC.

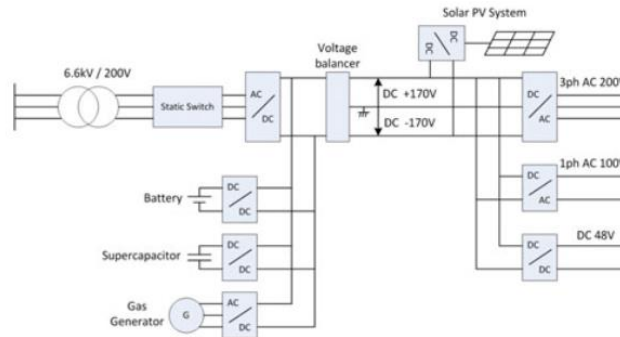


Figura 3: Micro-rede de arquitetura DC [15].

As micro-redes híbridas tiram partido das vantagens das arquiteturas AC e DC de forma a aumentar a sua eficiência. São constituídas por secções em corrente alternada, onde se encontram as cargas e a geração em AC, e por secções em corrente contínua com cargas e geração em DC. A transferência de energia entre secções é minimizada de forma a evitar perdas resultantes da conversão de AC para DC e vice-versa. Os conversores são utilizados para controlar a potência ativa em ambas as secções e a potência reativa nas secções AC da micro-rede [15]. Na Figura 4 pode ver-se um exemplo de uma micro-rede híbrida.

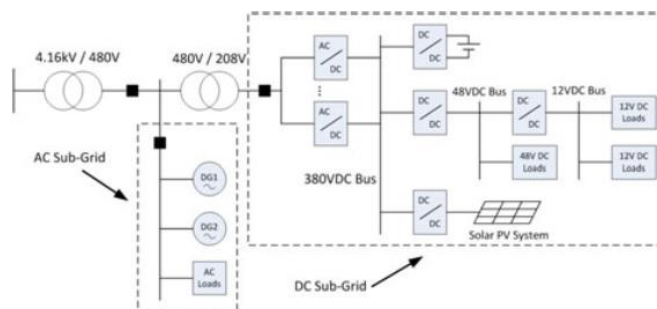


Figura 4: Micro-rede de arquitetura híbrida [15].

3.3. Componentes das micro-redes

3.3.1. Geração

Como o próprio nome indica, as micro-redes são SEE de pequena dimensão, por isso mesmo também as suas unidades de geração são de pequena dimensão, não ultrapassando as centenas de kW de potência. Como uma das motivações para a implementação das micro-redes é a penetração das energias renováveis estas estarão em maior número, sendo que as tecnologias mais comuns serão a geração solar fotovoltaica e a geração eólica. Já tecnologias de origem não renovável servirão como complemento às anteriores, sendo utilizadas como reforço de forma a contornar a disponibilidade intermitente da geração renovável e em períodos em que esta não seja suficiente para satisfazer a carga.

As tecnologias de geração podem ser conectadas às micro-redes de duas formas distintas: diretamente ou através de conversores. Na Figura 5 está representado um diagrama de blocos de uma unidade de GD típica das micro-redes na qual se pode ver que estes são classificados através do tipo de energia primária utilizada e do meio de interface com a micro-rede. As unidades de GD com energia primária de origem renovável são conectadas à micro-rede através de conversores de forma a controlar a sua potência de saída, visto não ser possível controlar a sua fonte de energia primária. Tipicamente os geradores e as micro-turbinas, cuja a energia primária é de origem não renovável, são conectados diretamente à rede pois é mais fácil controlar os valores de potência e frequência à saída deste tipo de máquinas, através do controlo da injeção de combustível da máquina primária que atua no rotor do gerador.

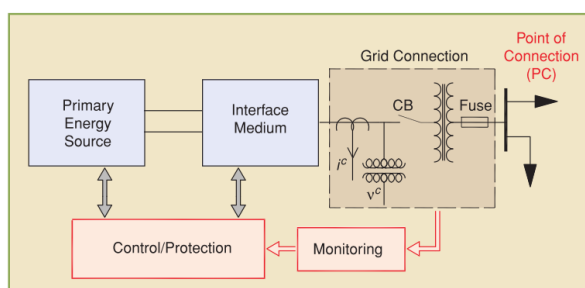


Figura 5: Diagrama de blocos de uma unidade de GD [16].

3.3.2. Cargas

A principal função das micro-redes é fornecer energia elétrica e térmica aos seus utilizadores. Pode então definir-se a carga de uma micro-rede como uma necessidade de uma determinada quantidade de energia (elétrica e/ou térmica) num intervalo de tempo bem definido, com valores de tensão e frequência dentro de limites estipulados. O calor resultante da geração térmica pode ser aproveitado para servir a carga térmica, através da implementação de cogeração [1], aumentando assim o rendimento do sistema de geração.

De acordo com a sua prioridade das cargas estas podem ser divididas em três tipos: essenciais, críticas e deferíveis. As cargas críticas são um tipo de carga que deve ser alimentada ininterruptamente, mesmo quando ocorram falhas, sendo os exemplos mais comuns os sistemas de comunicação e emergência. Sistemas de iluminação e ventilação são exemplos de cargas essenciais, ou seja, cargas deste tipo devem ser alimentadas, mas não têm a mesma sensibilidade a interrupções como as do tipo crítico, sendo muitas vezes desligadas em detrimento destas em períodos de falhas ou de geração insuficiente. Quanto à carga deferível, esta representa a necessidade de uma determinada quantidade de energia, não importando o instante de tempo em que são alimentadas. Assim as cargas deste tipo podem aguardar pelo período mais oportuno do dia para serem alimentadas, como por exemplo em períodos em que se verifica excesso de geração renovável ou em período de menor procura de energia. Bombagem de água, máquinas de gelo, sistemas de ar comprimido e estações de carregamento de baterias são exemplos de cargas que podem ser deferidas pois o armazenamento inerente a cada uma delas permite alguma flexibilidade quanto ao momento em que o sistema as pode alimentar.

O tipo de prioridade das cargas aliado ao sistema de controlo das micro-redes permite que estas contribuam para o aumento da fiabilidade e qualidade da energia visto que o excesso de geração, da própria micro-rede ou proveniente da rede de distribuição, pode ser aproveitado para alimentar a carga deferível. Durante falhas do lado da rede de distribuição, nas quais as micro-redes operam de forma isolada, as cargas essenciais e deferíveis podem ser desativadas, sendo dada prioridade à alimentação das cargas críticas da micro-rede.

3.3.3. Armazenamento

Os sistemas de armazenamento têm um papel fundamental na estabilização dos valores de tensão e frequência das micro-redes. Podem ser aplicados em pequena escala para compensar a disponibilidade intermitente da geração renovável ou em larga escala de forma a garantir a alimentação das cargas críticas durante períodos de perda de geração.

Um aspeto importante das tecnologias de armazenamento é o seu *tradeoff* entre densidade de potência e densidade de energia. Existem tecnologias que conseguem libertar uma elevada quantidade de potência, mas apenas durante alguns segundos, como é o caso dos super-condensadores. Por outro lado, existem tecnologias como as tradicionais baterias ou as células de combustível, capazes de armazenar uma elevada quantidade de energia, mas o pico de potência que podem disponibilizar é limitado.

3.4. Modos de operação

Como já foi dito anteriormente neste trabalho as micro-redes podem operar em dois modos diferentes: conectadas à rede principal ou desconectadas da rede principal (isolada ou em ilha). O modo como a micro-rede opera depende de fatores técnicos e económicos, como é o caso da situação em que a micro-rede opera de forma desconectada devido a falhas na rede principal, ou quando opera isolada devido ao facto de se encontrar numa área remota em que não é técnica ou economicamente possível levar a rede de distribuição de energia elétrica.

O modo de operação conectado à rede é o principal modo de operação das micro-redes. Durante este processo é a rede de distribuição que impõe a tensão e frequência da micro-rede, sendo que as unidades de GD fornecem potência ativa e reativa conforme o que foi designado pelo despacho. Durante este modo de operação todas as unidades de GD operam segundo uma estratégia de controlo PQ de forma a controlar a potência ativa e reativa geradas [17].

Uma micro-rede só opera de forma isolada perante situações muito específicas, pois é mais complexo o controlo da micro-rede neste modo de operação, como é o caso de períodos de falha da rede principal, da eletrificação de áreas remotas ou da existência de cargas que necessitam de um grau de segurança e/ou qualidade de energia que a rede de

distribuição não pode assegurar. Como a rede não está presente deve ser a GD a alimentar as cargas sendo os valores de tensão e frequência da micro-rede impostos por uma ou mais unidades de geração, operando as restantes sobre uma estratégia de controlo PQ. O equilíbrio entre a geração e procura, sem que nenhum gerador entre em sobrecarga, é garantido com recurso a estratégias de controlo P-f e Q-v [17].

Quando se verifica um isolamento forçado da micro-rede (durante períodos de falha do lado da rede de distribuição) os controladores PQ das unidades de GD perdem os valores de referência da tensão e frequência verificando-se um desequilíbrio entre a geração e a procura. Quando o isolamento é detetado, o controlador da micro-rede ordena que as unidades de GD, definidas para tal, imponham os valores de tensão e frequência. Para que não haja interrupções no fornecimento de energia às cargas durante a desconexão forçada o controlador recorre às reservas de energia presentes na micro-rede. Para ressincronizar a micro-rede com a rede principal de forma segura é necessário assegurar que a tensão e frequência da micro-rede estão dentro dos valores especificados pela norma IEEE-1547 [18].

3.5. Controlo da micro-rede

As principais funções das micro-redes, tais como o fornecimento de energia elétrica e térmica, a participação no mercado de energia e prestação de serviços auxiliares devem ser asseguradas através do sistema de controlo. A estratégia de controlo utilizada nas micro-redes é hierárquica, podendo ser do tipo centralizado ou descentralizado, e inclui três níveis hierárquicos, de acordo com a Figura 6, em que o primeiro nível da hierarquia é constituído pelo Operador do Sistema de Distribuição (OSD) e pelo Operador de Mercado (OM), o segundo nível é constituído pelo Controlador Central da Micro-Rede (CCM) enquanto que o terceiro nível hierárquico é composto pelos Controladores Locais (CL) responsáveis pelo controlo das unidades de geração e armazenamento e pelas cargas da micro-rede.

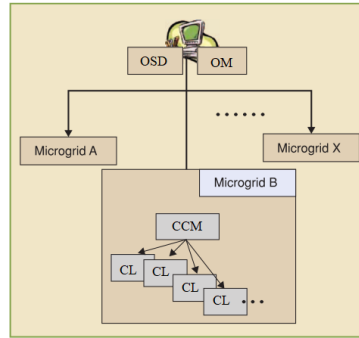


Figura 6: Controlo hierárquico de uma micro-rede[16].

O OSD e OM não pertencem à micro-rede, sendo responsáveis pela rede de distribuição de energia e pelas funções de mercado de uma determinada área, respetivamente. O OSD e o OM interagem com a micro-rede através do CCM, que tem como função controlar todos os CL presentes. Cada CL controla as unidades de geração, o armazenamento e as cargas deferíveis. Dependendo se o modo de operação é centralizado ou descentralizado cada CL pode ter um certo nível de inteligência. No modo centralizado cada CL recebe ordens do CCM enquanto que num modo de operação descentralizado cada CL toma decisões localmente.

3.5.1. Controlo Centralizado

No princípio de controlo centralizado o CCM otimiza as trocas de energia entre a micro-rede e a rede de distribuição. Par tal, o CCM ordena para cada instante, com base nas informações que recebe dos CL, quais os geradores que vão operar e quais as suas potências de referência, as cargas que devem ser alimentadas e as que devem ser desligadas. Na Figura 7 é possível ver o fluxo de informação entre o CCM e os CL durante uma estratégia de controlo centralizada, sendo para isso necessário um canal de comunicação entre estes controladores.



Figura 7: Fluxos de informação durante uma estratégia de controlo centralizado [16].

3.5.2. Controlo Descentralizado

Numa abordagem de controlo descentralizado é dada uma maior responsabilidade aos CL que, competindo ou colaborando com outros CL, otimizam a sua geração de forma a satisfazer as cargas e maximizar a energia exportada para a rede de distribuição, tendo em conta os valores do mercado de energia.

Para possibilitar esta estratégia de controlo, os CL devem ser dotados de um certo grau de inteligência de forma a poderem tomar decisões localmente tendo em conta aspetos técnicos, económicos e ambientais. Um sistema multi-agente (SMA) deve ser encarado como a melhor solução para lidar com a estratégia de controlo descentralizado, devido à possibilidade de cada agente local ser dotado de inteligência [16]. Na Figura 8 está descrita a estrutura de uma estratégia de controlo descentralizada de uma micro-rede.

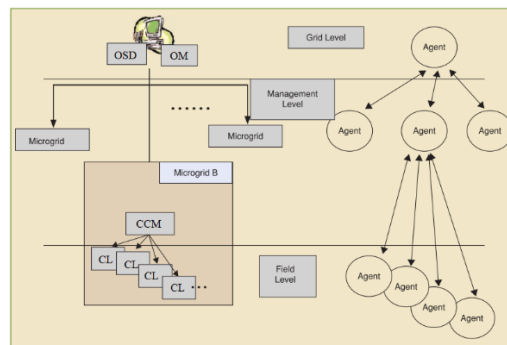


Figura 8: Estratégia de controlo descentralizada [16].

Esta estratégia de controlo é ideal para os casos em que a GD tem diferentes proprietários fazendo com que as decisões tenham de ser tomadas localmente e para os casos em que as unidades de GD estão separadas por grandes distâncias dentro da micro-rede, o que dificultaria a utilização de uma estratégia de controlo centralizada [19].

3.6. Proteções nas micro-redes

As proteções têm um papel fundamental na fiabilidade dos SEE. Como um dos objetivos das micro-redes é aumentar a fiabilidade no fornecimento de energia, estas devem ser dotadas de um apropriado sistema de proteções, capaz de as isolar quando ocorrem falhas na rede de distribuição ou isolar apenas a parte do circuito afetada durante falhas dentro da micro-rede.

Os tradicionais esquemas de proteção utilizados nos SEE, mais especificamente ao nível das redes de distribuição, são baseados em fluxos de potência unidirecionais e pressupõem correntes de defeito com elevada magnitude. Tais esquemas de proteção não podem ser aplicados às micro-redes devido à existência de correntes de defeito de magnitude limitada e variáveis consoante o seu modo de operação, originadas por [20]:

- Existência de fluxos de potência bidirecionais
- Características dinâmicas da micro-geração
- Número e tipo de acoplamento de unidades de GD
- Intermitência da geração renovável

Os principais desafios para a instalação de um apropriado esquema de proteções nas micro-redes são as correntes de curto circuito dinâmicas, as falhas do lado da rede principal, as desconexões desnecessárias e as proteções cegas [20]. Em [21],[22] e [23] é feita uma análise detalhada dos aspetos técnicos das micro-redes que influenciam a escolha das suas proteções, uma comparação entre diferentes tipos de esquemas de proteção e como o método de ligação à terra influencia na deteção de falhas nas micro-redes.

3.7. Qualidade da energia

Apesar de não ser fácil apresentar uma definição de qualidade, parece existir um consenso generalizado de que a “qualidade é a adequação de determinado bem ou serviço à sua finalidade ou uso”. No caso da energia fornecida pelos SEE, pode considerar-se que tem qualidade quando garante o funcionamento do equipamento elétrico, sem que se verifiquem alterações de desempenho significativas [24].

No setor da distribuição de energia, a qualidade da energia elétrica está associada à continuidade, que se caracteriza pela frequência e duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica, e com a amplitude, frequência e simetria do sistema trifásico de tensões [24].

Desequilíbrios na tensão, distorção harmónica, aumento da procura de energia reativa e variações de frequência são os principais problemas que afetam a qualidade da energia nos SEE.

As micro-redes podem contribuir para o aumento da qualidade da energia, não só para os consumidores localizados dentro destas, mas também para os consumidores presentes nos SEE aos quais estão conectadas. Fazendo uso do controlo de potência ativa e reativa dos geradores, do armazenamento e da carga deferível, as micro-redes podem controlar a sua tensão e frequência e auxiliar no controlo da tensão e frequência dos SEE. Como as variações de frequência são causadas por desequilíbrios entre geração e procura, as micro-redes podem fornecer/absorver de forma rápida a potência ativa necessária de forma a restabelecer os valores de frequência. As micro-redes podem também ser uma solução para a geração local de energia reativa, evitando assim que esta circule pelas linhas de transmissão e distribuição, de forma a diminuir os congestionamentos das linhas e a evitar quedas de tensão, contribuindo para a manutenção de um adequado perfil de tensões.

3.8. Sistema de comunicação em micro-redes

O sistema de comunicação tem um papel fundamental na implementação do conceito de micro-rede. Para que o controlo da micro-rede funcione é necessário garantir canais de comunicação entre todos os agentes presentes na micro-rede e entre a micro-rede e a rede de distribuição à qual está ligada, como se pode ver na Figura 9. Tal comunicação pode ser feita de duas formas, com ou sem fios. A ideia dos sistemas de comunicação com fios é aproveitar a rede de distribuição de energia como canal de comunicação por cabo, tipicamente designado por *Power Line Communications* (PLC) apresenta como vantagens a elevada fiabilidade e insensibilidade a interferências, sendo o envelhecimento das linhas o maior entrave à proliferação deste método. Em alternativa existe a possibilidade de estabelecer um sistema de comunicações sem fios, mais rápido e com menor custo de manutenção, baseado em protocolos tais como o protocolo IEEE 802.22 (WRAN) e o protocolo IEEE 802.15.4 (WPAN). A principal desvantagem desta abordagem é a suscetibilidade a que os dados transferidos ficam sujeitos [25].

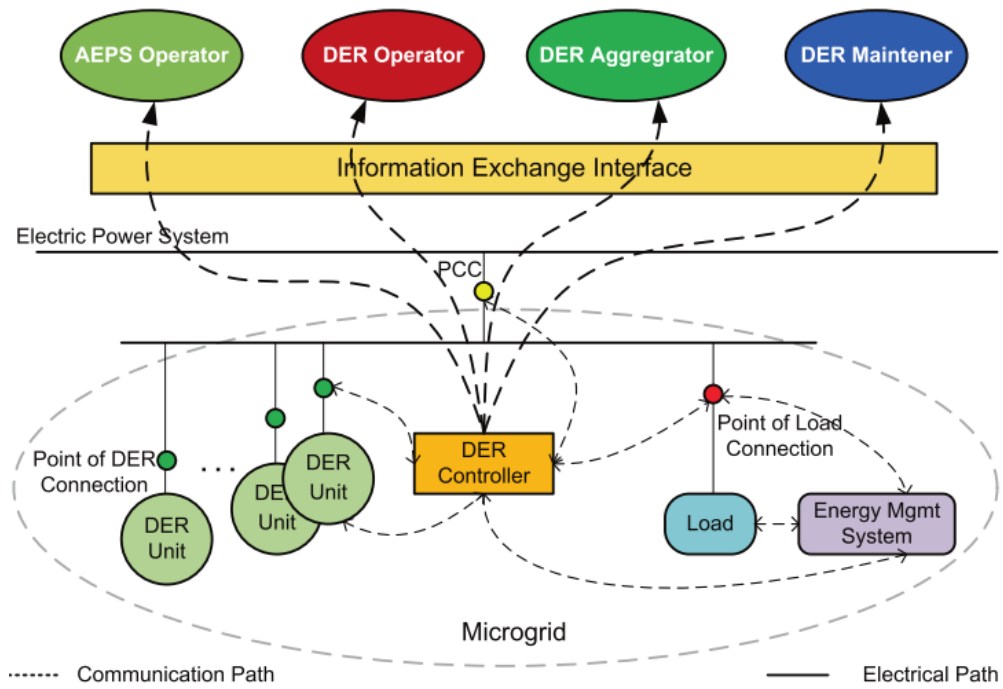


Figura 9: Sistema de comunicação de uma micro-rede [26].

Um sistema de comunicação tão complexo e com elevada quantidade de dados relevantes a fluir de forma bidirecional necessita de um adequado sistema de proteção, que seja capaz de oferecer proteção contra todas as possíveis ameaças e vulnerabilidades do sistema. De forma a tornar exequíveis os sistemas de comunicações necessários nas micro-redes estão a ser realizados estudos para melhorar a sua segurança [25].

4. Parametrização do Sistema Elétrico da ilha do Porto Santo

Porto Santo é uma ilha do arquipélago da Madeira, situada no oceano Atlântico, com uma área de 42,48 Km² e uma população de 5 483 habitantes. Foi escolhida como caso de estudo por se tratar de um sistema insular isolado, tornando mais complexo o seu controlo e operação, devido à dificuldade em manter um equilíbrio entre a geração e procura. Assim, o objetivo dos casos de estudo será testar o impacto que disseminação da GD terá no SEE da ilha.

Numa primeira fase será feita a modelação do SEE da ilha, tendo como base dados de geração e consumo resultantes de pesquisa prévia. Este modelo servirá então de base para as simulações a realizar. A modelação e simulação dos casos de estudo será feita com recurso ao software computacional *Homer Pro* [27].

O sistema electroprodutor da ilha é constituído por uma central termoelétrica, um parque eólico e uma central fotovoltaica. A central térmica do Porto Santo, situada no sítio do Penedo, é constituída por quatro grupos eletrogéneos que disponibilizam uma potência máxima de 17,30 MW. O parque eólico do Cabeço do Carvalho é constituído por três aerogeradores (2x225kW+660kW) que perfazem uma potência total de 1 110 kW. Por fim há uma central de energia fotovoltaica, com uma potência instalada de 2,34 MW [28].

4.1. Parametrização da carga

Quanto à carga do SEE da ilha, verifica-se um aumento significativo da procura de energia nos meses de verão, resultante da sazonalidade associada à atividade turística da região, como se pode verificar pelos diagramas de cargas característicos, por estação do ano e por fonte de energia primária da Figura 10.

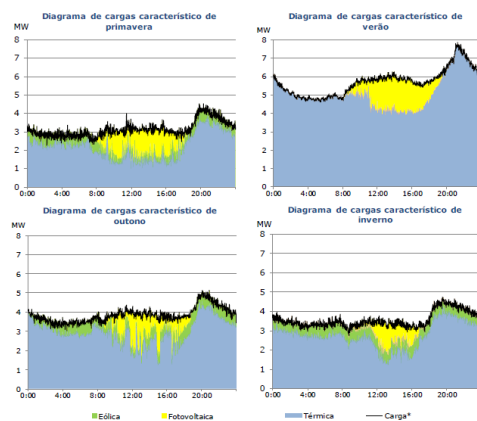


Figura 10: Diagramas de carga característicos por estação do ano e por fonte de energia primária [28].

Finalmente na Figura 11 pode ver-se a sobreposição das 4 curvas dos diagramas de cargas característicos de cada estação do ano, resultantes da média dos valores de carga do correspondente período temporal.

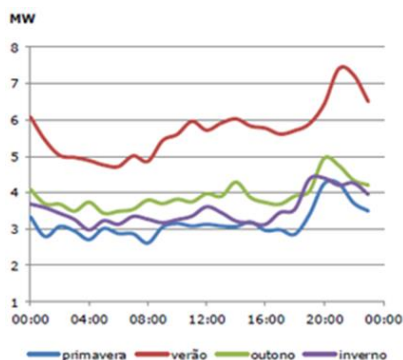


Figura 11: Curvas características dos diagramas de carga das 4 estações do ano[28].

No software utilizado para as simulações, é possível parametrizar três tipos de cargas: elétrica, térmica e de hidrogénio.

A carga elétrica é definida como uma necessidade de uma potência elétrica num período de tempo bem definido. Para parametrizar uma carga deste tipo o utilizador deve inserir os valores de potência necessários para cada instante de tempo. Os valores podem ser introduzidos manualmente ou através da importação de um ficheiro de dados (tipo csv, txt ou xls). Após a introdução, os valores são agregados num diagrama de cargas com resolução temporal horária e é construído o perfil sazonal de carga, como se pode ver pela Figura 30 do Anexo A.

É possível a introdução de dois perfis de carga diferentes, *Electric Load 1* e *Electric Load 2*. A diferença entre ambas as cargas é a prioridade com que estas são alimentadas

em casos em que a geração é inferior à procura. Nestes casos a *Electric Load 1* é tratada de forma prioritária pelo algoritmo de despacho.

É também possível a parametrização de carga elétrica deferível através da introdução dos valores médios diários de energia necessária para os 12 meses do ano, como se pode ver na Figura 31 do Anexo A. É também necessário que o utilizador forneça dados sobre as potências máxima e mínima que podem servir a carga deferível, assim como a capacidade de armazenamento associada à carga deferível.

A carga térmica é parametrizada em software de igual forma que a carga elétrica, ou seja, o utilizador introduz manualmente ou através da importação de um ficheiro de dados (tipo csv, txt ou xls), os valores de energia térmica, em kW, necessários em cada instante de tempo, como se pode ver pela Figura 32 do Anexo A.

Há três formas de servir uma carga térmica: através de uma caldeira, implementação de cogeração ou tirando partido do excesso de geração elétrica convertendo-o em energia térmica.

A caldeira é um dispositivo que gera calor a partir da queima de um combustível. Para parametrizar uma caldeira o utilizador deve introduzir a sua eficiência e o tipo de combustível utilizado. Para que haja cogeração no sistema o utilizador deve definir o parâmetro dos geradores térmicos designado por *Heat Recovery Ratio*. Este parâmetro define que percentagem de perdas dos geradores pode ser “capturada” e transformada em energia térmica. Há a possibilidade de transformar o excesso de energia elétrica em energia térmica através de um componente designado *Thermal Load Controller*. Este dispositivo é parametrizado através da definição da sua potência nominal.

A carga de hidrogénio pode ser definida como uma necessidade externa de hidrogénio num período de tempo bem definido. De forma a parametrizar uma carga de hidrogénio em software, o utilizador deve introduzir, manualmente ou através da importação de um ficheiro de dados (tipo csv, txt ou xls), a quantidade de hidrogénio necessária em cada instante de tempo, como se pode ver pela Figura 33 do Anexo A. No software, o hidrogénio necessário para satisfazer este tipo de carga pode ser produzido por dois componentes: eletrolisador e reformador.

O reformador é responsável pela geração de hidrogénio a partir da reformação a vapor, processo térmico que envolve a reação de um hidrocarboneto, tipicamente gás

natural, com vapor de água. Para parametrizar um reformador no software o utilizador deve definir os seguintes parâmetros: capacidade nominal [Kg/h], rendimento e tipo de combustível.

O eletrolisador é responsável pela geração de hidrogénio através de uma reação química designada de eletrólise, processo que separa os elementos químicos de um composto por aplicação de uma corrente elétrica ($energia + 2H_2O \rightarrow O_2 + 2H_2$). Para parametrizar um eletrolisador de hidrogénio no software o utilizador deve introduzir os seguintes parâmetros: potência nominal [kW], rendimento e potência mínima de operação (percentagem da potência nominal).

O tanque de hidrogénio permite o armazenamento de hidrogénio para depois ser utilizado. Para parametrizar um tanque de hidrogénio no software basta introduzir a sua capacidade em kg.

Na Figura 12 estão ilustrados os diagramas de carga para todos os meses de um ano do projeto, resultantes da simulação do SEE com a carga elétrica atrás parametrizada. A carga do sistema tem um pico máximo de 7 472 kW e um fator de carga de 0,56. Tipicamente, as pontas diárias do diagrama de carga ocorrem nos períodos de final de tarde/início da noite. Tanto as pontas diárias como o consumo de energia são superiores nos meses de Verão quando comparando com os meses de Inverno devido à maior taxa de ocupação da ilha, associada ao turismo sazonal.



Figura 12: Diagramas de cargas diários do sistema.

4.2. Parametrização da geração

4.2.1. Geração Térmica

A central elétrica do porto Santo está situada no sítio do Penedo, à cota de 10 metros, possuindo quatro grupos eletrogéneos em pleno funcionamento, que disponibilizam uma potência máxima de 17,30 MW, sendo responsável por mais de 80% do total da energia elétrica produzida na Ilha do Porto Santo.

O combustível é um recurso necessário para a operação dos geradores térmicos, assim como de alguns tipos de caldeiras. O *Homer Pro* disponibiliza uma lista de combustíveis pré-definidos, deixando também em aberto a possibilidade de o utilizador parametrizar um combustível que não esteja na lista. Neste projeto optou-se por escolher o diesel como combustível a utilizar pela máquina primária do grupo de geradores pois é este o combustível utilizado na central térmica da ilha do Porto Santo. Foi definido um custo de 0,6 €/L para o combustível utilizado.

Para a parametrização de um gerador térmico é pedido ao utilizador a introdução de dados referentes ao consumo de combustível [L/h] em função da potência elétrica à saída da máquina [kW]. Tais dados constituem a curva de combustível, que descreve a quantidade de combustível necessária para a máquina produzir uma determinada quantidade de potência elétrica e, por se tratar de um dado relevante, é descrita no catálogo disponibilizado pelos fabricantes deste tipo de máquina, como se pode ver pela Figura 34 do Anexo B.

Para além da curva de combustível, a geração térmica é também caracterizada pela curva de rendimento da máquina. A curva de rendimento especifica o rendimento da máquina [%] em função da potência elétrica disponibilizada [kW], como se pode ver pela Figura 35 do Anexo B. O software calcula os valores da curva de rendimento através da relação entre a potência elétrica disponibilizada pelo gerador e a energia química presente no combustível utilizado, de acordo com o Anexo B.

De forma a modelar a geração térmica do sistema elétrico da ilha foram introduzidos 4 grupos geradores da marca Caterpillar, modelo C175-20, com 4 MW de potência cada.

De acordo com o fabricante [29], cada gerador funciona com uma carga mínima de 25% (1MW) e apresenta as curvas de combustível e rendimento da Figura 13.

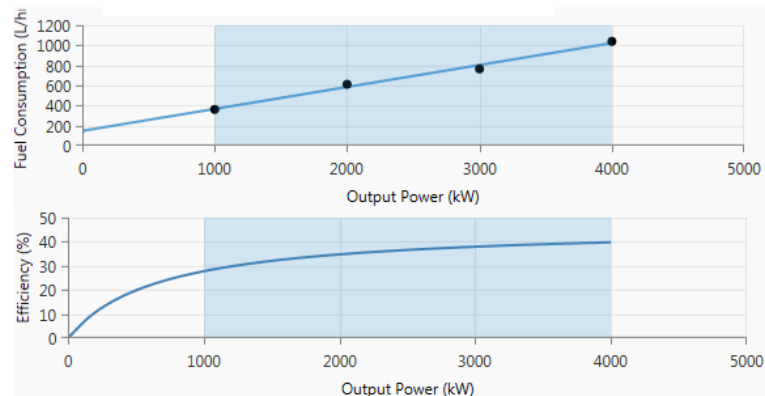


Figura 13: Curvas de combustível e rendimento dos grupos geradores do sistema.

Foi também definido que cada grupo fica fora de serviço 24 horas, a cada 5000 horas de funcionamento, para serviços de manutenção. Tipicamente, o custo anual de operação e manutenção associado à geração térmica é de 12,82 €/kW [30], sendo por isso considerado nas simulações um custo de operação e manutenção anual de 51 280 € para cada grupo térmico.

4.2.2. Geração Solar Fotovoltaica

Instalado no ano de 2010 no Pico Bárbara Gomes, o parque solar do Porto Santo conta com uma potência total instalada de 2,34 MW. A ligação do parque com a rede de distribuição é feita através de 4 grupos inversores de 500 kW cada, do fabricante Siemens, com um rendimento de 98,1%.

De forma a modelar um sistema de geração solar fotovoltaico o utilizador deve fornecer dados sobre a radiação solar verificada localmente ao longo de um ano típico. Os dados da radiação solar podem ser introduzidos de três formas distintas: radiação solar média horária (kW/m^2), radiação solar média mensal ($\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$) ou índice de claridade média mensal. O índice de claridade média é a razão entre a radiação solar que atinge a superfície da terra e a radiação solar que atinge a superfície da atmosfera terrestre. Variando entre 0 e 1, é uma grandeza que mede a claridade da atmosfera.

Na realização deste caso de estudo optou-se por introduzir os dados da radiação solar sobre a forma da radiação média diária mensal, em $\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$. Estes dados foram obtidos no site da NASA, através do uso do link direto do software com o site em questão.

Na Figura 14 estão dispostos graficamente os dados relativos à radiação solar média incidente e ao índice de claridade utilizados na elaboração do projeto.

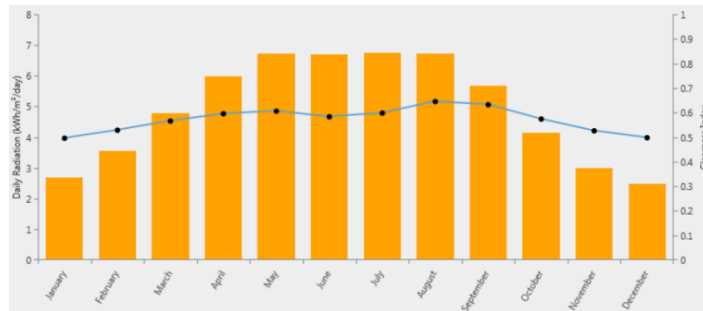


Figura 14: Recurso Solar: radiação solar média diária e índice de claridade.

No Anexo C, encontra-se uma descrição detalhada da forma como o software calcula a potência elétrica à saída de um painel fotovoltaico.

De forma a parametrizar os painéis solares que constituem a central fotovoltaica da ilha foram introduzidos os dados da Tabela 1:

Tabela 1: Dados referentes à parametrização da geração fotovoltaica do sistema

Geração solar fotovoltaica	
Potência instalada	2 320 kW
Fator de degradação	80%
Custo de operação e manutenção	19 812,9 €/ano

O grupo de quatro inversores, responsável pela ligação do parque solar à rede elétrica da ilha, foi parametrizado através da introdução dos dados presente na Tabela 2:

Tabela 2: Dados referentes à parametrização do grupo de inversores do sistema

Grupo de inversores	
Nº de unidades	4
Potência nominal de cada unidade	500 kW
Rendimento de cada unidade	98,10%
Potência total	2 000 kW
Rendimento total	92,60%

4.2.3. Geração eólica

O parque eólico do Cabeço do Carvalho, tem uma potência instalada de 1110 kW divididos por três geradores eólicos do fabricante Vestas. Duas máquinas do modelo V29 com 225 kW de potência cada, instaladas no ano de 1996, e uma máquina do modelo V47 com 660 kW de potência, instalada no final do ano 2000.

Para a modelação de um sistema de geração eólico o utilizador dever fornecer dados relativos aos valores da velocidade do vento que atinge as pás da turbina eólica para um ano típico. Tais dados devem ser introduzidos com uma resolução temporal horária, sendo por isso necessários 8 760 valores. Caso contrário o software gera os valores horários com base no valor médio diário da velocidade do vento de cada mês de um ano típico.

Para este projeto optou-se pela introdução de 12 valores de velocidade do vento, que correspondem à velocidade média diária do vento para cada um dos 12 meses de um ano típico. Estes valores foram obtidos no site da NASA, através do link direto do software com os dados do site. Na Figura 15 estão dispostos graficamente os dados relativos ao perfil de velocidade média mensal do vento, que foram usados na obtenção dos valores das velocidades horárias do vento, para cada dia dos 12 meses de um ano típico, como se pode ver na Figura 37 do Anexo D.

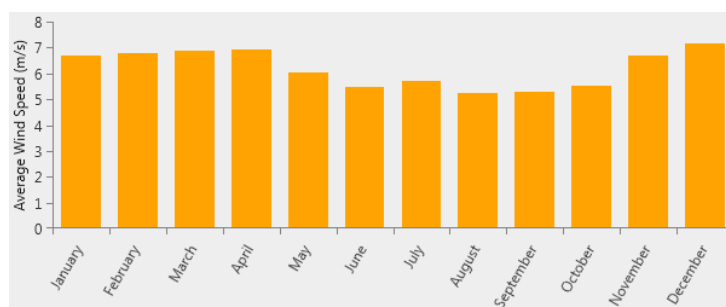


Figura 15: Recurso eólico: velocidade média do vento.

Para calcular a potência elétrica à saída de um gerador eólico, a cada instante de tempo, o software utiliza um processo de três passos, de acordo com o Anexo D.

De forma a parametrizar a geração eólica do SEE da ilha, foram introduzidos dois geradores eólicos Vestas, modelo V29. Para parametrizar as máquinas foram introduzidos os dados da Tabela 3:

Tabela 3: Dados referentes à parametrização da máquina Vestas V29

Gerador eólico Vestas V29	
Potência nominal	225 kW
Altura da turbina (<i>Hub</i>)	51,5 m
Custo de operação e manutenção	2 688,75 €/ano

Outra característica da máquina utilizada na sua parametrização foi a sua curva de potência, representada na Figura 26.

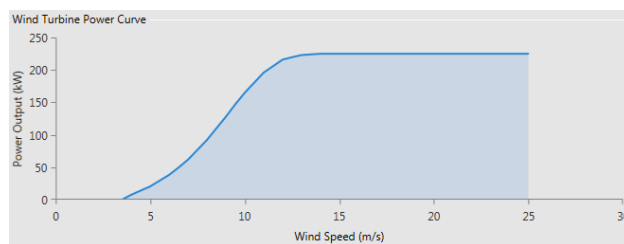


Figura 16: Curva de potência do gerador eólico Vestas V29.

Foi introduzido ainda um terceiro gerador eólico, do fabricante Vestas modelo V47. Para parametrizar a máquina foram introduzidos os dados da Tabela 4:

Tabela 4: Dados referentes à parametrização da máquina Vestas V29

Gerador eólico Vestas V47	
Potência nominal	660 kW
Altura da turbina (<i>Hub</i>)	50 m
Custo de operação e manutenção	7 887 €/ano

A curva de potência referente ao gerador eólico Vestas V47 está descrita na Figura 17.

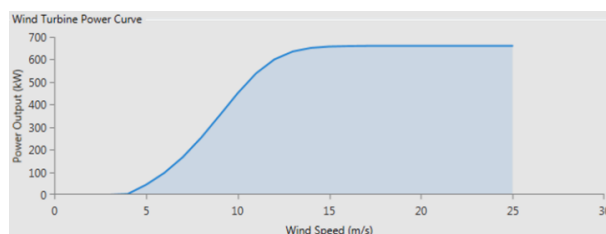


Figura 17: Curva de potência do gerador eólico Vestas V47

4.3. Modelação do despacho

Para além da modelação dos componentes individuais o *Homer Pro* simula a forma como esses componentes funcionam em conjunto, formando um sistema. Para isso é necessário tomar decisões, a cada instante de tempo, tais como quantos geradores devem operar e a que potência, quando carregar ou descarregar as baterias ou quando servir a carga deferível do sistema.

Um parâmetro do sistema importante para o despacho é a sua reserva de operação ou reserva girante. A reserva girante de um sistema é a diferença entre a capacidade atual de geração e a carga verificada nesse instante, assegurando o fornecimento de energia elétrica de forma fiável apesar da variabilidade associada à carga e às energias renováveis. Segundo [31], há três formas de ser determinar a reserva girante de um sistema para que este funcione de forma fiável. Uma delas será garantir um nível de reserva girante igual à potência nominal do maior grupo gerador do sistema. Mas, em sistemas que apresentem grandes variações na potência nominal dos seus grupos geradores, a aplicação desta estratégia pode traduzir-se em elevados custos operacionais devido à elevada quantidade de reserva girante necessária. Por isso, é comum utilizar-se uma estratégia em que a quantidade de reserva girante é determinada em função da carga verificada no sistema (tipicamente 10%). Esta estratégia é muito utilizada em sistemas isolados com pouca ou nenhuma penetração de geração renovável, pois a reserva girante prevê apenas variações na carga. Em sistemas com elevada penetração de geração renovável, a previsão da reserva girante já entra em linha de conta com a variação associada à geração renovável. Nestes casos a quantidade total de reserva girante é determinada com base na variação quer da carga quer da geração renovável.

No *Homer Pro*, a quantidade de reserva girante necessária para operar o sistema é definida por quatro variáveis, duas relacionadas com a variabilidade da carga elétrica e duas relacionadas com a disponibilidade intermitente da energia renovável. O utilizador pode então definir a quantidade de reserva girante do sistema como percentagem da carga elétrica verificada em cada instante de tempo, como percentagem do pico anual de carga elétrica, como percentagem da potência eólica gerada a cada instante de tempo ou como percentagem da potência fotovoltaica gerada a cada instante de tempo, através da introdução dos respetivos valores percentuais aquando da parametrização da reserva

girante do sistema. A reserva total necessária é então dada, para cada instante de tempo, pela soma dos quatro valores resultantes desses quatro parâmetros. Durante as simulações, o software opera o sistema de forma a satisfazer a carga e fornecer reserva girante necessária, para cada instante de tempo.

Em sistemas insulares isolados, como é o caso do sistema do Porto Santo, o conceito de reserva girante é uma questão crítica no planeamento da operação do sistema, pois a ausência de interligação obriga a que esta seja, maioritariamente, suportada pelos geradores térmicos do sistema, o que faz disparar os custos de operação. A solução para o problema associado a este tipo de sistemas passa pelo reforço do armazenamento, nomeadamente os bancos de baterias pois permitem disponibilizar, de forma quase instantânea, a potência necessária para satisfazer a reserva girante do sistema.

Para cada hora do ano, o software determina se a geração renovável disponível (não despachável) é suficiente para satisfazer as cargas e a reserva girante verificada. Caso a energia renovável não seja suficiente é determinada qual a solução mais económica disponível, de entre as fontes despacháveis, que satisfaça as cargas e a reserva de operação do sistema. A geração não despachável é a mais simples de modelar pois a sua lógica de controlo é muito simples: estas apenas produzem energia elétrica em resposta direta ao recurso primário renovável disponível. Já as fontes despacháveis são mais complexas de modelar uma vez que devem ser controladas de forma a igualar, a cada instante, a diferença entre procura e geração não despachável de modo compensar a disponibilidade intermitente da geração renovável. O princípio fundamental seguido pelo *Homer Pro* quando faz o despacho do sistema é a minimização do custo de operação. Este princípio é seguido independentemente da configuração do sistema.

O controlo da geração, do armazenamento e da carga deferível é feito pelo controlador ao qual está associado um algoritmo de despacho. No *Homer Pro* há três algoritmos de despacho pré-definidos: *Load Following*, *Cycle Charging* e *Combined Dispatch*. Há ainda a possibilidade de o utilizador introduzir o seu próprio algoritmo. Como não faz parte do âmbito deste trabalho o desenvolvimento de um algoritmo de despacho, foi escolhida a estratégia de despacho pré-definida *Load Following* para operar o sistema, por se tratar da opção que melhores resultados apresenta em sistemas com elevada penetração de geração renovável.

De modo a manter os níveis de fiabilidade do sistema, foi definido que a reserva girante do sistema devia ser igual, para cada instante de tempo, à soma de três parâmetros: 10% da carga verificada a cada instante de tempo, 50% da potência eólica disponibilizada a cada instante de tempo e 50% da potência fotovoltaica disponibilizada a cada instante de tempo. Na Figura 39 do Anexo E, pode ver-se a parametrização da reserva girante do sistema. Foi também definida um *Maximum annual capacity shortage* de 10%, ou seja, é permitido que o sistema falhe no serviço de alimentação da carga e satisfação das reservas, num total de 10% da soma da carga e da reserva girante anual.

4.4. Resultados

Após a simulação do SEE da ilha do Porto Santo, parametrizado na secção anterior, foram registados na Tabela 5 os valores referentes aos custos do sistema.

Tabela 5: Custos do sistema

Custos do Sistema	
Custo da Energia (COE)	0,1531 €/kWh
Custo Operacional	5 544 656 €/ano
Custo de instalação	0 €

Os valores relacionados com a energia elétrica do sistema obtidos foram registados na Figura 18 e nas Tabelas 6 e 7.

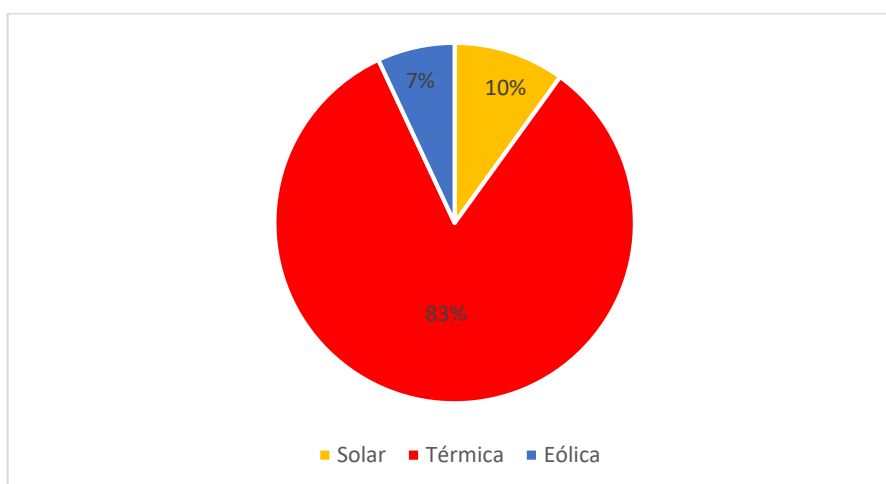


Figura 18: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema

Tabela 6: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema

Componente	Produção anual (kWh)	%
Solar Fotovoltaica	3 640 018	9,96
Térmica	30 368 466	83,08
Eólica Vestas V29	1 089 843	2,98
Eólica Vestas V47	1 454 510	3,98
Total	36 552 837	100

Tabela 7: Energia não consumida (excesso e falhas)

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	224 509	0,614
Carga não alimentada	117 044	0,322
Capacity Shortage	140 269	0,386

Já os valores de consumo de combustível e emissões por parte do sistema estão dispostos nas Tabelas 8 e 9, respetivamente.

Tabela 8: Consumo de combustível do sistema

Combustível	Valor	Unidade
Consumo total	8 588 591	L
Consumo médio diário	23 533	L/dia
Consumo médio horário	981	L/hora

Tabela 9: Emissões de gases poluentes por parte do sistema

Partícula	Quantidade	Unidade
Dióxido de Carbono	22 714 982	kg/ano
Monóxido de Carbono	3 264	kg/ano
Hidrocarbonetos não queimados	1 288	kg/ano
Matéria particulada	258	kg/ano
Dióxido de Enxofre	56 331	kg/ano
Óxidos de Nitrogénio	198 826	kg/ano

5. Casos de estudo

Dos resultados obtidos após a simulação do Caso Base, presentes na secção 4.4 do presente trabalho, verificou-se uma forte dependência da energia proveniente da geração térmica, destacada na Figura 18. Tal dependência traduz-se em elevados custos de operação do sistema, maioritariamente relacionados com o consumo de combustível, como se pode verificar através das Tabelas 5 e 8, respetivamente. Para além de afetar os custos operacionais do sistema, a elevada dependência da geração térmica conduz a elevadas emissões de gases de efeito de estufa, registados na Tabela 9.

Com o objetivo de reduzir a dependência da geração térmica, foram analisadas, parametrizadas e simuladas várias alternativas integradas ao SEE do Porto Santo, que passam pelo reforço da geração renovável, identificação de recursos do lado da procura e armazenamento de energia, visando a operação mais sustentável do SEE da ilha.

5.1. Caso de Estudo 1: Reforço da geração

renovável

No presente caso de estudo será estudada a viabilidade da operação do SEE da ilha do Porto Santo, descrito e parametrizado no capítulo 4, apenas com 2 grupos geradores térmicos. Desta forma ficam apenas ativos 2 grupos geradores respeitando o critério de segurança N-1.

Com a retirada de serviço de 2 grupos geradores o sistema perde 8 MW de capacidade de operação que será repostada recorrendo a um reforço da geração renovável existente, de forma a tornar o sistema menos dependente da geração térmica e por isso mais sustentável. Importante referir que tanto a carga elétrica como as restrições operacionais do sistema parametrizadas no capítulo anterior serão mantidas de forma a poder ser feita uma comparação de resultados.

5.1.1. Parametrização do sistema em software

5.1.1.1. Geração Solar Fotovoltaica

No que aos painéis solares fotovoltaicos diz respeito, optou-se por manter as características parametrizadas no capítulo 4, aumentando apenas a capacidade instalada. O parque solar do Caso de Estudo1 conta com uma potência total instalada de 5 MW, acompanhada de um reforço da capacidade dos conversores (de 2 MW para 5 MW), resultando num custo de instalação de 915 300 €, e num encargo anual fixo de 42 700 € relacionado com operação e manutenção [32].

5.1.1.2. Geração Eólica

Devido a uma limitação do software utilizado nas simulações, só é possível ter geradores eólicos de dois modelos diferentes. Como o sistema é composto por máquinas de dois modelos diferentes, Vestas V29 e Vestas V47, já não há espaço para mais um modelo, portanto o reforço da geração eólica passa pelo aumento do número de máquinas destes modelos ou pela substituição de um ou ambos os modelos de gerador eólico. Tendo em conta esta restrição e olhando para os perfis de velocidade do vento verificados no sistema ao longo do ano, presentes na Figura 37 do Anexo D, optou-se, com base na curva de potência em função da velocidade do vento característica das máquinas eólicas, pela substituição dos modelos de gerador eólico existentes por geradores Leitwind 90, de 1 MW de potência.

Foram então introduzidos cinco geradores eólicos Leitwind 90, cuja curva de potência está representada na Figura 19, de forma a perfazer uma potência total instalada de 5 MW, o que representa um custo total de instalação de 6 305 550 €, ao qual acresce um custo anual fixo de 59 750€ relacionado com operação e manutenção [32]. Cada máquina debita uma potência elétrica máxima de 1 MW e as turbinas estão colocadas a uma altura de 50 m.

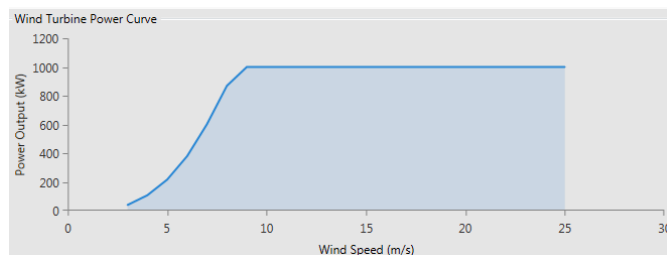


Figura 19: Curva de potência em função da velocidade do vento do gerador eólico Leitwind 90

5.1.2. Resultados

Após simulação do SEE parametrizado para o Caso de Estudo 1 foram obtidos os resultados abaixo registados. Os custos associados a esta alternativa estão registados na Tabela 10. Os resultados relacionados com a energia elétrica do SEE estão registados na Figura 20 e Tabelas 11 e 12. Quanto aos valores de consumo de combustível e emissão de gases poluentes, estes estão registados nas Tabelas 13 e 14.

Tabela 10: Custos do sistema

Custos do Sistema	
Custo da Energia (COE)	0,1182 €/kWh
Custo Operacional	3 722 548 €/ano
Custo de instalação	7 220 850 €

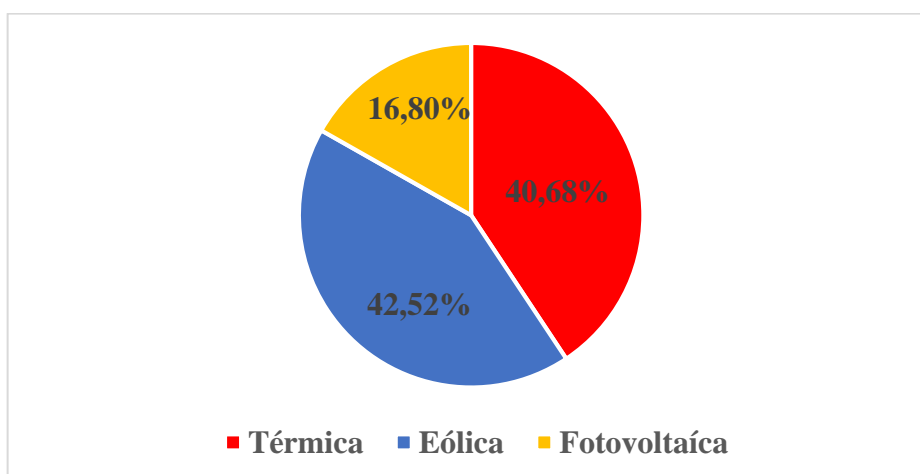


Figura 20: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema

Tabela 11: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema

Componente	Produção anual (kWh)	%
Solar Fotovoltaica	7 844 866	16,80
Térmica	19 009 875	40,68
Eólica Leitwind 90	19 832 045	42,52
Total	46 686 786	100

Tabela 12: Energia não consumida (excesso e falhas)

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	10 389 103	22,30
Carga não alimentada	122 433	0,337
Capacity Shortage	272 466	0,750

Tabela 13: Consumo de combustível do sistema

Combustível	Valor	Unidade
Consumo total	5 734 180	L
Consumo médio diário	15 714	L/dia
Consumo médio horário	655	L/hora

Tabela 14: Emissões de gases poluentes por parte do sistema

Partícula	Quantidade	Unidade
Dióxido de Carbono	15 167 342	kg/ano
Monóxido de Carbono	2 179	kg/ano
Hidrocarbonetos não queimados	860	kg/ano
Matéria particulada	172	kg/ano
Dióxido de Enxofre	37 613	kg/ano
Óxidos de Nitrogénio	132 761	kg/ano

5.1.3. Discussão de resultados

Comparando os resultados obtidos para o sistema do presente caso de estudo com os resultados do capítulo 4, referentes à operação do sistema elétrico do Porto Santo (Caso Base), verificou-se uma redução significativa nos custos operacionais do sistema bem como nos custos da energia, como se pode ver na Tabela 10. O custo de operação do sistema sofreu uma redução de 1 822 108 €/ano, fixando-se nos 3 722 548 € anuais enquanto que o custo da energia produzida pelo sistema diminuiu de 0,1531 €/kWh para 0,1182 €/kWh. Visto que o reforço da geração renovável acarreta um custo de instalação total de 7 220 850€, e considerando a poupança anual resultante da diminuição do custo operacional do sistema, o tempo de retorno do investimento necessário pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$\text{Tempo de retorno} = \frac{\text{Investimento} [\text{€}]}{\text{Poupança} [\text{€/ano}]} = \frac{7\,220\,850}{1\,822\,108} = 3,9629 \text{ anos}$$

Estes resultados justificam-se com o reforço da geração renovável, à qual estão associados reduzidos custos de operação e manutenção, e com a retirada de serviço de dois grupos geradores térmicos, o que permite uma redução muito significativa no consumo de combustível que se traduz numa redução do custo operacional do sistema.

Analisando a produção anual de energia por componente do sistema expresso na Figura 20, verificou-se um aumento significativo da contribuição da geração renovável para a geração total do sistema, sendo que a contribuição da geração solar fotovoltaica aumentou de 9,96% para 16,80%, já a contribuição da geração eólica teve um aumento mais significativo, passando de 6,96% para 42,52%. A geração solar fotovoltaica e a geração eólica fixaram-se em 7 844 866 kWh e 19 832 045 kWh, respetivamente. Em sentido contrário, verificou-se um decréscimo da contribuição da geração térmica para a geração total do sistema, passando de uma contribuição de 83,08% para 40,68%, fixando-se em 19 009 875 kWh a produção anual de energia proveniente dos dois grupos geradores térmicos do sistema, como se pode ver na Tabela 11. Estes resultados estão diretamente relacionados com a aposta no aumento da geração renovável, que possibilitou a operação do sistema com apenas dois grupos térmicos, o que contribuiu também para os resultados verificados. De notar que o aumento mais significativo na geração eólica só foi possível devido à substituição dos geradores eólicos existentes por um modelo de gerador eólico mais adequado ao perfil da velocidade do vento verificado na ilha.

Apesar dos resultados anteriores serem positivos, o mesmo não se verifica com o valor do parâmetro excesso de eletricidade, expresso na Tabela 12. De notar que este é um parâmetro que quantifica os períodos, ao longo do ano, nos quais a geração é superior à procura, verificando-se assim um desperdício de recursos pois o sistema não tira partido da totalidade da geração renovável disponível. Quando comparado com o caso inicial, este parâmetro sofreu um aumento de 10 164 594 kWh/ano, passando o sistema a apresentar um excesso de energia total de 10 389 103 kWh/ano, que representam 22,30% do total da energia produzida anualmente pelo sistema. Também se verificou um aumento pouco significativo na totalidade da carga não alimentada e na falta de capacidade do sistema. Este problema está relacionado com o reforço da geração renovável, tornando mais significativo para o sistema o impacto da disponibilidade intermitente associada à

geração renovável e a necessidade de aumento da reserva girante do sistema. Para estes resultados também contribui a limitação técnica dos geradores térmicos que obriga a que os mesmos operem com uma potência mínima de saída de 25% da sua potência nominal, o que nem sempre é necessário, contribuindo desta forma para o excesso de geração do sistema. Como o SEE da ilha do Porto Santo é um sistema isolado, não pode haver excesso de geração, sendo o equilíbrio entre a geração e procura alcançado através da desativação de parte da geração renovável, pode assim dizer-se que há um desaproveitamento de recursos.

Devido à maior penetração de geração renovável e à retirada de serviço de dois grupos geradores térmicos, o sistema do Caso de Estudo 1 apresenta uma redução significativa no consumo de combustível. Verificou-se uma redução no consumo anual de combustível de 2 854 411 L, sendo necessários 5 734 180 L anuais para operar o sistema, como se pode ver na Tabela 13. Devido à redução no consumo de combustível, verificou-se uma redução muito significativa nas emissões de gases poluentes por parte do sistema, registados na Tabela 14.

5.2. Caso de Estudo 2: Carga deferível

Após o reforço da geração renovável do sistema elétrico da ilha, aumentando de 16,92% para 59,32% a percentagem de carga servida por energia renovável, verificou-se um aumento significativo do desperdício de recursos. Este excesso de geração deve-se à dificuldade em garantir o equilíbrio entre geração e procura em sistemas isolados com elevada penetração de geração renovável.

A identificação de recursos do lado da procura perfila-se como uma solução para o problema do excesso de geração do sistema. O objetivo do presente caso de estudo é aplicar uma estratégia de “*Demand Response*” a parte da carga do sistema de forma a melhor adequar os perfis de carga e de geração, minimizando assim o excesso de geração. Para tal, parte da carga do sistema parametrizado no Caso de Estudo 1 será alocada num diagrama de carga deferível, de forma a ser alimentada em períodos de geração superior à procura.

A central dessalinizadora do Porto Santo cumpre os requisitos necessários para ser parametrizada como uma carga deferível, pois conta com uma necessidade diária de

energia bem definida e têm capacidade de armazenamento. Devido à escassez de água doce na ilha, é necessário proceder à dessalinização de água captada do oceano para abastecer os habitantes do município de Porto Santo. A central dessalinizadora da ilha conta com 2 000 kW de potência instalada e consome 2,8 kWh de energia para produzir um metro cúbico de água dessalinizada. O sistema de abastecimento de água necessita de uma quantidade diária de 6 900 m³ de água doce e conta com 10 depósitos, perfazendo uma capacidade total de armazenamento de 20 200 m³.

Como a central necessita de 2,8 kWh por cada metro cúbico de água dessalinizada, e como a quantidade diária de água necessária é de 6 900 m³, então a energia necessária diariamente para operar a central dessalinizadora é de 19 320 kWh/dia. O sistema tem uma capacidade de armazenamento equivalente a 56 560 kWh.

5.2.1. Modelação do sistema com carga deferível

De forma a parametrizar a carga deferível, parte da carga do diagrama parametrizado no Caso de Estudo 1 foi alocada num diagrama de carga deferível, como se pode ver na Figura 21. Foi definida uma carga média diária de 19 320 kWh representativa dos 6 900 m³ de água doce necessários diariamente pelo sistema, um pico de carga de 2 000 kW que representa a potência instalada na central dessalinizadora e uma capacidade de armazenamento de 56 560 kWh que representa os 20 200 m³ de capacidade de armazenamento de água existentes na ilha.

Atendendo a que o consumo diário da central dessalinizadora é de 19 320 kWh e como o seu consumo é contínuo ao longo do dia, foi retirada uma potência de 805 kW a cada hora do diagrama de carga parametrizado para o Caso de Estudo 1, resultando no novo diagrama de carga ilustrado na Figura 22, com um fator de carga de 0,28.



Figura 21: Parametrização da carga deferível.

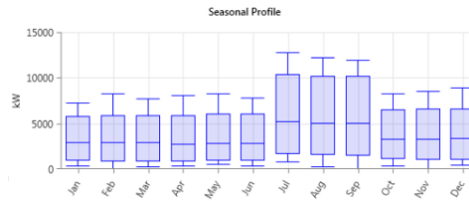


Figura 22: Diagrama de carga do sistema após retirada a carga deferível.

Os restantes parâmetros do sistema foram mantidos iguais aos parametrizados para o sistema do Caso de Estudo 1.

5.2.2. Resultados

Após simulação do SEE parametrizado para o Caso de Estudo 2 foram obtidos os resultados abaixo registados. Os custos associados a esta alternativa estão registados na Tabela 15. Os resultados relacionados com a energia elétrica do SEE estão registados na Figura 23 e Tabelas 17 e 18. Quanto aos valores de consumo de combustível e emissão de gases poluentes, estes estão registados nas Tabelas 19 e 20.

Tabela 15: Custos do sistema

Custos do Sistema	
Custo da Energia (COE)	0,08622 €/kWh
Custo Operacional	3 295 914 €/ano
Custo de instalação	7 220 850 €

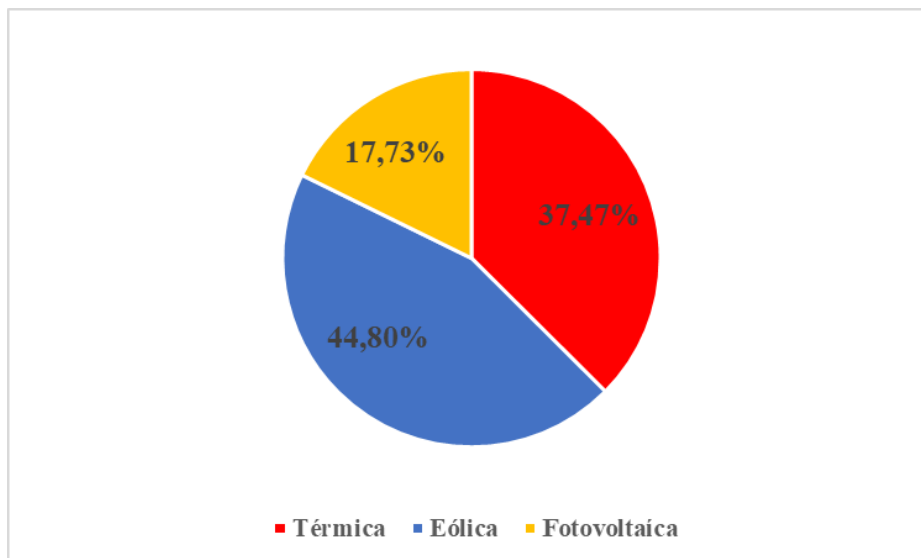


Figura 23: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema

Tabela 16: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema

Componente	Produção anual (kWh)	%
Solar Fotovoltaica	7 844 866	17,73
Térmica	16 616 877	37,47
Eólica Leitwind 90	19 832 045	44,8
Total	44 293 798	100

Tabela 17: Energia não consumida (excesso e falhas)

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	6 067 056	13,7
Carga não alimentada	94 774	0,247
Capacity Shortage	189 556	0,495

Tabela 18: Consumo de combustível do sistema

Combustível	Valor	Unidade
Consumo total	5 023 752	L
Consumo médio diário	13 765	L/dia
Consumo médio horário	574	L/hora

Tabela 19: Emissões de gases poluentes por parte do sistema

Partícula	Quantidade	Unidade
Dióxido de Carbono	13 286 747	kg/ano
Monóxido de Carbono	1 909	kg/ano
Hidrocarbonetos não queimados	754	kg/ano
Matéria particulada	151	kg/ano
Dióxido de Enxofre	32 950	kg/ano
Óxidos de Nitrogénio	116 300	kg/ano

5.2.3. Discussão de resultados

Analisando os custos do sistema e comparando com os resultados obtidos no Caso Base, verificou-se uma redução no custo da energia e de operação do sistema resultantes da transformação em carga deferível da energia necessária para operar a central dessalinizadora, expressa nos valores registados na Tabela 15. O custo de energia obtido

pelo novo sistema foi de 0,08622 €/kWh, enquanto que o custo anual de operação do sistema sofreu uma redução de 2 248 742 €/ano, fixando-se este encargo anual nos 3 295 914 €/ano. Apesar de não ter nenhum custo de instalação associado, a solução testada no presente caso de estudo permitiu uma poupança anual superior à verificada para o Caso de Estudo 1, o que possibilita a redução do tempo de retorno do investimento necessário para proceder ao reforço da geração renovável:

$$\textit{Tempo de retorno} = \frac{\textit{Investimento} \text{ [€]}}{\textit{Poupança} \text{ [€/ano]}} = \frac{7\,220\,850}{2\,248\,742} = 3,2111 \textit{ anos}$$

Verificou-se ainda, da análise dos dados da Tabela 17, uma redução muito significativa no desperdício de recursos, quando comparado com o Caso de Estudo 1, passando o valor do parâmetro excesso de eletricidade de 22,30% para 13,70% da geração total do sistema. Estes resultados estão relacionados com a melhor adequação do perfil de geração ao perfil de carga, possibilitado pela introdução de carga deferível, o que permite um melhor aproveitamento da geração renovável do sistema.

Comparando a geração por componente do sistema verificou-se, quando comparado com os resultados obtidos no Caso Base, uma redução da geração térmica e um aumento dos valores de geração renovável, como se pode verificar através da Figura 23. A produção anual de energia elétrica dos grupos térmicos do sistema sofreu uma redução de 13 751 589 kWh/ano, fixando-se nos 16 616 877 kWh/ano o que representa 37,47% da energia total produzida pelo sistema. A geração solar e eólica manteve-se igual à verificada para o Caso de Estudo 1. Já a energia produzida anualmente pelo sistema sofreu um aumento de 7 740 961 kWh/ano. Estes resultados, registados na Tabela 16, são consequência da elevada penetração de geração renovável em sistemas elétricos isolados.

Como resultado da redução da energia proveniente da geração térmica, verificou-se uma redução no consumo de combustível, como se pode ver pela Tabela 18. O consumo anual de combustível do sistema parametrizado foi de 5 023 752 L/ano, o que representa uma redução de 3 534 839 L/ano quando comparado com o sistema parametrizado no Caso Base. Devido à redução no consumo anual de combustível por parte dos grupos térmicos, verificou-se uma redução nas emissões de gases poluentes para a atmosfera, registados na Tabela 19.

5.3. Caso de Estudo 3: Banco de baterias

Uma possível solução alternativa para o problema de excesso de geração do Caso de Estudo 1 é armazenamento do excesso de energia de forma a ser utilizada posteriormente. A tecnologia mais utilizada para armazenar energia elétrica é a bateria. Com a evolução desta tecnologia, as baterias já são capazes de armazenar energia à escala dos SEE. O objetivo do presente caso de estudo é estudar o impacto da introdução de um banco de baterias no sistema parametrizado para o Caso de Estudo 1.

5.3.1. Parametrização do sistema em software

Partindo do sistema parametrizado para o Caso de Estudo 1, foram adicionadas duas baterias de íões de lítio com capacidade individual de 1 MWh, dotando o sistema de uma capacidade de armazenamento 2 MWh de energia elétrica.

Com base em [33], foi definido, para cada bateria, um custo de instalação de 598 000 € e um encargo anual de 8 540 € referente a custos de operação e manutenção. O custo de instalação do banco de baterias é acrescentado ao custo associado ao reforço da geração renovável, o que perfaz um custo de instalação total de 8 416 850 €. Ambas as baterias estão acopladas ao barramento DC do sistema. Os restantes parâmetros do sistema foram mantidos iguais aos parametrizados para o Caso de Estudo 1.

5.3.2. Resultados

Após simulação do SEE parametrizado para o Caso de Estudo 3 foram obtidos os resultados abaixo registados. Os custos associados a esta alternativa estão registados na Tabela 20. Os resultados relacionados com a energia elétrica do SEE estão registados na Figura 24 e Tabelas 21 e 22. Quanto aos valores de consumo de combustível e emissão de gases poluentes, estes estão registados nas Tabelas 23 e 24.

Tabela 20: Custos do sistema

Custos do Sistema	
Custo da Energia (COE)	0,08166 €/kWh
Custo Operacional	2 865 166 €/ano
Custo de instalação	8 416 850 €

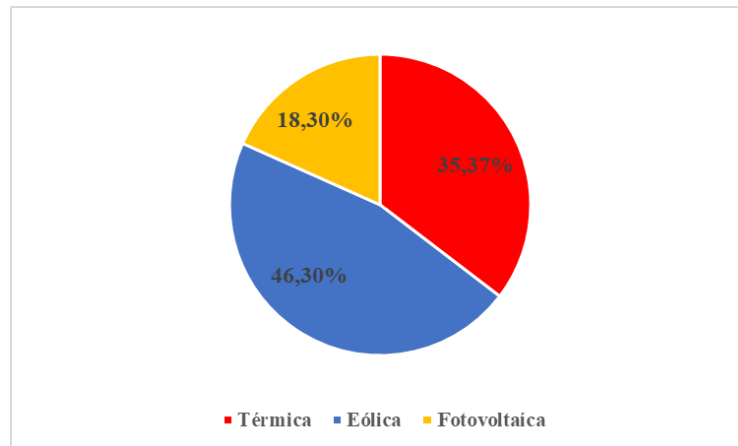


Figura 24: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema

Tabela 21: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema

Componente	Produção anual (kWh)	%
Solar Fotovoltaica	7 844 866	18,30
Térmica	15 176 874	35,37
Eólica Leitwind 90	19 832 045	46,30
Total	42 853 785	100

Tabela 22: Energia não consumida (excesso e falhas)

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	6 571 500	15,30
Carga não alimentada	108 424	0,299
Capacity Shortage	171 611	0,472

Tabela 23: Consumo de combustível do sistema

Combustível	Valor	Unidade
Consumo total	4 163 840	L
Consumo médio diário	11 409	L/dia
Consumo médio horário	475	L/hora

Tabela 24: Emissões de gases poluentes por parte do sistema

Partícula	Quantidade	Unidade
Dióxido de Carbono	11 012 463	kg/ano
Monóxido de Carbono	1 582	kg/ano
Hidrocarbonetos não queimados	625	kg/ano
Matéria particulada	125	kg/ano
Dióxido de Enxofre	27 310	kg/ano
Óxidos de Nitrogénio	96 393	kg/ano

5.3.3. Discussão de resultados

Analisando os custos do sistema, registados na Tabela 20, e comparando com os resultados obtidos no Caso de Estudo 1, verificou-se uma redução no custo da energia e de operação do sistema resultantes da introdução de um banco de baterias no sistema. O custo de energia obtido pelo novo sistema foi de 0,08166 €/kWh, enquanto que o custo anual de operação do sistema sofreu uma redução de 2 679 490 €/ano, fixando-se este encargo anual nos 2 865 166 €/ano. Visto que os encargos referentes à instalação das baterias foram de 8 416 850 € e considerando uma poupança anual de 2 679 490 € referentes à redução dos custos operacionais do sistema, o tempo de retorno do investimento pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$\textit{Tempo de retorno} = \frac{\textit{Investimento} \text{ [€]}}{\textit{Poupança} \text{ [€/ano]}} = \frac{8\,416\,850}{2\,679\,490} = 3,1412 \text{ anos}$$

Verificou-se ainda uma redução muito significativa no excesso de energia produzida pelo sistema, como se pode ver na Tabela 22, passando de 22,30 % para 15,30% da geração total do sistema, quando comparado com os resultados obtidos para o Caso de Estudo 1. Estes resultados estão relacionados com a instalação do banco de baterias, que permitem armazenar o excesso de energia renovável gerada pelo sistema e utilizá-la de forma estratégica em períodos de escassez de geração renovável, diminuindo assim a dependência da geração térmica do sistema e reduzindo o desperdício de recursos.

Comparando a geração por componente do sistema, através da Figura 24, verificou-se, quando comparado com os resultados obtidos no Caso Base, uma redução da geração térmica e um aumento dos valores de geração renovável. A produção anual de energia

elétrica dos grupos térmicos do sistema sofreu uma redução anual de 15 191 592 kWh, fixando-se nos 15 176 874 kWh/ano o que representa 35,37% da energia total produzida pelo sistema. A geração solar e eólica manteve-se igual à verificada para o Caso de Estudo 1. Já a energia produzida anualmente pelo sistema sofreu uma redução de 3 833 001 kWh/ano, quando comparada com os resultados obtidos para o Caso de Estudo 1. Estes resultados, presentes na Tabela 21, são consequência da introdução de armazenamento no sistema, o que permite um melhor aproveitamento da geração.

Como resultado da redução da energia proveniente da geração térmica, verificou-se uma redução significativa no consumo de combustível, como se pode ver na Tabela 23. O consumo anual de combustível do sistema parametrizado foi de 4 163 840 L/ano, o que representa uma redução de 4 424 751 L/ano quando comparado com o sistema parametrizado para o Caso Base. Devido à redução no consumo anual de combustível por parte dos grupos térmicos, verificou-se uma redução nas emissões de gases poluentes para a atmosfera, como se pode ver pela Tabela 24.

5.4. Caso de Estudo 4: Sistema hidroelétrico com bombagem

Outra forma de armazenar energia em SEE é através do recurso a sistemas hidroelétricos com bombagem. Esta tecnologia utiliza o excesso de energia produzido pelo sistema para bombear água de um reservatório para outro, que se encontra a uma altura superior do primeiro. Quando a água armazenada no reservatório superior é libertada, esta acionada as turbinas hidroelétricas do sistema de forma a gerar eletricidade. Desta forma é possível armazenar o excesso de energia elétrica produzida pelo sistema sob forma de energia potencial por um longo período de tempo e em grandes quantidades.

O presente caso de estudo tem como objetivo avaliar o impacto da instalação de armazenamento hidroelétrico no sistema do Caso de Estudo 1. Importa referir que, como não há fios de água doce, a água terá de ser captada diretamente do oceano (que funcionará como reservatório inferior, reduzindo assim o custo de instalação) e bombeada para um reservatório situado a uma cota de 250 metros, como acontece no sistema de geração hidroelétrica com bombagem da ilha de Okinawa [10]. Todos os elementos do

sistema do Caso de Estudo 1 foram mantidos para que pudesse ser feita uma comparação dos resultados do sistema com e sem armazenamento.

5.4.1. Modelação de um sistema hidroelétrico com bombagem em software

Como o *Homer Pro* não disponibiliza nenhum modelo de sistema hidroelétrico com bombagem, é necessário a criação de um modelo que simule este tipo de sistema de armazenamento. Tal como em [34], o modelo será construído tendo como base o modelo da bateria ideal, que é caracterizada pela sua capacidade [Ah], corrente máxima de carga [A] e corrente máxima de descarga [A]. De forma análoga, o sistema hidroelétrico com bombagem será caracterizado pelo volume do seu reservatório [m³], caudal máximo de carga [m³/s] e caudal máximo de descarga [m³/s]. A tensão da bateria é equivalente à tensão do gerador do sistema hidroelétrico. É também necessário definir o rendimento da conversão da energia potencial em energia elétrica.

Para fazer a analogia entre um modelo de uma bateria ideal e um modelo hidroelétrico com bombagem são necessárias as seguintes equações:

$$P = U * I \quad (1)$$

Em que:

P = Potência elétrica [W].

U = Tensão [V].

I = Corrente [A].

$$P = g * \eta * Q * H \quad (2)$$

Em que:

P =Potência do sistema [kW].

g = Aceleração gravítica = 9.81 m/s².

η = Rendimento da conversão de energia.

Q = Caudal [m^3/s].

H = Altura do reservatório [m].

$$E_S = U \frac{C_B}{1\ 000} \quad (3)$$

Em que:

E_S = Energia armazenada no sistema [kWh].

C_B = Capacidade da bateria [Ah].

$$E_S = \frac{g * \eta * H * V}{3\ 600} \quad (4)$$

Em que:

g = Aceleração gravítica = 9,81 m/s^2 .

η = Rendimento da conversão de energia.

V = Volume do reservatório [m^3].

Para parametrizar o sistema hidroelétrico foi considerada uma altura de 250 m, um rendimento de 90% na conversão de energia, um reservatório com um volume de 50 000 m^3 , uma tensão de 240 V e tempos de carga e descarga do reservatório de 2 e 6 horas, respetivamente.

Considerando os dados do sistema, a energia nele armazenada, em kWh e em Ah, pode ser calculada usando a Equações 3 e 4:

$$E_S = \frac{9,81 * 0,9 * 250 * 50\ 000}{3\ 600} = 30\ 656,3\ kWh$$

$$C_B = \frac{1\ 000 * 30\ 656,3}{240} = 127\ 734\ Ah$$

Considerando um tempo de carga de 2 horas, e através das equações 2 e 1, é possível determinar a corrente máxima de carga:

$$Q_{carga} = \frac{V}{t} = \frac{50\ 000}{2 * 60 * 60} = 6,94\ m^3/s$$

$$P_{carga} = 9,81 * 0,9 * 6,94 * 250 = 15\ 318,3\ kW$$

$$I_{\text{máxima de carga}} = \frac{15\,318,3}{240} = 63\,826,3 \text{ A}$$

O mesmo processo é tido em conta para determinar a corrente máxima de descarga, sendo o tempo de descarga considerado igual a 6 horas:

$$Q_{\text{descarga}} = \frac{V}{t} = \frac{50\,000}{6 * 60 * 60} = 2,31 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$P_{\text{descarga}} = 9,81 * 0,9 * 2,31 * 250 = 5\,098,75 \text{ kW}$$

$$I_{\text{máxima de descarga}} = \frac{5\,098,75}{240} = 21\,244,8 \text{ A}$$

Considerando que o sistema modelado tem um tempo de vida de 25 anos, e que é capaz de completar dois ciclos por dia, o parâmetro *Lifetime Throughout (LT)* é determinado pela seguinte expressão:

$$LT = 25 * 365 * 2 * 30\,656,3 = 559\,477\,475 \text{ kWh}$$

O sistema hidroelétrico com bombagem foi parametrizado em software com recurso aos dados calculados anteriormente, como se pode ver pela Figura 25.

Figura 25: Parametrização em software do sistema hidroelétrico com bombagem.

O sistema hidroelétrico com bombagem parametrizado tem um custo de instalação de 19 858 179 € aos quais se somam 7 220 850 € referentes ao reforço da geração renovável, enquanto que os encargos anuais relacionados com operação e manutenção do sistema são de 21 350 € [35].

Todos os restantes componentes do sistema do presente caso de estudo foram mantidos iguais aos parametrizados para o Caso de Estudo 1.

5.4.2. Resultados

Após simulação do SEE parametrizado para o Caso de Estudo 4 foram obtidos os resultados abaixo registados. Os custos associados a esta alternativa estão registados na Tabela 25. Os resultados relacionados com a energia elétrica do SEE estão registados na Figura 26 e Tabelas 26 e 27. Quanto aos valores de consumo de combustível e emissão de gases poluentes, estes estão registados nas Tabelas 28 e 29.

Tabela 25: Custos do sistema

Custos do Sistema	
Custo da Energia (COE)	0,06482€/kWh
Custo Operacional	2 083 766 €/ano
Custo de instalação	27 079 029 €

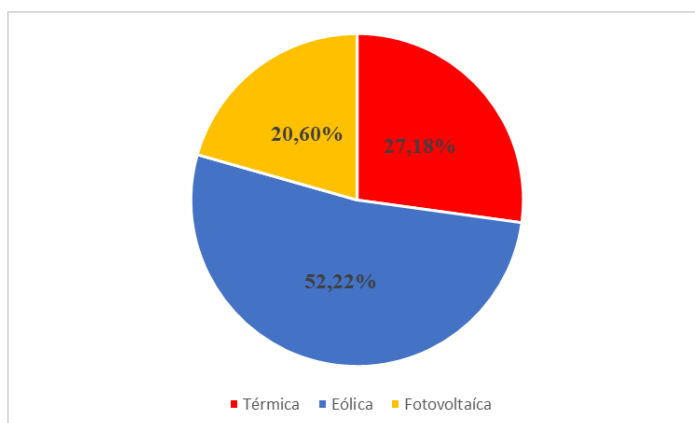


Figura 26: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema

Tabela 26: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema

Componente	Produção anual (kWh)	%
Solar Fotovoltaica	7 844 866	20,6
Térmica	10 336 986	27,18
Eólica Leitwind 90	19 832 045	52,20
Total	38 013 896	100

Tabela 27: Energia não consumida (excesso e falhas)

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	1 817 349	4,78
Carga não alimentada	102 957	0,283
Capacity Shortage	210 629	0,580

Tabela 28: Consumo de combustível do sistema

Combustível	Valor	Unidade
Consumo total	2 967 922	L
Consumo médio diário	8 132	L/dia
Consumo médio horário	339	L/hora

Tabela 29: Emissões de gases poluentes por parte do sistema

Partícula	Quantidade	Unidade
Dióxido de Carbono	7 849 518	kg/ano
Monóxido de Carbono	1 128	kg/ano
Hidrocarbonetos não queimados	445	kg/ano
Matéria particulada	89	kg/ano
Dióxido de Enxofre	68 707	kg/ano
Óxidos de Nitrogénio	132 761	kg/ano

5.4.3. Discussão de resultados

Comparando os resultados do presente caso de estudo com os resultados obtidos no Caso Base, verificou-se um impacto positivo da introdução de armazenamento hidroelétrico no sistema pois os custos de produção de energia e de operação do sistema baixaram significativamente, como se pode ver na Tabela 25. O custo de energia reduziu para 0,06482 €/kWh. Já o encargo anual resultante da operação do sistema fixou-se em 2 083 766 €/ano, verificando-se uma redução de anual de 3 460 890 €. O sistema hidroelétrico com bombagem necessita de um investimento inicial de 27 079 029 €. Considerando o investimento inicial e a poupança anual resultante da redução do custo de operação do sistema, pode-se então calcular o tempo de retorno do investimento através da seguinte expressão:

$$\text{Tempo de retorno} = \frac{\text{Investimento [€]}}{\text{Poupança [€/ano]}} = \frac{27\,079\,029}{3\,460\,890} = 7,8243 \text{ anos}$$

Estes resultados foram conseguidos devido à possibilidade de armazenar o excesso de produção do sistema, tornando o sistema menos dependente da geração térmica, como se pode ver pela Figura 26.

Da análise dos dados da Tabela 26, referentes à produção anual de energia por componente do sistema, verificou-se uma diminuição 20 031 480 kWh na produção anual de energia térmica, fixando-se nos 10 336 986 kWh anuais. Já os valores de geração de energia renovável do sistema mantiveram-se iguais aos verificados no Caso de Estudo 1. Estes resultados alteraram a contribuição percentual de cada tipo de geração para a geração total do sistema. A contribuição da geração térmica diminuiu de 83,08% para 27,18%. A contribuição da geração solar aumentou de 9,96% para 20,60%. Já a contribuição da geração eólica aumentou de 6,96% para 52,20%. Estes resultados estão diretamente relacionados com o aproveitamento do excesso de geração de energia, por parte do sistema de armazenamento implementado no presente caso de estudo, que é armazenada de forma a ser utilizada nos períodos de tempo mais oportunos para o sistema.

Como era de esperar, quando comparado com o sistema do Casos de Estudo 1, verificou-se uma redução muito significativa no desperdício de recursos, como se pode através da Tabela 27. Sem armazenamento o sistema apresentava um excesso de geração anual de 10 389 103 kWh/ano. Após a implementação da solução de armazenamento o excesso de geração anual passou a ser de 1 817 349 kWh/ano, o que representa uma redução, em termos percentuais, dos 22,30% para os 4,78%.

Outra vantagem resultante da implementação de armazenamento de energia no sistema foi a redução significativa no consumo de combustível. Verificou-se, através dos dados da Tabela 28, uma redução de 5 620 669 L no combustível consumido anualmente pelo sistema, fixando-se este parâmetro em 2 967 922 L anuais. Como consequência destes resultados, verificou-se uma diminuição acentuada nas emissões de gases poluentes por parte do sistema, como se pode ver na Tabela 29. Mais uma vez, estes resultados só são possíveis devido ao aproveitamento do excesso de geração do sistema por parte do armazenamento instalado, que é maioritariamente proveniente de geração renovável, não tendo por isso poluição associada.

5.5. Caso de Estudo 5: Introdução de Hidrogénio no Sistema

Após se ter reforçado a geração renovável do sistema no Caso de Estudo 1, verificou-se que grande parte da energia produzida era contabilizada como excesso de energia, verificando-se por isso desaproveitamento de recursos. No presente caso de estudo será abordada uma alternativa ao armazenamento eletroquímico e hidroelétrico, que passa por canalizar o excesso de energia verificado no sistema para a produção de hidrogénio.

O hidrogénio pode ser utilizado em sistemas de geração de energia elétrica altamente eficientes, nos quais se incluem as células de combustível. As células de combustível podem ser utilizadas em sistemas de GD, devido ao seu elevado rendimento, e na mobilidade elétrica, como alternativa às baterias eletroquímicas, apresentando elevadas autonomias e tempos de carregamento rápidos [36].

5.5.1. Sistema de geração elétrica a hidrogénio

O objetivo do presente caso de estudo é verificar o impacto da introdução de geração a hidrogénio no sistema elétrico do Caso de Estudo 1, no qual foi verificado excesso de geração. Para isso é necessário a introdução de três novos componentes ao sistema: um eletrolisador, um tanque de hidrogénio e uma célula de combustível.

O excesso de energia do sistema será transformado em hidrogénio através do eletrolisador. O hidrogénio gerado será armazenado no tanque de hidrogénio de forma a ser transformado, quando for mais conveniente ao sistema, em energia elétrica pela pilha de combustível.

5.5.2. Parametrização do sistema de geração a hidrogénio em software

Para o sistema do presente caso de estudo, e partindo do sistema do Caso de Estudo 1, foi parametrizado um eletrolisador, com uma potência nominal de 5 MW, carga mínima de 0% de forma a poder operar em qualquer regime de carga, rendimento de 85% e

acoplado ao barramento DC do sistema elétrico, e um tanque de armazenamento com uma capacidade de 1 000 kg de hidrogénio.

Como o *Homer Pro* não disponibiliza nenhum modelo pré-definido de célula de combustível, foi necessário proceder à construção de um modelo de raiz. Para isso, partiu-se de um modelo de gerador térmico e alteraram-se alguns dos seus principais parâmetros. Definiu-se o hidrogénio como tipo combustível, uma potência nominal de 5 MW e acoplamento ao barramento DC do sistema. As curvas de combustível e rendimento foram ajustadas, como se pode ver nas Figuras 27 e 28, de forma a condizerem com um modelo de célula de combustível, tendo resultado num consumo de 0,06 kg/h/kW e um rendimento de 50% para regimes de carga superiores a 6% da carga nominal, típico das células de combustível.

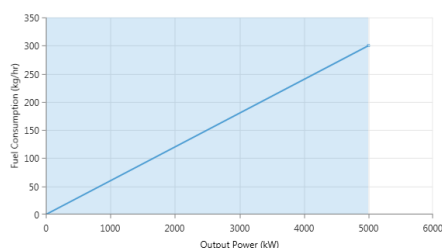


Figura 27: Curva de combustível definida para a pilha de combustível.

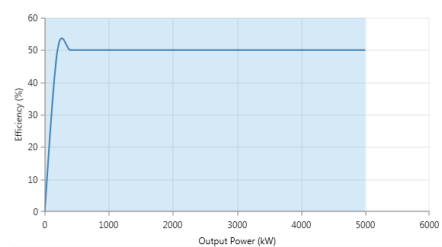


Figura 28: Curva de rendimento definida para a pilha de combustível.

O custo total de instalação do sistema de geração a hidrogénio foi de 19 654 753 € ao quais acrescem 7 220 850 € relativos ao investimento no reforço da geração renovável, o custo anual de operação e manutenção do sistema parametrizado é de 8 233,78 € [32]. Os restantes parâmetros do sistema foram mantidos iguais aos definidos para o sistema do Caso de Estudo 1.

5.5.3. Resultados

Após simulação do SEE parametrizado para o Caso de Estudo 1 foram obtidos os resultados abaixo registados. Os custos associados a esta alternativa estão registados na

Tabela 30. Os resultados relacionados com a energia elétrica do SEE estão registados na Figura 29 e Tabelas 31 e 32. Quanto aos valores de consumo de combustível e emissão de gases poluentes, estes estão registados nas Tabelas 33 ,34 e 35.

Tabela 30: Custos do sistema

Custos do Sistema	
Custo da Energia (COE)	0,1108 €/kWh
Custo Operacional	2 491 450 €/ano
Custo de instalação	26 875 603 €

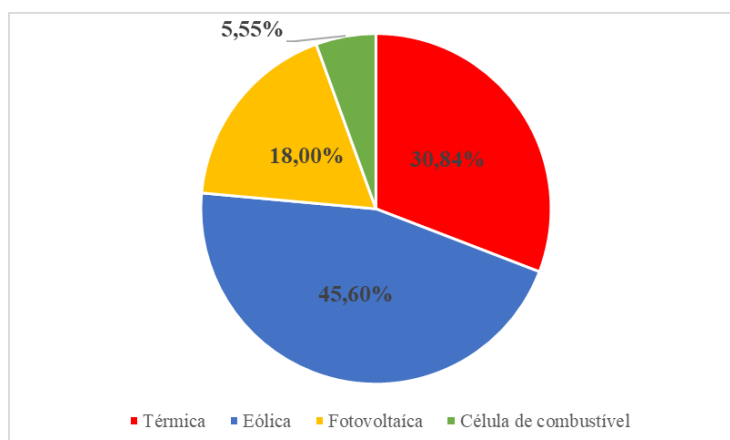


Figura 29: Contribuição, por tipo de geração, para a produção anual de energia do sistema

Tabela 31: Produção anual de energia elétrica por componente do sistema

Componente	Produção anual (kWh)	%
Solar Fotovoltaica	7 844 866	18
Térmica	13 414 221	30,84
Eólica Leitwind 90	19 832 045	45,60
Célula de combustível	2 413 851	5,55
Total	38 013 896	100

Tabela 32: Energia não consumida (excesso e falhas)

Quantidade	kWh/ano	%
Excesso de eletricidade	618 395	1,42
Carga não alimentada	116 520	0,321
Capacity Shortage	236 393	0,651

Tabela 33: Consumo de diesel do sistema

Combustível (Diesel)	Valor	Unidade
Consumo total	3 851 497	L
Consumo médio diário	10 553	L/dia
Consumo médio horário	440	L/hora

Tabela 34: Consumo de hidrogénio do sistema

Combustível (Hidrogénio)	Valor	Unidade
Consumo total	144 831	kg
Consumo médio diário	397	kg/dia
Consumo médio horário	16,50	kg/hora

Tabela 35: Emissões de gases poluentes por parte do sistema

Partícula	Quantidade	Unidade
Dióxido de Carbono	10 183 295	kg/ano
Monóxido de Carbono	3 428	kg/ano
Hidrocarbonetos não queimados	682	kg/ano
Matéria particulada	132	kg/ano
Dióxido de Enxofre	25 261	kg/ano
Óxidos de Nitrogénio	89 539	kg/ano

5.5.4. Discussão de resultados

Comparado os resultados obtidos no presente caso de estudo com os obtidos no Caso Base, no que a custos do sistema diz respeito, verificou-se uma diminuição no custo da energia e nos encargos de operação do sistema, como se pode ver pelos valores registados na Tabela 30. O custo de energia fixou-se nos 0,1108 €/kWh, enquanto que o custo operacional do sistema foi de 2 491 450 €/ano, resultando numa diminuição de 3 053 206 € no custo anual de operação do sistema. O investimento inicial necessário para a instalação dos novos componentes do sistema, eletrolisador, tanque de hidrogénio e célula de combustível, é de 19 654 753 € aos quais ascendem 7 220 850 € relativos ao reforço da geração renovável. Considerando a poupança anual de 3 053 206 € com

encargos de operação do sistema, o tempo de retorno do investimento pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$\textit{Tempo de retorno} = \frac{\textit{Investimento} [\textit{€}]}{\textit{Poupança} [\textit{€}/\textit{ano}]} = \frac{26\,875\,603}{3\,053\,206} = 8,8024 \textit{ anos}$$

Estes resultados estão relacionados com a introdução do sistema de geração a hidrogénio, em que a célula de combustível produz energia elétrica a partir de hidrogénio obtido aproveitando o excesso de energia do sistema, através do eletrolisador.

Analisando os resultados do sistema electroprodutor, presentes na Tabela 31 e Figura 29, e comparando com os resultados obtidos no Caso de Estudo 1, verificou-se uma diminuição anual na geração térmica de 16 954 245 kWh, tendo os dois grupos térmicos contribuído com 13 414 221 kWh de energia, o que representa 30,84% da energia produzida anualmente pelo sistema. Estes resultados eram espectáveis devido à introdução da pilha de combustível, responsável por produzir um total de 2 413 851 kWh de energia por ano, correspondentes a 5,55% do total da energia produzida anualmente pelo sistema. Quanto à geração eólica e solar, verificou-se que a quantidade de energia produzida por estas unidades manteve-se igual à verificada para o Caso de Estudo 1, alterando-se apenas a contribuição de cada uma delas para a o total de energia produzida pelo sistema, sendo que a geração eólica é responsável por 45,60% do total da energia produzida anualmente pelo sistema, enquanto que a contribuição da geração solar é de 18%.

Olhando para os resultados do excesso de energia do sistema, e comparando com os obtidos no Caso de Estudo 1, verificou-se que o aproveitamento do excesso de energia para gerar hidrogénio que alimenta a célula de combustível do sistema resultou numa diminuição de 8 571 754 kWh/ano no excesso de energia, como se pode ver pela Tabela 32, o que significa que apenas 4,78% do total da energia gerada pelo sistema não pode ser aproveitada.

Outro resultado verificado neste caso de estudo, foi a diminuição do consumo de combustível do sistema, registado na Tabela 33, quando comparado com o consumo verificado no Caso Base. Após a introdução do sistema de geração a hidrogénio em conjunto com o reforço da geração renovável, o consumo anual de combustível do sistema, mais especificamente de diesel, sofreu uma redução de 4 737 094L, fixando-se

nos 3 851 497 L anuais. Estes resultados justificam-se com menor dependência da geração térmica do sistema, resultante da energia elétrica produzida pela célula de combustível adicionada ao sistema. A redução o consumo de diesel teve impacto direto nas emissões de gases poluentes do sistema, verificando-se uma redução significativa na quantidade de emissões, como se pode ver pelos valores da Tabela 35. Como a célula de combustível é uma tecnologia não poluente, não há qualquer contribuição da utilização de hidrogénio para as emissões do sistema, presentes na Tabela 34.

6. Conclusões e trabalho futuro

O trabalho desenvolvido em torno desta dissertação teve como objetivo caracterizar o impacto da disseminação da GD num sistema insular isolado aplicando uma estratégia de controlo local, à semelhança de uma micro-rede. Para tal, recorreu-se a uma ferramenta de simulação de forma a parametrizar e simular um sistema deste tipo. Todas as simulações tiveram como objetivo avaliar o impacto das alterações feitas sobre duas variáveis do sistema inicial: custo de operação e emissões de gases poluentes.

Após a realização das simulações verificou-se que, apesar de diminuir a dependência da geração térmica, o reforço da geração renovável resultou num aumento significativo do excesso de geração, devido à desadequação entre os perfis de geração e carga. De forma a solucionar o problema foram abordadas duas estratégias: a identificação de recursos no lado da procura através da aplicação do conceito de carga deferível e a introdução de armazenamento de energia. Ambas as abordagens foram bem sucedidas, verificando-se diminuição no excesso de geração em todas as simulações realizadas apesar de nem todas as soluções apresentadas serem economicamente viáveis, apresentando tempos de retorno elevados.

O aspeto mais importante a reter com a realização deste trabalho prende-se com a dificuldade em garantir o equilíbrio entre a geração e a procura em sistemas isolados com elevada disseminação de GD. A presença de GD em maior número aumentará a complexidade do controlo dos SEE, sendo por isso necessário encontrar estratégias de controlo alternativas. Tais estratégias poderão passar pela subdivisão dos SEE, diminuindo assim a complexidade de controlo através da gestão local de recursos, do lado da oferta e do lado da procura, garantindo desta forma o equilíbrio entre a geração e a procura, o que se enquadra no conceito de micro-rede.

Como em qualquer trabalho de investigação, surgem diversas vertentes que poderão dar continuidade ao trabalho desenvolvido. Da realização da presente dissertação constatou-se a necessidade da elaboração de um algoritmo de despacho específico para o sistema em estudo, de forma a aferir melhorias nos resultados das simulações realizadas com um algoritmo pré-definido, e por isso mais geral. Além disso, poderá também ser importante a realização de uma análise do comportamento das soluções apresentadas durante regimes transitórios, tais como variações abruptas de carga ou perdas de geração.

7. Referências

- [1] Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, “(GDEE) Geração Distribuída de Energia Eléctrica,” 2014.
- [2] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, “Effects of Distributed Generation on Electric Power Systems,” *Procedia Technol.*, vol. 12, pp. 681–686, 2014.
- [3] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: Definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [4] C. A. Do Nascimento, “Princípio De Funcionamento Da Célula Fotovoltaica,” *Monogr. apresentada ao Dep. Eng. da Univ. Fed. Lavras, como parte das Exig. do curso Pós-Graduação Lato-Sensu em Fontes Altern. energia-Lavras MG*, p. 21, 2004.
- [5] D. F. dos S. Moreira, “Implementação de Microgeração no Sector Residencial,” 2010.
- [6] P. Eliane, A. Faria, and A. Fadigas, “Fundamentos da Energia Eólica e Tecnologias de Conversão,” 2008.
- [7] ICF International, “Diesel Generators : Improving Efficiency and Emission Performance in India.” p. 24, 2014.
- [8] D. N. Gaonkar and R. N. Patel, “Modeling and Simulation of Microturbine Based Distributed Generation System,” *2006 IEEE Power India Conf.*, pp. 0–4, 2006.
- [9] A.-M. Borbely, J. F. Kreider, and CRC Press., *Distributed generation : the power paradigm for the new millennium*. 2001.
- [10] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami, and M. M. Alam, “Pumped hydro energy storage system: A technological review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 586–598, 2015.
- [11] V. Hugo and M. Patrício, “Modelização de um mecanismo de levitação supercondutor para um sistema de volante de inércia comercial,” 2011.
- [12] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power

- systems: An overview,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009.
- [13] P. S. Moura and A. T. De Almeida, “Hidrogénio e Células de Combustível,” *Gaz. Física*, p. 6, 2012.
- [14] G. Beata and M. Andrzej, “World ’ s largest Science , Technology & Medicine Open Access book publisher :,” *Capsaicin Sensitive Neural Afferentation Gastrointest. Tract from Bench to Bedside*.
- [15] Q. Fu, A. Nasiri, A. Solanki, A. Bani-Ahmed, L. Weber, and V. Bhavaraju, “Microgrids: Architectures, Controls, Protection, and Demonstration,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 43, no. 12, pp. 1453–1465, 2015.
- [16] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids management: Control and Operation Apects of microgirds,” *IEEE power energy Mag.*, no. june, pp. 54–65, 2008.
- [17] K. C. Soni and F. F. Belim, “MicroGrid during Grid-connected mode and Islanded mode - A Review,” *Natl. Conf. Recent Res. Eng. Technol. (NCRRET-2015), Int. J. Adv. Eng. Res. Dev. (IJAERD), e-ISSN2348-4470, print ISSN2348-6406*, no. 4, 2015.
- [18] D. Das, G. Gurralla, and U. J. Shenoy, “Transition between grid-connected mode and islanded mode in VSI-fed microgrids,” *Sadhana - Acad. Proc. Eng. Sci.*, vol. 42, no. 8, pp. 1239–1250, 2017.
- [19] N. Hatziargyriou editor of compilation, *Microgrid : architectures and control*. 2014.
- [20] B. J. Brearley and R. R. Prabu, “A review on issues and approaches for microgrid protection,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 988–997, 2017.
- [21] S. A. Hosseini, H. A. Abyaneh, S. H. H. Sadeghi, F. Razavi, and A. Nasiri, “An overview of microgrid protection methods and the factors involved,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 174–186, 2016.
- [22] X. X. Zhao, M. C. Xia, X. H. He, and Y. Zhou, “Study on protection scheme for micro-grid with mobile energy storage units,” *Procedia Eng.*, vol. 16, pp. 192–197, 2011.

- [23] R. M. Kamel, A. Chaouachi, and K. Nagasaka, “Design and Testing of Three Earthing Systems for Micro-Grid Protection during the Islanding Mode,” *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 01, no. 03, pp. 132–142, 2010.
- [24] ISR - Departamento de Engenharia Electrotécnica Universidade de Coimbra and E. de P. EDP, “Manual da qualidade da energia eléctrica,” p. 112, 2005.
- [25] Y. Kabalci, “A survey on smart metering and smart grid communication,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 302–318, 2016.
- [26] R. H. Khan and J. Y. Khan, “A comprehensive review of the application characteristics and traffic requirements of a smart grid communications network,” *Comput. Networks*, vol. 57, no. 3, pp. 825–845, 2013.
- [27] HOMEREnergy, Available:
<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>
<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>
http://homerenergy.com/HOMER_pro.html.
- [28] S. A. Empresa de Electricidade da Madeira, “Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT em 2011,” *Empres. Eletr. da Madeira*, p. 68, 2012.
- [29] G. S. Specifications *et al.*, “C175-20 Electric Power C175-20 Electric Power,” 2018.
- [30] O. Galvan-Lopez, “The Cost of Pumped Hydroelectric Storage,” *Stanford University*. p. 2, 2014.
- [31] E. N. Dialynas, L. G. Daoutis, C. Toufexis, and I. Charalambous, “Reliability and reserve capacity assessment of isolated power systems with increased penetration of renewable energy sources,” *7th Mediterr. Conf. Exhib. Power Gener. Transm. Distrib. Energy Convers. (MedPower 2010)*, no. November, pp. 242–242, 2010.
- [32] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable Power Generation Costs in 2017*. 2014.
- [33] IRENA, *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, no. October. 2017.
- [34] F. A. Canales and A. Beluco, “Modeling pumped hydro storage with the

- micropower optimization model (HOMER),” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 4, p. 043131, 2014.
- [35] IRENA, “Hydropower,” *Renew. Energy Technol. Cost Anal. Ser.*, vol. 1: Power s, no. 3/5, p. 44, 2012.
- [36] P. P. Edwards, V. L. Kuznetsov, W. I. F. David, and N. P. Brandon, “Hydrogen and fuel cells: Towards a sustainable energy future,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4356–4362, 2008.

Anexos

Anexo A

Parametrização da carga do SEE do Porto

Santo

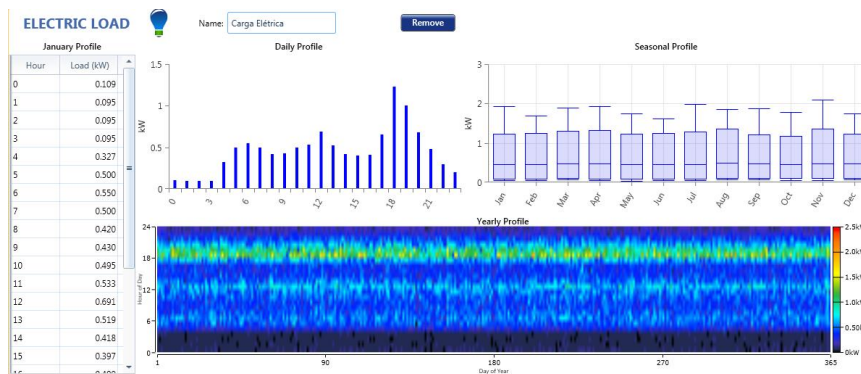


Figura 30: Parametrização em software de uma carga elétrica

Enter Monthly Averages

Month	Average Load (kWh/d)
January	0.000
February	0.000
March	0.000
April	0.000
May	0.000
June	0.000
July	0.000
August	0.000
September	0.000
October	0.000
November	0.000
December	0.000

Annual Average (kWh/d): 0.00

Storage Capacity (kWh): 0.00

Peak Load (kW): 0.00

Minimum load ratio (%): 0.00

Electrical Bus: AC DC

Figura 31: Parametrização em software de uma carga elétrica deferível

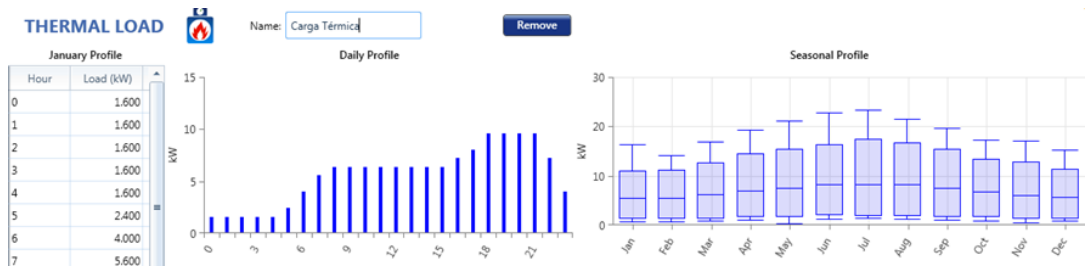


Figura 32: Parametrização em software de uma carga térmica

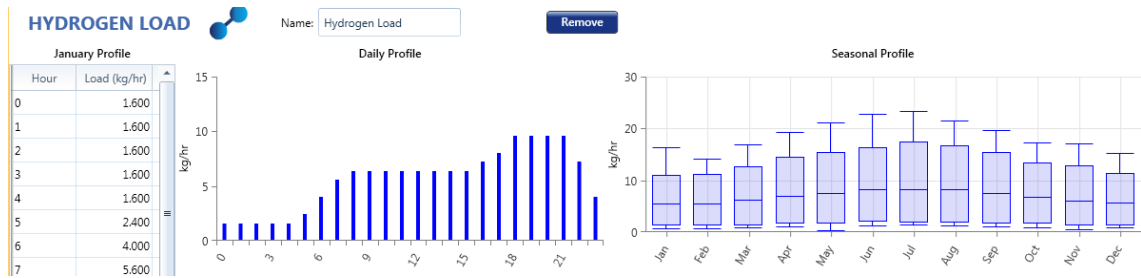


Figura 33: Parametrização em software de uma carga de hidrogénio

Anexo B

Parametrização da geração térmica do SEE do Porto Santo

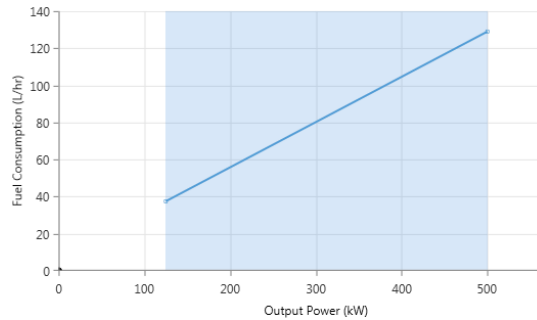


Figura 34: Curva de combustível da máquina térmica

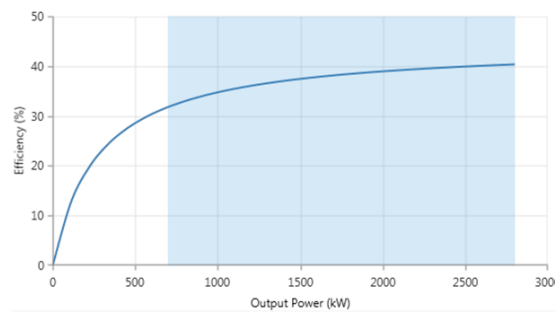


Figura 35: Curva de rendimento da máquina térmica

O software calcula os valores da curva de rendimento através da relação entre a potência elétrica disponibilizada pelo gerador e a energia química presente no combustível utilizado. Esta relação é feita através do uso da seguinte expressão:

$$\eta_{Gerador} = \frac{3,6 * P_{saída}}{\dot{m}_{combustível} * LHV_{combustível}} * 100\%$$

Em que:

$\eta_{Gerador}$ = Rendimento do gerador [%].

$P_{saída}$ = Potência elétrica disponibilizada pelo gerador [kW].

$\dot{m}_{combustível}$ = Caudal mássico de combustível [unidade de combustível/h].

$LHV_{combustível}$ =Energia contida no combustível [MJ/kg].

O fator multiplicativo 3,6 é usado porque 1 kWh=3,6 MJ.

Caso a unidade de combustível, que depende do tipo de combustível selecionado, for expressa em kg, então $\dot{m}_{combustível}$ é igual a F:

$$\dot{m}_{combustível} = F = F_0 Y_{Gerador} + F_1 P_{Gerador}$$

Se a unidade de combustível for expressa em litros [L], então:

$$\dot{m}_{combustível} = \rho_{combustível} \left(\frac{F}{1000} \right) = \rho_{combustível} \left(\frac{F_0 Y_{Gerador} + F_1 P_{Gerador}}{1000} \right)$$

Em que:

$\rho_{combustível}$ =Densidade do combustível [kg/m³].

Caso a unidade de combustível seja expressa em metro cubico [m³], então:

$$\dot{m}_{combustível} = \rho_{combustível} F = \rho_{combustível} (F_0 Y_{Gerador} + F_1 P_{Gerador})$$

Anexo C

Parametrização da geração fotovoltaica do SEE do Porto Santo

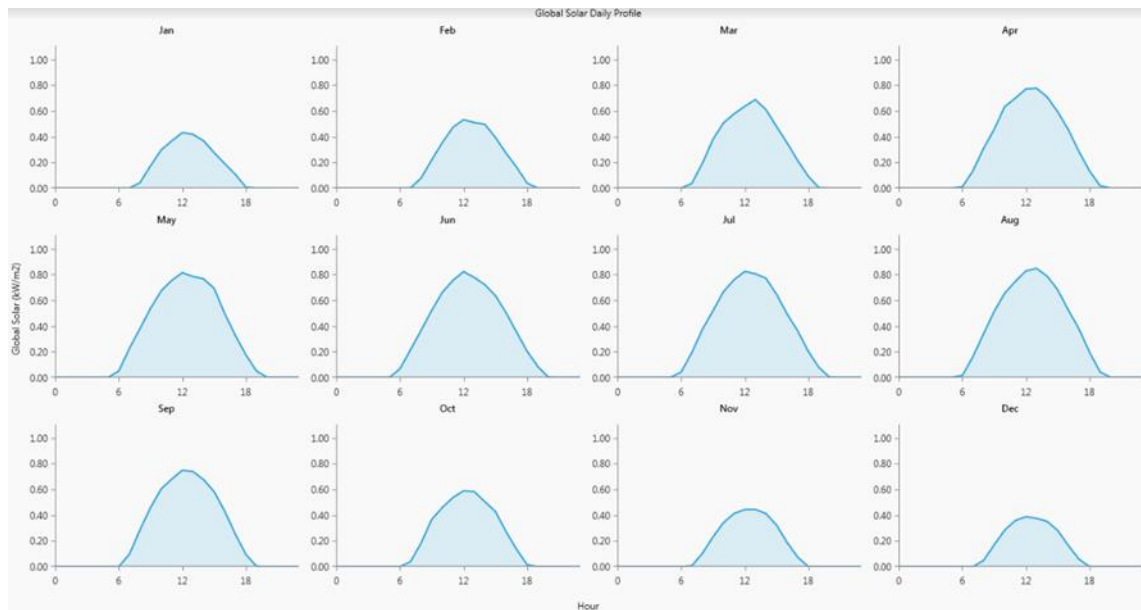


Figura 36: Radiação solar verificada a cada dia dos 12 meses de um ano típico

A potência elétrica extraída de um painel fotovoltaico é dada pela seguinte expressão:

$$P_{FV} = Y_{FV} f_{FV} \left(\frac{\overline{G_T}}{\overline{G_{T,STC}}} \right) [1 + \alpha_p (T_C - T_{C,STC})]$$

Em que:

Y_{FV} = Potência nominal do painel fotovoltaico [kW].

f_{FV} = Fator de redução do painel fotovoltaico [%].

$\overline{G_T}$ = Radiação solar que incide sobre o painel fotovoltaico no corrente intervalo de tempo [kW/m²]

$\overline{G_{T,STC}}$ = Radiação incidente em condições “standard” [1 kW/m²].

α_p = Coeficiente de temperatura [%/°C].

T_C = Temperatura do painel fotovoltaico no corrente intervalo de tempo [°C].

$T_{C,STC}$ = Temperatura do painel fotovoltaico em condições “standard” de teste [25°C].

Se não for considerado o efeito da temperatura sobre as células fotovoltaicas, a potência extraída do painel fotovoltaico é calculada, pelo software, através da seguinte expressão:

$$P_{FV} = Y_{FV} f_{FV} \left(\frac{\overline{G_T}}{\overline{G_{T,STC}}} \right)$$

Anexo D

Parametrização da geração eólica do SEE do Porto Santo

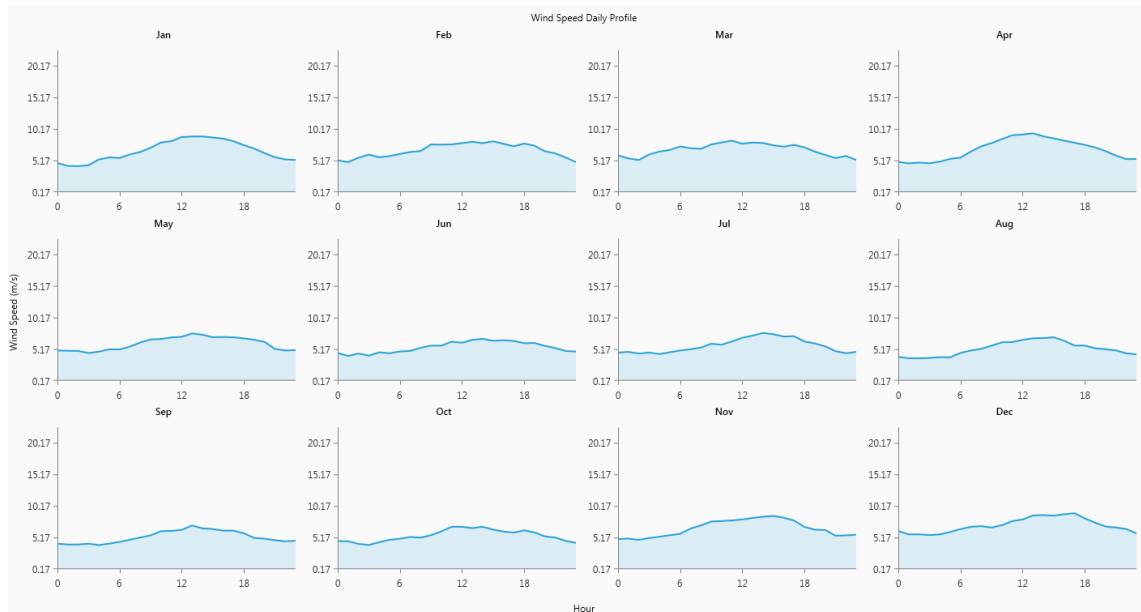


Figura 37: Velocidade do vento verificada a cada dia dos 12 meses de um ano típico

Para calcular a potência elétrica à saída de um gerador eólico, a cada instante de tempo, o software utiliza um processo de três passos. No primeiro passo, a velocidade do vento para a altura da turbina é calculada através da seguinte expressão, caso o utilizador escolha aplicar a fórmula logarítmica:

$$U_{hub} = U_{anem} \frac{\ln\left(\frac{Z_{hub}}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{anem}}{Z_0}\right)}$$

Em que:

U_{hub} = Velocidade do vento à altura da turbina [m/s].

U_{anem} = Velocidade do vento à altura do anemómetro [m/s].

Z_{hub} = Altura da turbina eólica [m].

Z_{anem} =Altura do anemómetro [m].

Z_0 =Distância acima do nível do solo, onde a velocidade do vento devia, teoricamente, ser zero (*roughness length*) [m].

Se o utilizador optar por aplicar uma fórmula exponencial, então a velocidade do vento à altura da turbina é calculada através da seguinte fórmula:

$$U_{hub} = U_{anem} \left(\frac{Z_{hub}}{Z_{anem}} \right)^\alpha$$

Em que:

α = Exponente de potência aplicado à fórmula exponencial.

Após calculada a velocidade do vento à altura da turbina o software parte para o segundo passo, determinar a potência produzida pelo gerador para condições standard de pressão e temperatura do ar. Para isso são utilizadas as curvas de potência características de cada máquina, que são um parâmetro de entrada pedido ao utilizador aquando da parametrização de uma máquina eólica no software. Na Figura 28 pode ver-se uma curva de potência [kW] em função da velocidade do vento (m/s) típica de um gerador eólico.

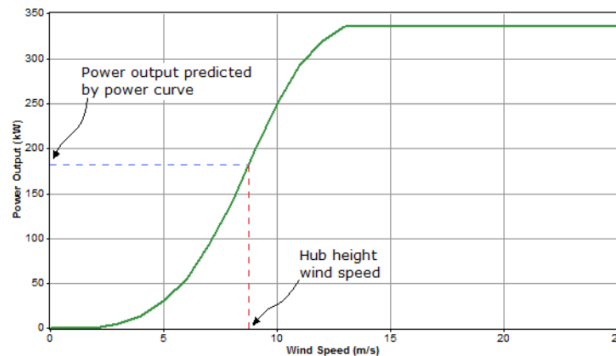



Figura 38: Curva de potência de um gerador eólico

Anexo E

Parametrização do despacho do SEE do Porto Santo

CONSTRAINTS ⓘ 

Maximum annual capacity shortage (%): ⓘ

Minimum renewable fraction (%): ⓘ

Operating Reserve

As a percentage of load

Load in current time step (%): ⓘ

Annual peak load (%): ⓘ

As a percentage renewable output

Solar power output (%): ⓘ

Wind power output (%): ⓘ

Figura 39: Parametrização da reserva girante do sistema em software

Anexo F

Resultados do Caso Base: Sistema elétrico do Porto Santo

Tabela 36: Geração Fotovoltaica

Geração Solar Fotovoltaica		
	Quantidade	Unidade
Potência instalada	2 320	kW
Potência média	416	kW
Energia média diária	9 973	kWh/dia
Fator de Capacidade	17,90	%
Produção anual	3 640 018	kWh/ano
Horas de operação	4 379	Horas/ano

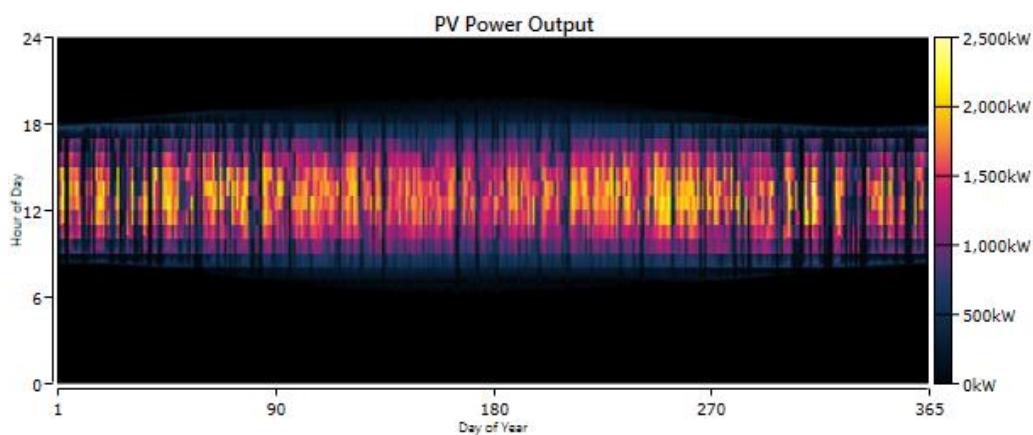


Figura 40: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.

Tabela 37: Dados do grupo gerador N°1

Geração Térmica: Grupo Gerador N°1		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	8 736	Horas/ano
Fator de Capacidade	69,80	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh

Produção total de eletricidade	24 471 289	kWh/ano
Potência média de saída	2 801	kW
Consumo de combustível	6 639 015	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,271	L/kWh
Eficiência média	37,50	%

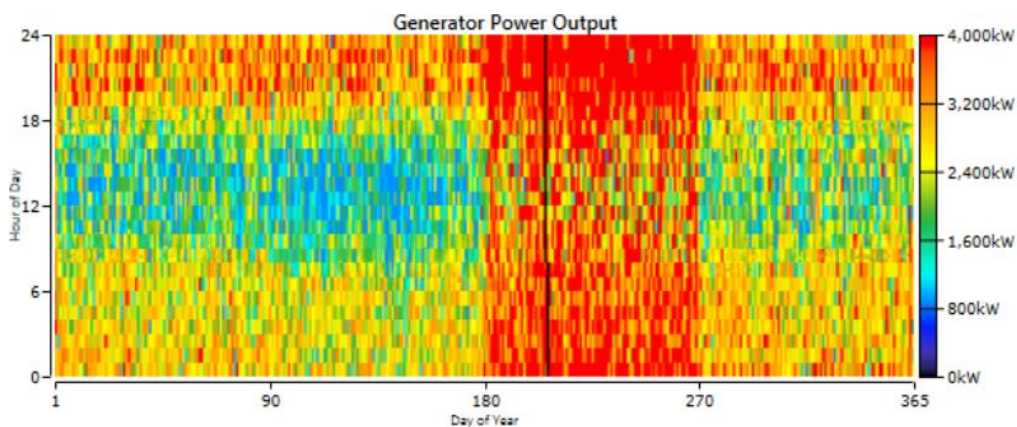


Figura 41: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.

Tabela 38: Dados do grupo gerador N°2

Geração Térmica: Grupo Gerador N°2		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	4 234	Horas/ano
Fator de Capacidade	16,10	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	5 626 471	kWh/ano
Potência média de saída	1 329	kW
Consumo de combustível	1 854 548	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,33	L/kWh
Eficiência média	30,80	%

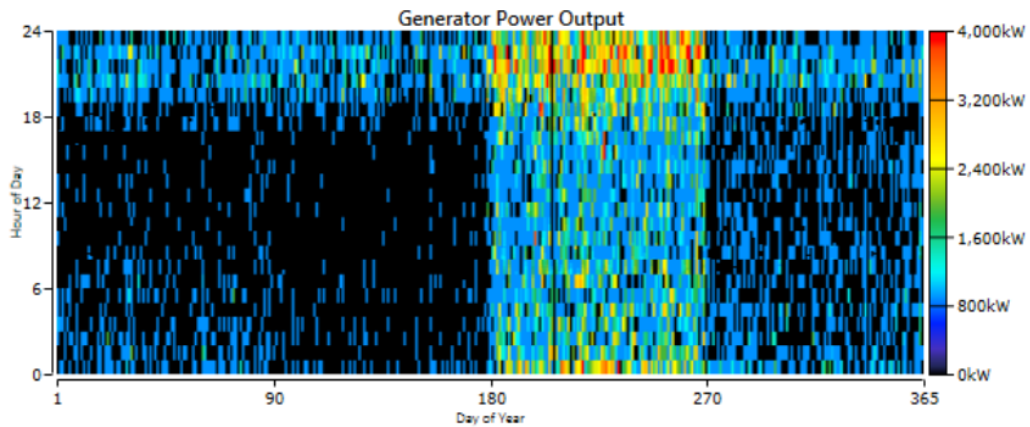


Figura 42: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.

Tabela 39: Dados do grupo gerador N°3

Geração Térmica: Grupo Gerador N°3		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	238	Horas/ano
Fator de Capacidade	0,758	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	265 706	kWh/ano
Potência média de saída	1 116	kW
Consumo de combustível	93 197	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,351	L/kWh
Eficiência média	29,00	%

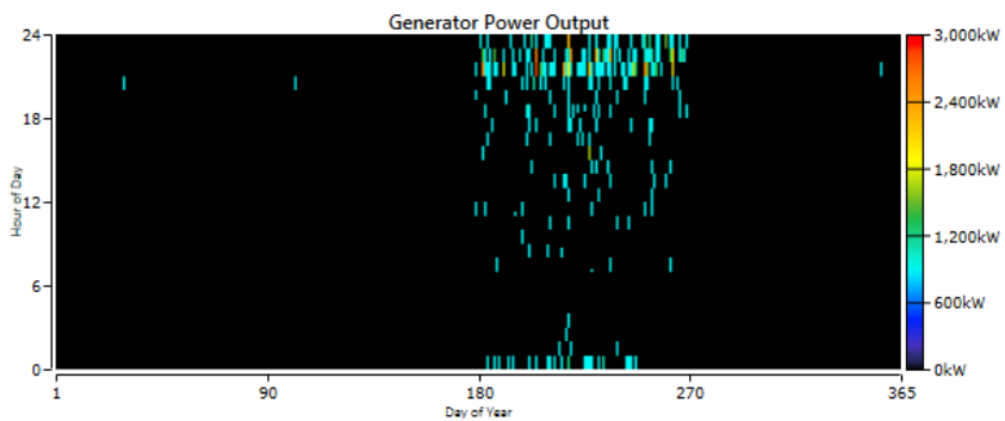


Figura 43: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°3.

Geração Térmica: Grupo Gerador N°4		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	5,00	Horas/ano
Fator de Capacidade	0,0143	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0.131	€/kWh
Produção total de eletricidade	5 000	kWh/ano
Potência média de saída	1 000	kW
Consumo de combustível	1 831	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,366	L/kWh
Eficiência média	27,80	%

Tabela 40: Dados do grupo gerador N°4.

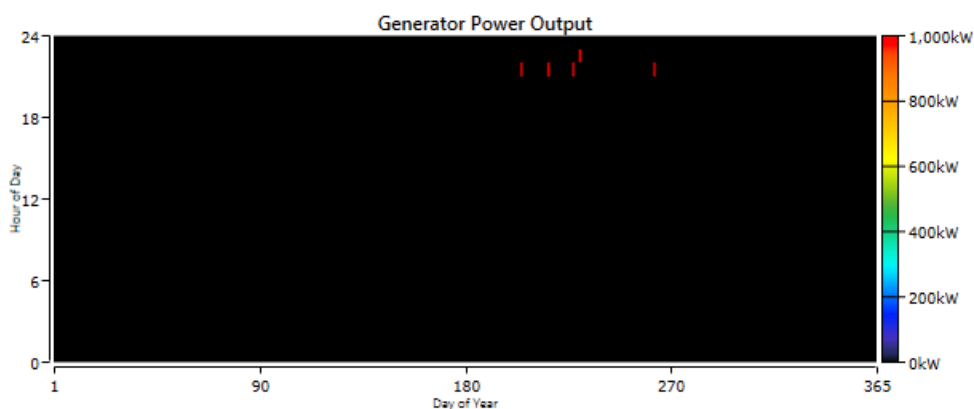


Figura 44: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°4.

Tabela 41: Dados dos geradores eólicos Vestas V29

Geração eólica grupos Vestas V29		
	Quantidade	Unidade
Potência total instalada	450	kW
Potência média de saída	124	kW
Fator de Capacidade	27,60	%
Produção total	1 089 843	kWh/ano
Horas de operação	6 888	Horas/ano

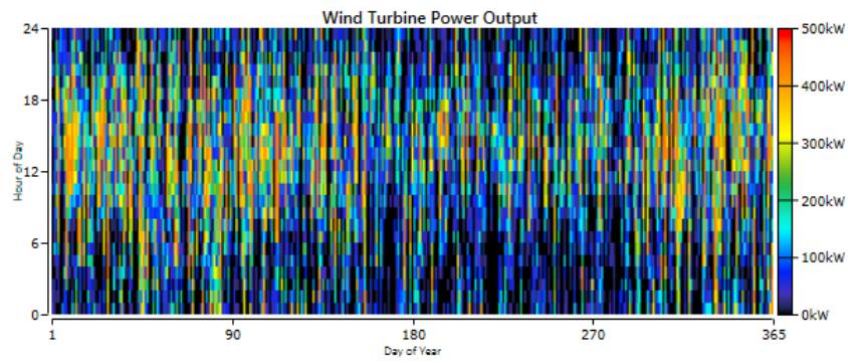


Figura 45: Mapa térmico da geração dos geradores eólico Vestas V29.

Geração eólica grupos Vestas V29		
	Quantidade	Unidade
Potência total instalada	660	kW
Potência média de saída	166	kW
Fator de Capacidade	25,20	%
Produção total	1 454 510	kWh/ano
Horas de operação	7 367	Horas/ano

Tabela 42: Dados do gerador eólico Vestas V47.

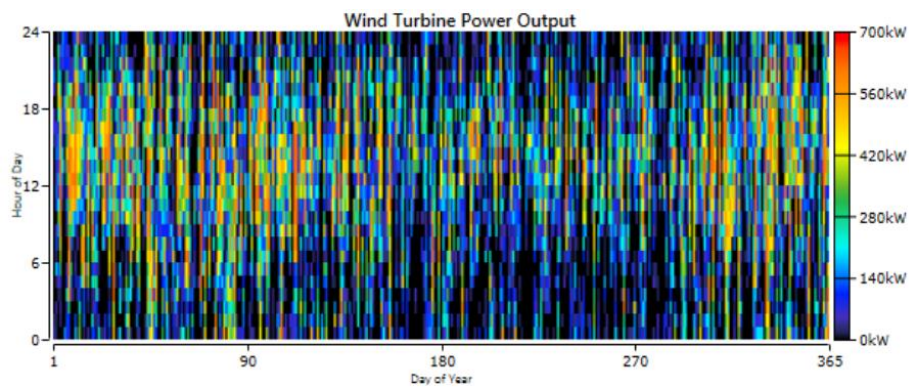


Figura 46: Mapa térmico da geração do gerador eólico Vestas V47.

Anexo G

Resultados do Caso de Estudo 1: Reforço da geração renovável

Tabela 43: Geração fotovoltaica

Geração Solar Fotovoltaica		
	Quantidade	Unidade
Potência instalada	5 000	kW
Potência média	896	kW
Energia média diária	21 493	kWh/dia
Fator de Capacidade	17,90	%
Produção anual	7 844 866	kWh/ano
Horas de operação	4 379	Horas/ano

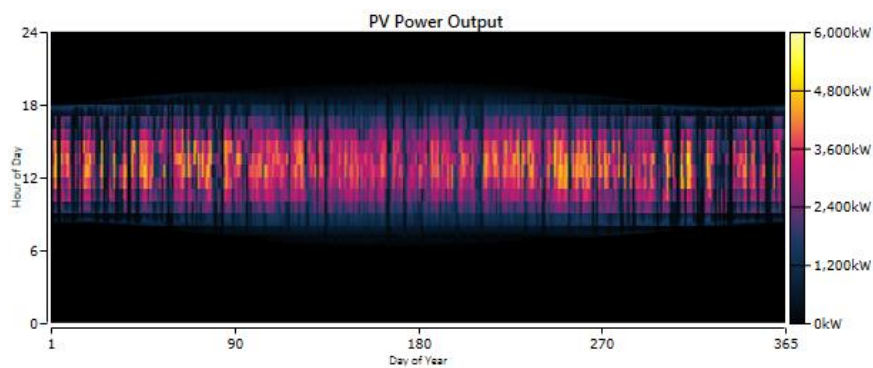


Figura 47: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.

Tabela 44: Geração Térmica: Grupo Gerador N°1

Geração Térmica: Grupo Gerador N°1		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	8 152	Horas/ano
Fator de Capacidade	44,80	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh

Produção total de eletricidade	15 706 774	kWh/ano
Potência média de saída	1 927	kW
Consumo de combustível	4 636 436	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,295	L/kWh
Eficiência média	34,40	%

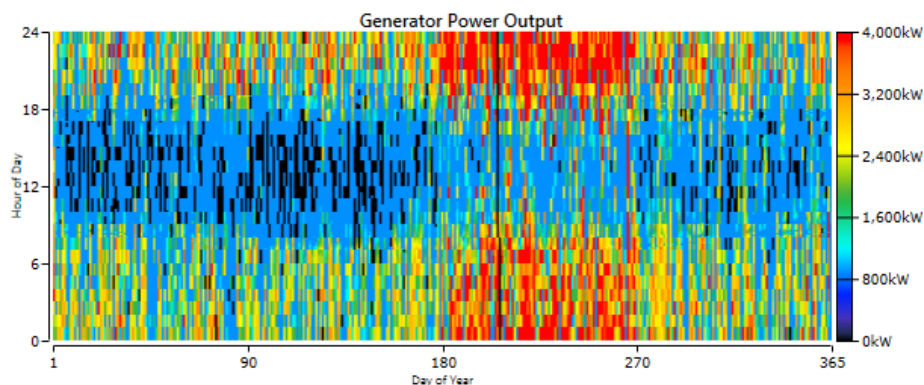


Figura 48: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.

Tabela 45: Dados do grupo gerador N°2

Geração Térmica: Grupo Gerador N°2		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	2 551	Horas/ano
Fator de Capacidade	9,43	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	3 303 101	kWh/ano
Potência média de saída	1 295	kW
Consumo de combustível	1 098 374	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,333	L/kWh
Eficiência média	30,60	%

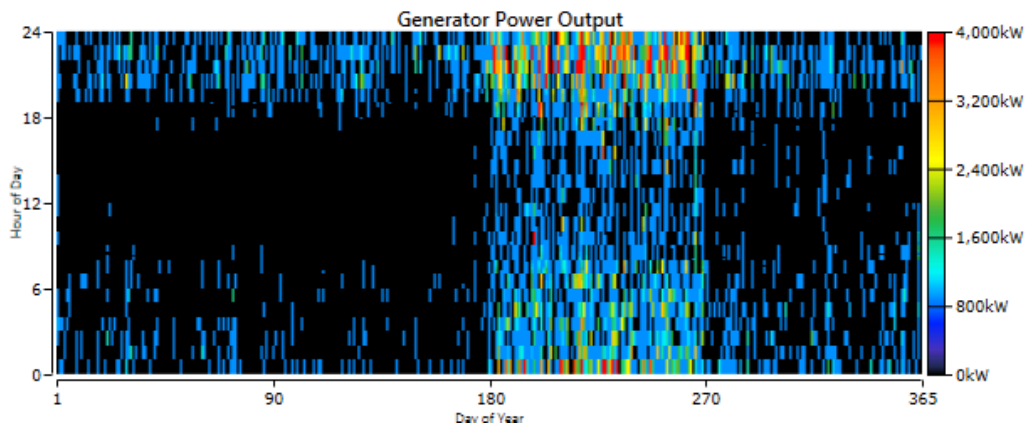


Figura 49: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.

Tabela 46: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90

Geração eólica grupos Leitwind 90		
	Quantidade	Unidade
Potência total instalada	5 000	kW
Potência média de saída	2 264	kW
Fator de Capacidade	45,30	%
Produção total	19 832 045	kWh/ano
Horas de operação	7 367	Horas/ano

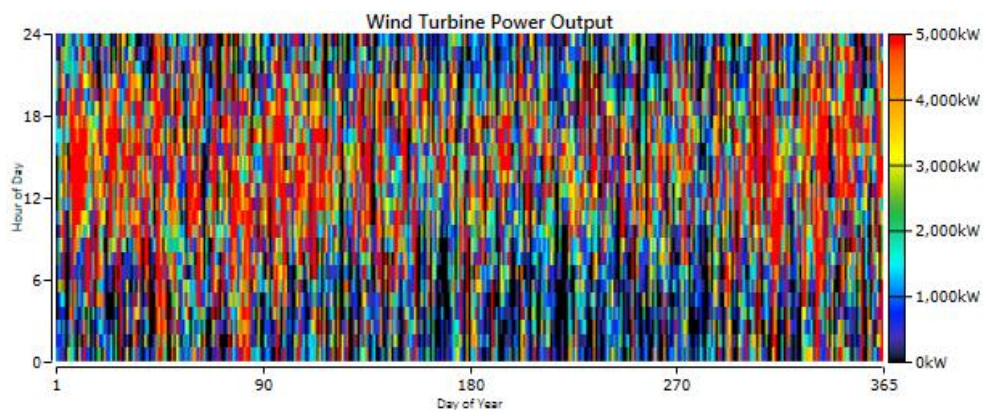


Figura 50: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90

Anexo H

Resultados do Caso de Estudo 2: Carga deferível

Tabela 47: Geração fotovoltaica

Geração Solar Fotovoltaica		
	Quantidade	Unidade
Potência instalada	5 000	kW
Potência média	896	kW
Energia média diária	21 493	kWh/dia
Fator de Capacidade	17,90	%
Produção anual	7 844 866	kWh/ano
Horas de operação	4 379	Horas/ano

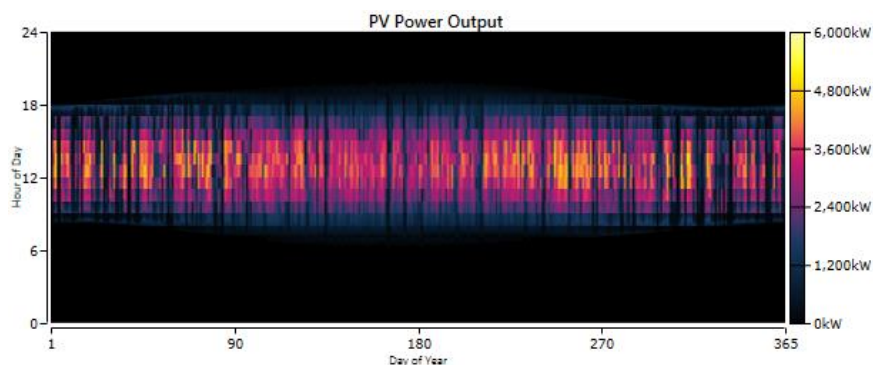


Figura 51: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.

Tabela 48: Geração Térmica: Grupo Gerador N°1

Geração Térmica: Grupo Gerador N°1		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	7 640	Horas/ano
Fator de Capacidade	40,10	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	14 062 895	kWh/ano
Potência média de saída	1 841	kW

Consumo de combustível	4 201 501	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,299	L/kWh
Eficiência média	34,00	%

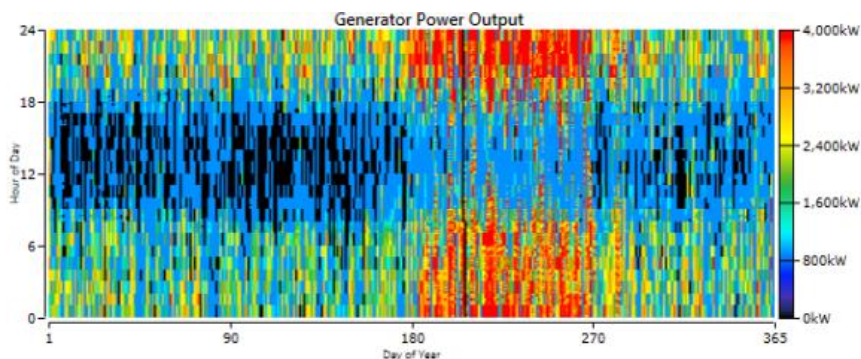


Figura 52: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.

Tabela 49: Dados do grupo gerador N°2

Geração Térmica: Grupo Gerador N°2		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	1 789	Horas/ano
Fator de Capacidade	7,29	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	2 553 992	kWh/ano
Potência média de saída	1 428	kW
Consumo de combustível	822 251	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,322	L/kWh
Eficiência média	31,60	%

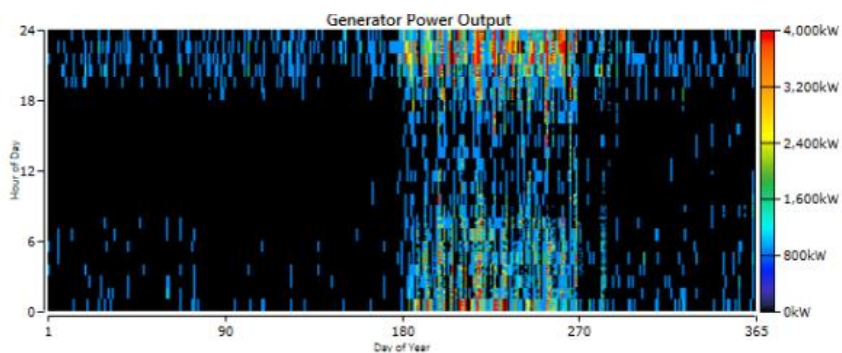


Figura 53: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.

Tabela 50: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90

Geração eólica grupos Leitwind 90		
	Quantidade	Unidade
Potência total instalada	5 000	kW
Potência média de saída	2 264	kW
Fator de Capacidade	45,30	%
Produção total	19 832 045	kWh/ano
Horas de operação	7 367	Horas/ano

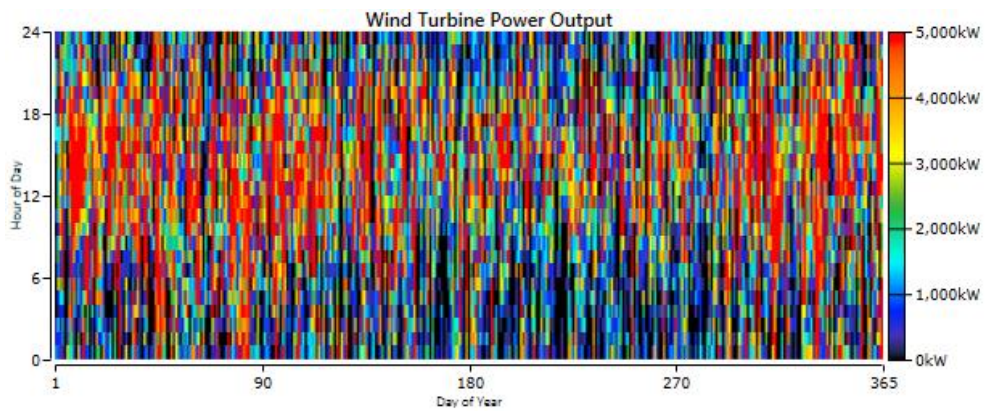


Figura 54: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90.

Anexo I

Resultados do Caso de Estudo 3: Banco de baterias

Tabela 51: Geração fotovoltaica

Geração Solar Fotovoltaica		
	Quantidade	Unidade
Potência instalada	5 000	kW
Potência média	896	kW
Energia média diária	21 493	kWh/dia
Fator de Capacidade	17,90	%
Produção anual	7 844 866	kWh/ano
Horas de operação	4 379	Horas/ano

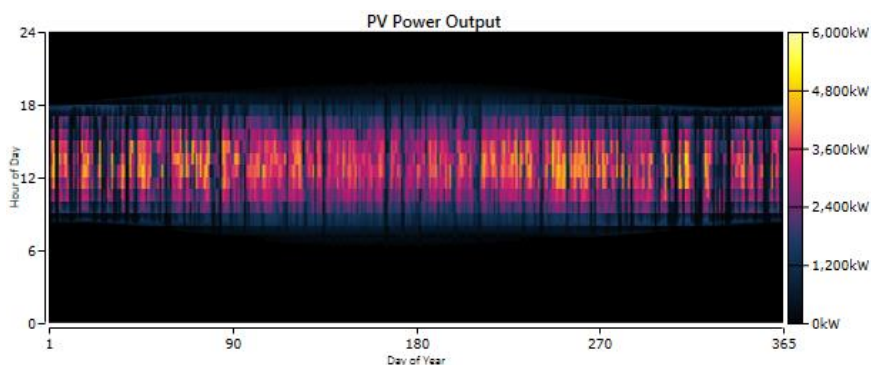


Figura 55: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.

Tabela 52: Geração Térmica: Grupo Gerador Nº1

Geração Térmica: Grupo Gerador Nº1		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	4 650	Horas/ano
Fator de Capacidade	38,10	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	13 346 367	kWh/ano
Potência média de saída	2 870	kW

Consumo de combustível	3 604 028	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,27	L/kWh
Eficiência média	37,60	%

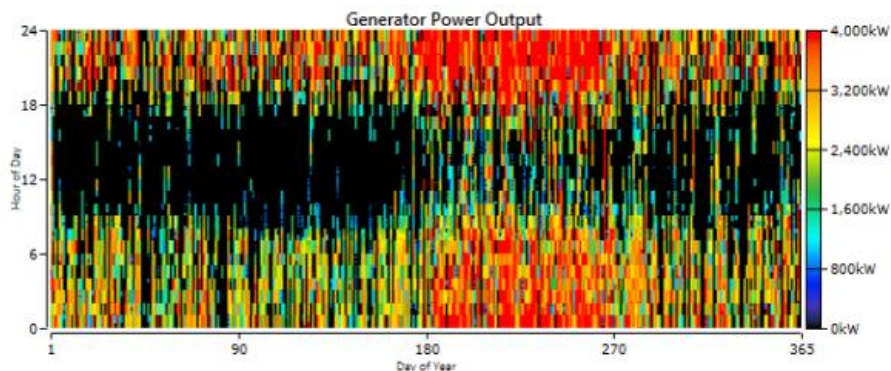


Figura 56: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.

Tabela 53: Dados do grupo gerador N°2

Geração Térmica: Grupo Gerador N°2		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	1 082	Horas/ano
Fator de Capacidade	5,22	%
Custo fixo de geração	88,5	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	1 830 507	kWh/ano
Potência média de saída	1 692	kW
Consumo de combustível	559 812	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,306	L/kWh
Eficiência média	33,20	%

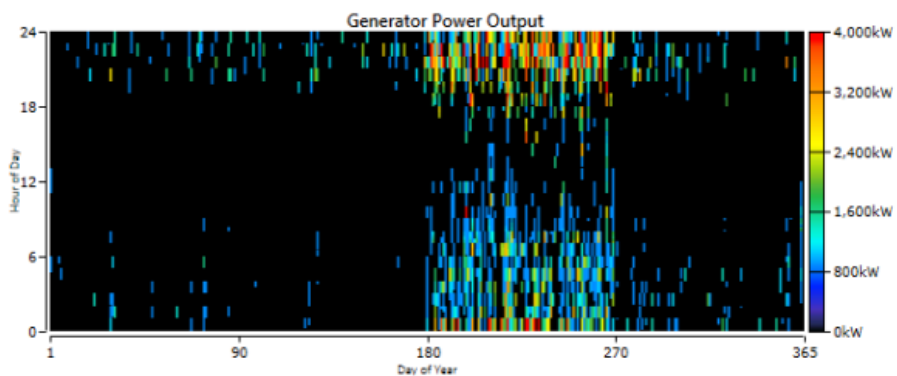


Figura 57: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.

Tabela 54: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90

Geração eólica grupos Leitwind 90		
	Quantidade	Unidade
Potência total instalada	5 000	kW
Potência média de saída	2 264	kW
Fator de Capacidade	45,30	%
Produção total	19 832 045	kWh/ano
Horas de operação	7 367	Horas/ano

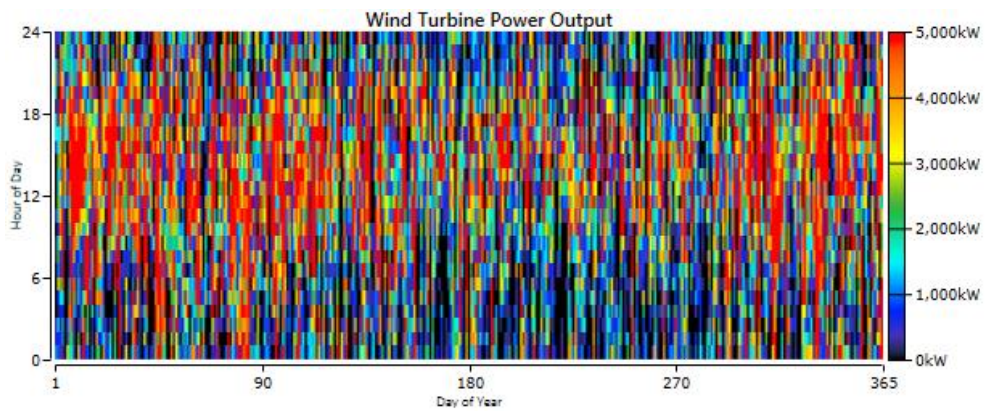


Figura 58: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90.

Anexo J

Resultados do Caso de Estudo 4:

Armazenamento hidroelétrico

Tabela 55: Geração fotovoltaica

Geração Solar Fotovoltaica		
	Quantidade	Unidade
Potência instalada	5 000	kW
Potência média	896	kW
Energia média diária	21 493	kWh/dia
Fator de Capacidade	17,90	%
Produção anual	7 844 866	kWh/ano
Horas de operação	4 379	Horas/ano

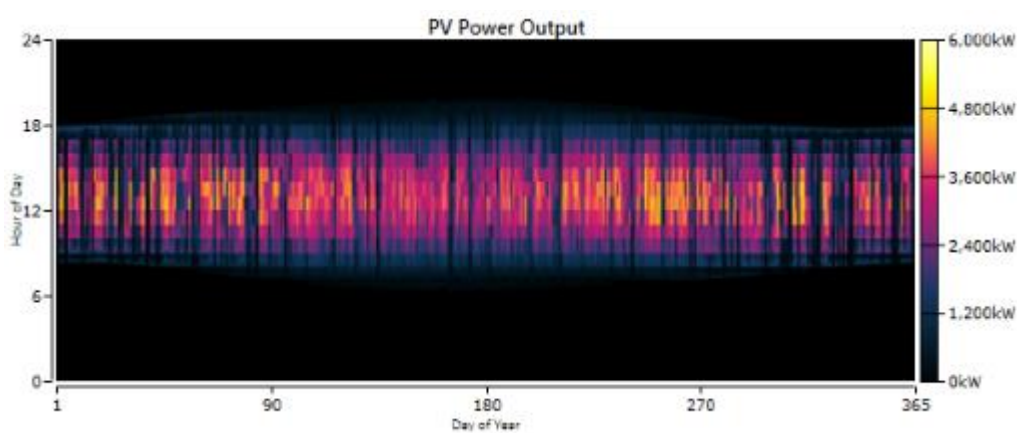


Figura 59: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.

Tabela 56: Geração Térmica: Grupo Gerador N°1

Geração Térmica: Grupo Gerador N°1		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	3 147	Horas/ano
Fator de Capacidade	22,90	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	8 027 295	kWh/ano

Potência média de saída	2 551	kW
Consumo de combustível	2 219 298	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,276	L/kWh
Eficiência média	36,80	%

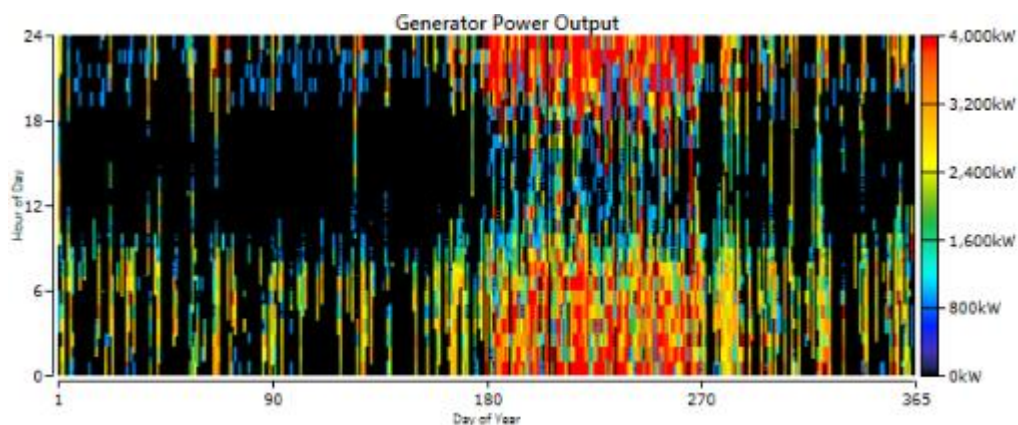


Figura 60: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.

Tabela 57: Dados do grupo gerador N°2

Geração Térmica: Grupo Gerador N°2		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	1 652	Horas/ano
Fator de Capacidade	6,59	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	2 309 691	kWh/ano
Potência média de saída	1 398	kW
Consumo de combustível	784 624	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,324	L/kWh
Eficiência média	31,40	%

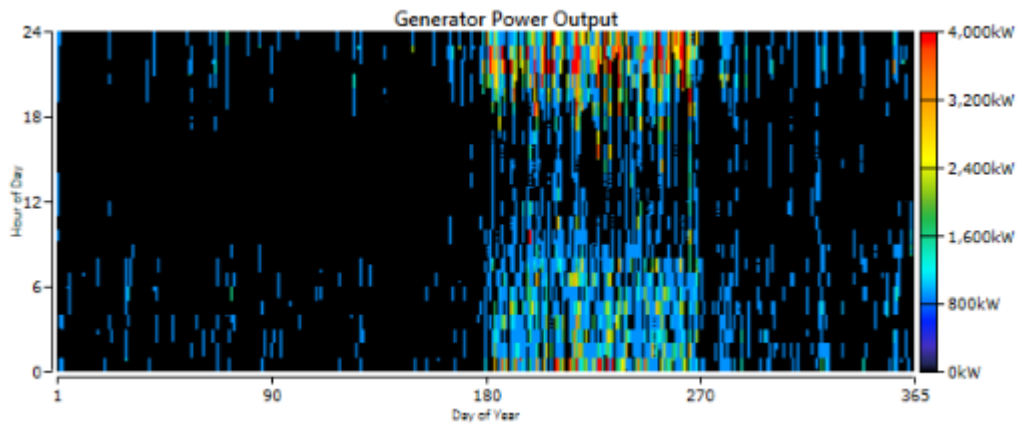


Figura 61: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.

Tabela 58: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90

Geração eólica grupos Leitwind 90		
	Quantidade	Unidade
Potência total instalada	5 000	kW
Potência média de saída	2 264	kW
Fator de Capacidade	45,30	%
Produção total	19 832 045	kWh/ano
Horas de operação	7 367	Horas/ano

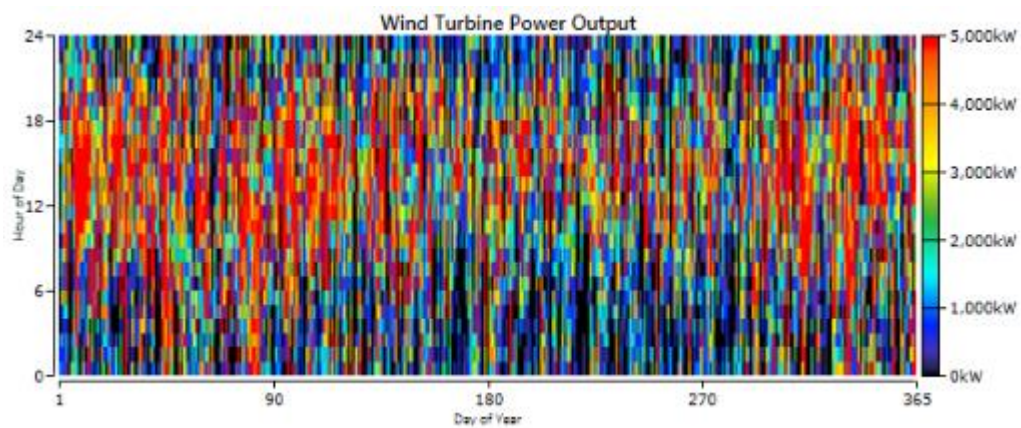


Figura 62: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90.

Tabela 59: Dados da energia do sistema hidroelétrico com bombagem

Sistema Hidroelétrico com bombagem		
	Quantidade	Unidade
Autonomia	7,39	Horas
Capacidade	30 656,30	kWh

Energia anual	5 395 334	kWh/ano
---------------	-----------	---------

Anexo K

Resultados do Caso de Estudo 5: Célula de combustível

Tabela 60: Geração fotovoltaica

Geração Solar Fotovoltaica		
	Quantidade	Unidade
Potência instalada	5 000	kW
Potência média	896	kW
Energia média diária	21 493	kWh/dia
Fator de Capacidade	17,90	%
Produção anual	7 844 866	kWh/ano
Horas de operação	4 379	Horas/ano

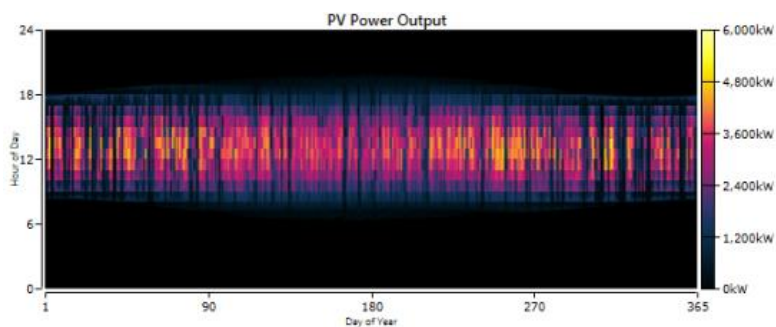


Figura 63: Mapa térmico da geração solar fotovoltaica.

Tabela 61: Geração Térmica: Grupo Gerador N°1

Geração Térmica: Grupo Gerador N°1		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	4 160	Horas/ano
Fator de Capacidade	30,30	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	10 611 758	kWh/ano
Potência média de saída	2 551	kW
Consumo de combustível	2 933 710	Litros/ano

Consumo específico de combustível	0,276	L/kWh
Eficiência média	36,80	%

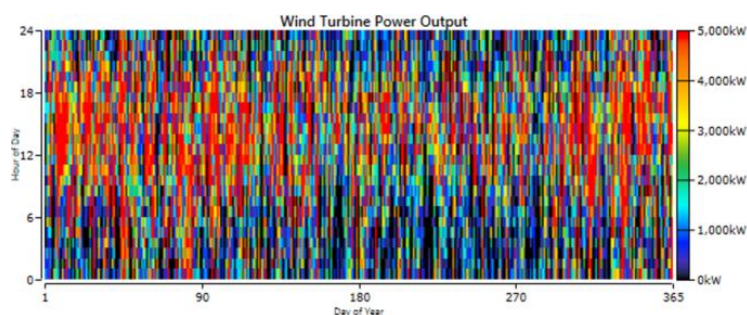


Figura 64: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°1.

Tabela 62: Dados do grupo gerador N°2

Geração Térmica: Grupo Gerador N°2		
	Quantidade	Unidade
Horas de operação	2 069	Horas/ano
Fator de Capacidade	8	%
Custo fixo de geração	88,50	€/hora
Custo marginal de geração	0,131	€/kWh
Produção total de eletricidade	2 802 463	kWh/ano
Potência média de saída	1 355	kW
Consumo de combustível	917 787	Litros/ano
Consumo específico de combustível	0,327	L/kWh
Eficiência média	31	%

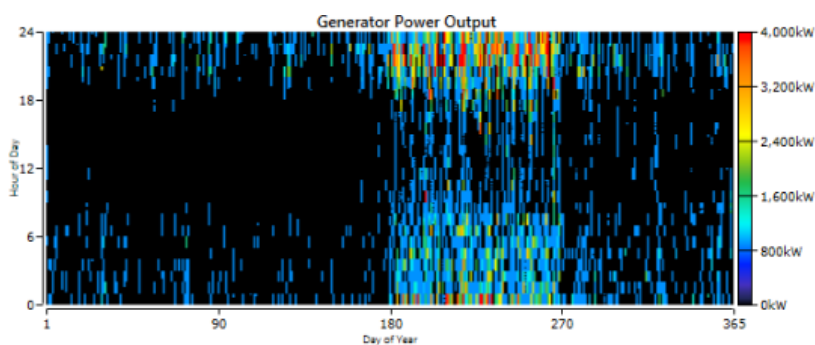


Figura 65: Mapa térmico de geração do grupo gerador N°2.

Tabela 63: Dados dos geradores eólicos Leitwind 90

Geração eólica grupos Leitwind 90		
	Quantidade	Unidade
Potência total instalada	5 000	kW
Potência média de saída	2 264	kW
Fator de Capacidade	45,30	%
Produção total	19 832 045	kWh/ano
Horas de operação	7 367	Horas/ano

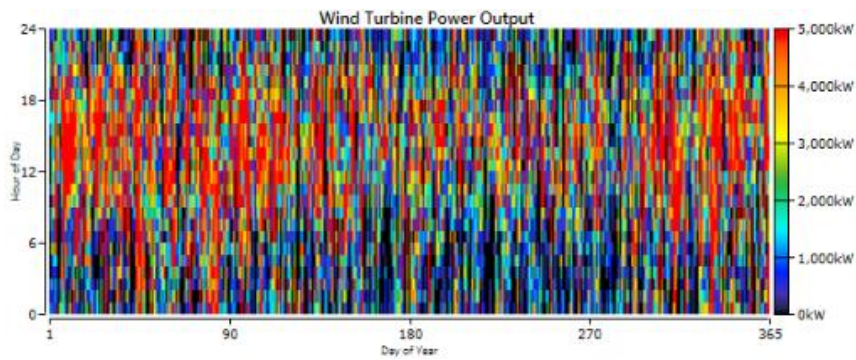


Figura 66: Mapa térmico da geração dos geradores eólicos Leitwind 90.

Tabela 64: Dados do eletrolisador

Eletrolisador		
	Quantidade	Unidade
Potência total instalada	5 000	kW
Potência média de entrada	762	kW
Produção média	16,40	Kg/h
Fator de Capacidade	15,20	%
Produção total	143 831	kg/ano
Horas de operação	4 144	Horas/ano

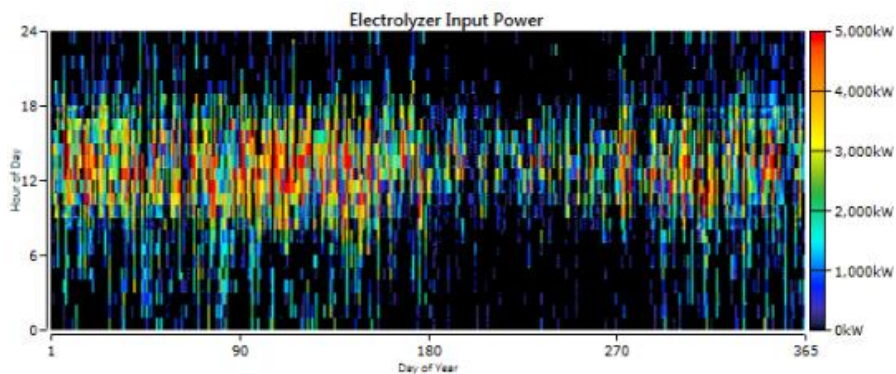


Figura 67: Mapa térmico da produção de hidrogénio.

Tabela 65: Dados do tanque de hidrogénio

Tanque de hidrogénio		
Quantidade	Valor	Unidade
Capacidade de armazenamento de hidrogénio	1 000	kg
Capacidade de armazenamento de energia	33 333	kWh
Autonomia	8,04	h

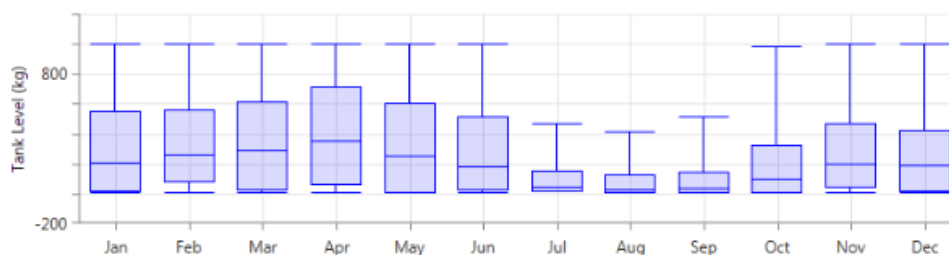


Figura 68: Quantidade de hidrogénio armazenado no tanque.

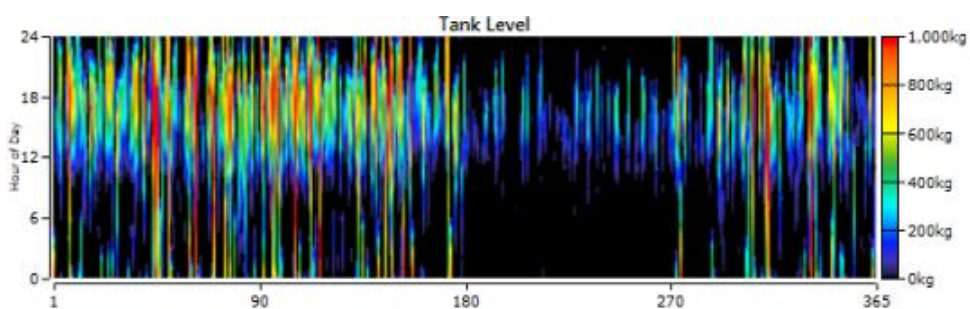


Figura 69: Mapa térmico da quantidade de hidrogénio armazenado no tanque.