

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Otimização de Produção em Parques Renováveis através da Utilização de Unidades de Armazenamento

Telmo Miguel Andrade Oliveira

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Supervisor: José Rui da Rocha Pinto Ferreira

Co-orientador: Carlos Silva

Julho 6, 2020

Abstract

The rising energy demand and the insurance of a sustainable future led to breakthroughs in flexible generation technologies, as a way to take advantage of the diversity of natural energy resources. However, the gradual change from fossil fuel generation systems that are easily predictable and controllable, as well as the increasing penetration of renewable energies, create challenges that oppose the safe, economic and sustainable development of the electric sector.

Energy Storage Systems have proved to be crucial elements in contributing to the penetration of renewables and their inherent operational problems. This technology, paired with the utilization of characteristic storage and discharge profiles of the produced energy, allow to soften the default deviation curves in light of the prediction, as well as to reduce excesses of energy injected in the network and a possible reliable participation in the System Services Market.

For this dissertation a lithium ion energy Storage System was used and two production and storage profiles were created which, by working with historical data, were capable of showing the effects of using a storage system in two centrals that participate in OMIE's energy market. After arriving at the results and the respective remuneration from the usage of the profiles, a technical and economic analysis of the charges and discharges and possible deviations – avoided and not avoided - was done in light of the prediction. Finally, the profile that allows the storage system to supply energy at a lower cost and a proposal for enhancements to be implemented was shown.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, dedico o meu especial agradecimento aos meus pais que viveram uma vida inteira para o sucesso dos seus filhos. As frases "Quero que os meus filhos sejam mais bem sucedidos que os pais" e "Quero que os meus filhos sejam mais instruídos que os pais" marcam todo o vosso esforço no meu processo de crescimento e sem vocês eu nunca teria conseguido chegar até aqui.

Ao Prof. José Rui, que sendo um exemplo de docente, conjugando o ensinamento teórico com o material elétrico que leva para as aulas de modo a que os alunos não se limitem a decorar conceitos, foi um guia na minha dissertação, aconselhando-me sempre a ser simples e prático. Um muito obrigado pelo excelente profissionalismo e amizade.

Agradeço à Energia Simples por me acolher e conceder a oportunidade de desenvolver um tema em ambiente empresarial. Ao Carlos Silva por apoiar incondicionalmente todo o trabalho que desenvolvi e pelo tempo a ouvir-me pensar alto nas reuniões. À Jéssica Chaves por todo o tempo investido na explicação do funcionamento da Gestão Global do Sistema e dos relatórios mensais da REN.

À minha irmã, Joana, por acreditar incondicionalmente no sucesso do irmão e por partilharmos todos os momentos divertidos que temos em família. Ao Gonçalo, que embora Médico Veterinário, demonstrou todo o interesse técnico na minha tese, lendo-a, fazendo com que eu explicasse todos os pormenores, enriquecendo a minha tese com a descrição de conceitos mais detalhada. Muito obrigado.

À Avó Mira que constantemente quer saber se estou bem e feliz e que me dá carinho invejável (além dos ótimos rolos de carne que faz). Ao Avô António que é o reformado mais ocupado que conheço e desde cedo me incutiu o gosto pelos biscoitos. Aos meus dois anjos: O Avô da França que me ensinou a saber sofrer ao fazer de mim Sportinguista e por querer sempre o meu maior sucesso profissional; A Avó Cinda, que só quer que eu não me aleije e não seja raptado ao vir embora a pé da escola. Muito obrigado.

Aos meus primos por criarem o espírito de união na família e por fazermos da "mesa da canalha" a diversão dos convívios familiares. Em particular ao meu primo Nuno, que deixa sempre a nossa amizade e companheirismo à distância de uma chamada. Muito obrigado.

Por fim, a todos os meus amigos que, com palavras molhadas em café ou em cerveja, criaram momentos inesquecíveis. Muito obrigado.

Telmo Oliveira

“Não existe falta de energia. Não existe crise energética. Existe uma crise de ignorância”

Buckminster Fuller

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Objetivos e Motivação	1
1.2	Estrutura do Trabalho	2
2	Armazenamento Energético: Contexto e Estado de Arte	3
2.1	Contexto Europeu	3
2.2	Armazenamento de Energia	5
2.3	Abordagem económica - LCOS	9
2.4	Tecnologias de Armazenamento de Energia	12
2.4.1	Armazenamento Elétrico	13
2.4.2	Armazenamento Mecânico	13
2.4.3	Armazenamento Térmico	15
2.4.4	Armazenamento Químico	16
2.4.5	Armazenamento Eletroquímico	17
2.4.6	Comparação entre os diferentes tipos de armazenamento	17
2.5	Resumo do estado de arte	19
3	Mercados de Eletricidade	21
3.1	Evolução do mercado energético	21
3.2	Modelo <i>Pool</i>	22
3.3	Contratos Bilaterais	24
3.4	Modelo Misto	24
3.5	Gestão Global do Sistema	25
3.6	Reservas para a Regulação Frequência/Potência	27
3.7	Aplicabilidade no problema	28
4	Exposição do problema	31
4.1	Tendeiros	31
4.2	Santiago do Cacém - Casa Nova	35
4.3	Resumo da Exposição do Problema	37
5	Propostas de Resolução	39
5.1	Opções de Armazenamento	39
5.1.1	Empresa A	39
5.2	Perfis de Produção	40
5.2.1	Perfil 1	41
5.2.2	Resumo da Aplicação do Perfil 1	48
5.2.3	Perfil 2	49

5.2.4	Resumo da Aplicação do Perfil 2	55
6	Análise de Resultados e Conclusões	57
6.1	Análise Económica	57
6.2	Conclusões e Possível trabalho futuro	60
A	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora.	63
A.0.1	Central de Tendeiros	63
A.0.2	Central de Casa Nova	64
B	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora após a aplicação do perfil 1.	69
B.0.1	Central de Tendeiros	69
B.0.2	Central de Casa Nova	69
C	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora após a aplicação do perfil 2.	75
C.0.1	Central de Tendeiros	75
C.0.2	Central de Casa Nova	75
	Referências	81

Lista de Figuras

2.1	Enquadramento climático e energético para 2020 e 2030. [1]	5
2.2	Caracterização dos sistemas conectados à rede conforme a sua posição relativa ao contador. [2]	6
2.3	Resposta à procura energética utilizando um sistema de armazenamento de energia. Aumento do vale de carga (A) recorte do pico de carga (B) [3].	7
2.4	Valor económico das diversas funções de um SAE [4]	11
2.5	Comparação entre os LCOS das diferentes tecnologias, realizando 365 ciclos por ano e considerando o preço pago pela OMIE da energia injetada o valor de 0,033€/kWh. [5]	12
3.1	Sector elétrico com estrutura verticalmente integrada. [6]	21
3.2	Esquematização do setor elétrico com o modelo desagregado [6].	22
3.3	Esquematização do modelo <i>pool</i> [6].	23
3.4	Esquematização do modelo misto [6].	24
4.1	Distribuição mensal da energia produzida e prevista para a central de Tendeiros. .	32
4.2	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora, no mês de Janeiro, para a central fotovoltaica de Tendeiros.	34
4.3	Distribuição mensal da energia produzida e prevista para a central de Tendeiros. .	35
4.4	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios, para cada hora, no mês de Janeiro, para a central fotovoltaica de Casa Nova.	37
5.1	Esquematização da remuneração da energia injetada no caso de o desvio inicial para as horas 17,18 e 19 ser um desvio por defeito.	41
5.2	Esquematização da remuneração da energia injetada no caso de o desvio inicial para as horas 17,18 e 19 ser um desvio por excesso.	42
5.3	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios, para cada hora, no mês de Janeiro, após a aplicação do perfil 1 para a central de Tendeiros.	43
5.4	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.	45
5.5	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Tendeiros e a participação no mercado de serviços de Sistema.	45
5.6	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.	45

5.7	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Tendeiros e a participação no mercado de serviços de Sistema.	45
5.8	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.	46
5.9	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Janeiro após a aplicação do perfil 1 para a central de Casa Nova.	47
5.10	Esquematização da remuneração E da energia injetada.	50
5.11	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios, para cada hora, no mês de Janeiro, após a aplicação do perfil 2 na Central de Tendeiros.	51
5.12	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de maio de 2019 após a aplicação do perfil 2 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.	53
5.13	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de junho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros e a participação no mercado de serviços de Sistema.	53
5.14	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de julho de 2019 após a aplicação do perfil 2 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.	53
5.15	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de agosto de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros e a participação no mercado de serviços de Sistema.	53
5.16	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de setembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.	53
5.17	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de janeiro após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	54
A.1	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 na central de Tendeiros.	63
A.2	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2020 na central de Tendeiros.	63
A.3	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2020 na central de Tendeiros.	63
A.4	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio 2019 na central de Tendeiros.	63
A.5	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 na central de Tendeiros.	64
A.6	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 na central de Tendeiros.	64
A.7	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 na central de Tendeiros.	64
A.8	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 na central de Tendeiros.	64
A.9	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 na central de Tendeiros.	64
A.10	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 na central de Tendeiros.	64

A.11	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 na central de Tendeiros.	65
A.12	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 na central de Casa Nova.	65
A.13	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2019 na central de Casa Nova.	65
A.14	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2019 na central de Casa Nova.	65
A.15	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio de 2019 na central de Casa Nova.	65
A.16	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 na central de Casa Nova.	66
A.17	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 na central de Casa Nova.	66
A.18	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 na central de Casa Nova.	66
A.19	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 na central de Casa Nova.	66
A.20	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 na central de Casa Nova.	66
A.21	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 na central de Casa Nova.	66
A.22	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 na central de Casa Nova.	67
B.1	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	69
B.2	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2020 após a aplicação do perfil 1 na central de Tendeiros.	69
B.3	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2020 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	70
B.4	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	70
B.5	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	70
B.6	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	70
B.7	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	70
B.8	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	70
B.9	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	71
B.10	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	71
B.11	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.	71
B.12	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.	71

B.13	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.	71
B.14	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.	72
B.15	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.	72
B.16	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.	72
B.17	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.	72
B.18	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.	72
B.19	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.	72
B.20	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.	73
B.21	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.	73
B.22	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.	73
C.1	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	75
C.2	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2020 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	75
C.3	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2020 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	76
C.4	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	76
C.5	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	76
C.6	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	76
C.7	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	76
C.8	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	76
C.9	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	77
C.10	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	77
C.11	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.	77
C.12	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	77
C.13	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	77
C.14	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	78

C.15	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	78
C.16	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	78
C.17	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	78
C.18	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	78
C.19	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	78
C.20	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	79
C.21	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	79
C.22	Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.	79

Lista de Tabelas

2.1	Categorização científica do armazenamento energético. [7]	13
2.2	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia elétrica em supercondensadores. [8]	14
2.3	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia mecânica em aproveitamento hidroelétrico reversível. [9]	14
2.4	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia mecânica em ar líquido. [10]	14
2.5	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia mecânica em ar comprimido. [11]	15
2.6	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia mecânica em volante de inércia (Flywheel). [9]	15
2.7	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia térmica sensível ao calor. [9]	15
2.8	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia térmica num sistema de calor latente. [10]	16
2.9	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia química num sistema de células de combustível. [10]	16
2.10	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia química num sistema de gás natural sintético. [10]	16
2.11	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia eletroquímica num sistema de baterias convencionais. [11]	17
2.12	Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia eletroquímica num sistema de baterias de fluxo. [12]	17
2.13	Áreas de aplicação dos SAE em larga escala [13]	18
4.1	Dados técnicos da Central Solar Fotovoltaica de Tendeiros.	31
4.2	Quantidade total de energia, em MWh, dos desvios, quer por excesso quer por defeito para a Central de Tendeiros.	33
4.3	Valorização dos desvios relativos às previsões da central de Tendeiros.	33
4.4	Dados técnicos da Central Solar de Casa Nova.	35
4.5	Quantidade total de energia, em MWh, dos desvios, quer por excesso quer por defeito para a Central de Casa Nova.	36
4.6	Valorização dos desvios relativos às previsões da central de Casa Nova.	36
5.1	Dados técnicos do Sistema de Armazenamento Energético orçamentado pela empresa A.	39
5.2	Remuneração (€) no caso da existência de um SAE aplicando o perfil 1 na Central de Tendeiros.	44

5.3	Remuneração, em €, da participação da Central de Tendeiros no Mercado de Serviços de Sistema na utilização do Perfil 1.	44
5.4	Remuneração (€) no caso da existência de um SAE aplicando o perfil 1 na Central de Casa Nova.	47
5.5	Comparação dos desvios por defeito (€) antes da instalação do SAE com a aplicação do Perfil 1, na Central de Tendeiros.	48
5.6	Comparação dos desvios por defeito (€) antes da instalação do SAE com a aplicação do Perfil 1, na Central de Casa Nova	49
5.7	Remuneração (€) no caso da existência de um SAE aplicando o perfil 2 na Central de Tendeiros.	52
5.8	Remuneração, em €, da participação da Central de Tendeiros no Mercado de Serviços de Sistema na utilização do Perfil 2.	52
5.9	Remuneração (€) no caso da existência de um SAE aplicando o perfil 2 na Central de Casa Nova.	55
5.10	Comparação dos desvios por defeito (€) antes da instalação do SAE com a aplicação do Perfil 2, na Central de Tendeiros	56
5.11	Comparação dos desvios por defeito (€) antes da instalação do SAE com a aplicação do Perfil 1, na Central de Casa Nova	56
6.1	Valor das variáveis para cálculo do LCOS e valor do LCOS para a Central de Tendeiros após a aplicação do perfil 1.	58
6.2	Valor das variáveis para cálculo do LCOS e valor do LCOS para a Central de Tendeiros após a aplicação do perfil 2.	58
6.3	Valor das variáveis para cálculo do LCOS e valor do LCOS para a Central de Casa Nova após a aplicação do perfil 1.	58
6.4	Valor das variáveis para cálculo do LCOS e valor do LCOS para a Central de Casa Nova após a aplicação do perfil 2.	58

Abreviaturas e Símbolos

BTM	Behind the meter
CAES	Compressed-air energy storage
DoD	Deep of Discharge
DSO	Distribution System Operator
BMS	Building Management System
FTM	Front of the meter
FER	Fontes de Energia Renovável
FV	Fotovoltaico
GGs	Gestor Global do Sistema
LAES	Liquid Air Energy Storage
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
PCS	Personal Communications Service
PHS	Pumped-storage hydroelectricity
PHES	Pumped Heat Electrical Storage
PPC	Positioning Pilot Channel
SAE	Sistema de Armazenamento Energético
SNG	Syntethic Natural Gas
TSO	Transmission System Operator

Capítulo 1

Introdução

1.1 Objetivos e Motivação

Na sequência da eclosão dos sistemas de armazenamento disperso de energia e da panóplia de aplicações e funções enunciados pelas empresas responsáveis, surge a necessidade de endereçar toda a sua aplicabilidade para problemas reais de centrais produtoras de energia fotovoltaica, passando pela escolha da tecnologia a ser aplicada, pelo dimensionamento e pelo seu perfil de carga e descarga. Este trabalho direciona a sua aplicação para a diminuição dos desvios às previsões enviadas no mercado diário para a OMIE e supondo que as centrais renováveis podem participar no Mercado de Serviços de Sistema, é feita uma análise económica do proveito que a Energia Simples teria ao usar um Sistema de Armazenamento Energético (SAE), como auxílio de resposta a solicitações feitas pela REN para aumentar ou reduzir a energia.

A Energia Simples é uma comercializadora de energia tendo contratos bilaterais com Centrais Produtoras de Energia Renovável, com as quais é feita a participação no Mercado Diário da OMIE. Esta participação leva a desvios quer por excesso, quer por defeito sendo a Energia Simples posteriormente penalizada pela REN. Usando os dados históricos do primeiro ano de produção de cada central foi possível dimensionar um sistema de armazenamento de forma viável, de forma a satisfazer as necessidades requeridas pelas centrais. Do ponto de vista técnico, o tempo de vida útil e o seu estado de saúde, é influenciado pelo número de ciclos e stress a que está sujeito, pelo que neste estudo as características técnicas foram trabalhadas com os valores de fim de vida útil, delineando sempre o pior dos casos. Foi feita a verificação da possibilidade de programar um *Energy Management System* (EMS) de forma a enquadrar toda a logística de armazenamento e e descarga idealizada nos perfis criados neste estudo.

As questões técnicas da rede foram também tidas em conta, na medida em que a injeção de energia por parte do SAE não ultrapassa em nenhum momento a capacidade de transmissão da rede elétrica, evitando constrangimentos e/ou sobrecarga das linhas.

Assim, com a utilização de Sistemas de Armazenamento Energético nas centrais produtoras de energia fotovoltaica os objetivos desta dissertação focam-se na criação de perfis de armazenamento e descarga a serem implementados nessas mesmas centrais, de forma a reduzir os desvios

da produção face à previsão e uma análise ténue à possível participação das centrais fotovoltaicas capacitadas de um SAE no Mercado de Serviços de Sistema. No final, além de ser obtido o indicador mundialmente aceite, para a avaliação da viabilidade de investimento num SAE (LCOS), é feita uma análise económica mais minuciosa a cada central olhando para cada perfil nela aplicada.

1.2 Estrutura do Trabalho

A presente dissertação está estruturada em seis capítulos e um conjunto de 3 anexos que lhes seguem. O capítulo 1 expõe a primeira abordagem ao problema e consequente resolução, enquadrando os SAE na amortização de desvios das comercializadoras energéticas, no mercado da OMIE. Além do enquadramento, é feita a introdução do caso de estudo e os respetivos objetivos do trabalho. O capítulo 2 é constituído pela contextualização do problema no âmbito das energias renováveis, a exposição das vantagens e desvantagens dos diferentes sistemas de armazenamento que permitem a resolução desses problemas, a explicação do cálculo do índice LCOS que permite obter uma análise económica ao investimento e, por fim, uma revisão de artigos científicos que permitem perceber o ponto situação dos estudos já realizados neste tema. O capítulo 3 é constituído por fundamentos teóricos. Inicia-se com uma breve explicação da evolução do mercado energético e dos modelos de mercado utilizados. A Gestão Global do Sistema é exposta meticolosamente pois visa a perceber como são cotados os desvios às previsões. O capítulo termina com a aplicabilidade de toda a teoria exposta no problema em estudo. No capítulo 4 apresenta-se o caso de estudo. É apresentada a Central Fotovoltaica de Tendeiros e a Central Fotovoltaica de Casa Nova das quais são passíveis de verificar os seus dados técnicos, valores de produção e desvios, estando também expostos os valores, em €, das penalizações aplicadas pela REN face aos desvios ocorridos. Neste capítulo é possível verificar uma tendência nos desvios ocorridos. O capítulo 5 é responsável pela apresentação do sistema de armazenamento energético orçamentado pela Empresa A, seguindo-se a apresentação ao leitor, da forma da modelização e implementação dos perfis criados e aplicados, nas centrais em estudo, apresentando os resultados obtidos nos quais é possível a visualização de gráficos pré e pós aplicação de cada perfil. No capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido nesta dissertação assim como os valores de retorno possíveis para cada aplicação do SAE.

Capítulo 2

Armazenamento Energético: Contexto e Estado de Arte

Este capítulo explica o contexto energético europeu no qual Portugal está inserido. Em seguida, a apresentação das diferentes tecnologias de armazenamento energético, com foco nas suas aplicações e potenciais económicos. Este capítulo termina com uma revisão do estado de arte no qual são apresentados trabalhos relacionados com o tema em causa.

2.1 Contexto Europeu

Em 2020, a população mundial é de 7.8 biliões e é expectável que até 2050 chegue aos 10 biliões [14]. Este rápido crescimento populacional resulta numa maior procura energética. Atender a esta evolução é fulcral para o crescimento social, económico e redução da volatilidade dos preços da energia no mercado [15]. Porém, esta procura deve ser satisfeita com energia limpa ao invés dos recursos tradicionais, maioritariamente baseados em combustíveis fósseis, fazendo das energias renováveis um tópico de discussão atual. No começo, a energia renovável levantava múltiplas questões, mas, devido ao decréscimo acentuado do preço de produção, cada vez mais, compete lado a lado com os meios de produção tradicional.

O primeiro grande acordo climático global que reuniu 196 países, em dezembro de 2015, em Paris, confirmou a transição em curso para uma economia mundial de baixo carbono. Este acordo tem o objetivo de limitar o aquecimento global, para um máximo de 2°C e aumentar os esforços para que seja reduzido a um máximo de 1,5°C [16]. A União Europeia (EU) tem vindo a concentrar as suas políticas na descarbonização da economia. Em novembro de 2016, apresentou um novo pacote legislativo europeu, denominado “Energia Limpa Para Todos Os Europeus”. Este documento visa clarificar o enquadramento jurídico, para uma transição para energia limpa e permitir que a EU atinja os objetivos do acordo de Paris. Este novo pacote aponta para a criação de uma Comissão de União de Energia [17].

A União de Energia procura fornecer a todos os membros da EU energia “segura, sustentável, competitiva e acessível” [18]. De forma a garantir a segurança do abastecimento é primordial

diversificar as fontes de energia e aumentar a cooperação entre os membros da EU [19]. Por outro lado, um mercado totalmente integrado pode contribuir para o acesso à energia, por parte de todos os europeus [20]. Um sistema sem barreiras técnicas ou regulatórias iria promover a segurança do abastecimento, assim como, providenciar aos consumidores melhores negócios no combate à pobreza energética. A pobreza energética resulta de necessidades básicas não atendidas, derivadas da falta de acesso à energia. Os serviços energéticos são fundamentais para o desenvolvimento da educação e da melhoria da saúde pública [21]. De acordo com a Organização Mundial de Saúde estima-se que 3 bilhões de pessoas no mundo cozinham os seus alimentos diariamente com combustíveis sólidos, que produzem grandes quantidades de ar poluído, causando 4 milhões de mortes prematuras por ano [22]. Apesar de estas situações acontecerem em grande parte em países mais pobres, um estudo realizado pelo Observatório de Pobreza Energética estima que haja 50 milhões de habitações na EU carenciadas energeticamente [23]. Em Portugal, o consumo residencial de eletricidade é significativamente baixo comparado com a média europeia. Tal facto é explicado pelo clima ameno, mas também pelo facto de Portugal ser um dos países com as tarifas residenciais de eletricidade mais elevadas [24]. Este preço elevado, devido principalmente à alta participação dos impostos no preço final, influencia o nível de pobreza energética [25].

A criação do Observatório Para a Pobreza Energética, como parte do pacote “Energia Limpa Para todos os Europeus” é um sinal de que a UE está a combater a Pobreza Energética. No entanto, a principal preocupação da União de Energia é maioritariamente a descarbonização da economia, com o objetivo de cumprir as metas acordadas. Estas metas fazem parte do quadro de medidas da Energia e do Clima. Para 2030, por exemplo, há três grandes objetivos: Reduzir em 40% as emissões de gases de efeito de estufa, aumentar as energias renováveis em 27% e obter uma eficiência energética de 30% em comparação aos níveis de 1990.

Para alcançar a redução da emissão em 40% dos gases de efeito de estufa, a UE possui o sistema de Comércio de Emissões. Com início em 2005, o primeiro mercado de comércio de carbono em grande escala, continua a ser um dos maiores mercados na atualidade, cobrindo 45% das emissões de gases de efeito de estufa na UE [26]. Este sistema funciona com o grande objetivo de “limitar e negociar”. É estabelecido um limite para a quantidade total de emissões que podem ser produzidas pelo sistema. O limite deve ser progressivamente reduzido, ao longo do tempo, para que as emissões caiam e as metas acordadas sejam alcançadas. Posteriormente, os participantes de mercado, ou seja, as empresas que produzem gases de efeito de estufa, possuem licenças de emissão alocadas gratuitamente ou devem adquiri-las, comprando-as no mercado. As permissões podem ser negociadas entre participantes do mercado, com empresas que possuem uma licença com valores de emissão em excesso e com empresas que necessitam de valores mais altos na licença. Isto permite que o sistema encontre uma solução mais económica [27].

De forma a alcançarem os objetivos implementados, ilustrados na figura 2.1, cada país implementou o seu próprio programa nacional de energia renovável com o fim de atingir as metas de 2020 e 2030. Em 2004, Portugal já possuía 19,2% de consumo de energia renovável, assim não faria sentido estabelecer uma meta de 20%, comprometendo-se a atingir os 31% de consumo de energia renovável em 2020.

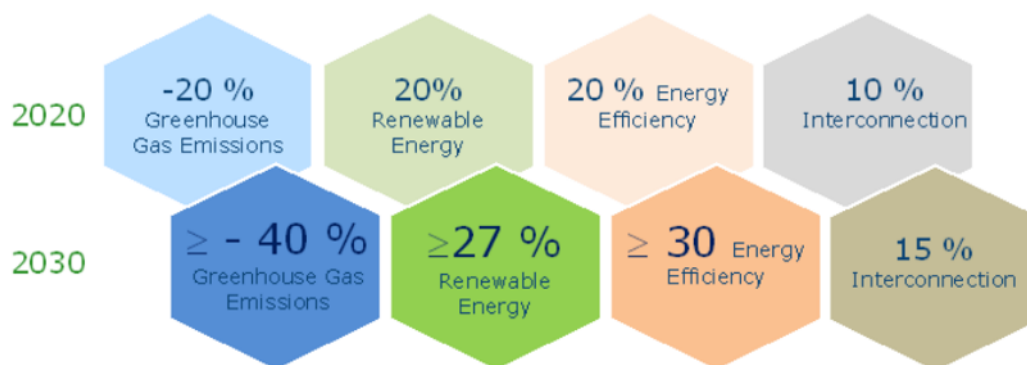


Figura 2.1: Enquadramento climático e energético para 2020 e 2030. [1]

Para atingir as metas de eficiência energética, 20% para 2020 e 30% para 2030, a UE implementou medidas, como um padrão mínimo de eficiência energética para equipamentos de energia, garantindo que as grandes empresas devem realizar auditorias energéticas a cada quatro anos e certificados de energia obrigatórios ao comprar ou alugar uma casa. Além disso, cada país deve desenvolver o seu Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética, com medidas adequadas à realização das metas propostas, de cada país e apresentá-lo à UE.

Além disso, a capacidade de interconexão energética deve ser aumentada. Até 2020, cada país deverá ter 10% de capacidade de interconexão em relação à capacidade total de geração. Este valor deve aumentar para 15% até 2030. O aumento da capacidade de interconexão melhorará a segurança de abastecimento e contribuirá para um mercado totalmente integrado, fazendo a União de Energia mais cooperativa.

A melhoria da capacidade de interconexão é uma das formas para os países melhorarem a flexibilidade dos seus sistemas nacionais e alcançarem níveis mais altos de penetração de energia renovável. Outro método para melhorar a flexibilidade poderia passar por integrar de forma mais ampla, os sistemas de armazenamento de energia.

2.2 Armazenamento de Energia

A integração de fontes de energia renováveis no sistema de energia está sujeita a vários desafios. Um deles, diz respeito ao facto de a produção renovável estar, em muitos casos, localizada geograficamente longe da carga. Assim, a necessidade de expansão da rede deve de ser considerada. Uma maneira de resolver esse problema é ter uma distribuição geográfica equilibrada da produção de energia renovável. Ao procedermos à escolha entre as diferentes opções de energia renovável, deve-se ter em consideração não apenas a disponibilidade de recursos, mas também a proximidade da carga. Com a redução dos custos de produção das energia renováveis, a preponderância dos custos de capacidade adicional de transmissão e distribuição aumenta [28].

Um outro problema relacionado com a integração das energias renováveis é a intermitência ou variabilidade das mesmas. A maior parte das fontes de energia renovável são variáveis no tempo, como por exemplo a eólica e solar. O armazenamento de energia é muitas vezes apontado como, por exemplo, a solução para a variabilidade deste tipo de energia. A energia seria armazenada quando houvesse excesso de produção de energia renovável e mais tarde seria consumida numa ocasião mais adequada, isto é, quando o consumo aumentasse ou quando houvesse menos produção renovável.

De facto, o armazenamento de energia pode ser útil em múltiplos contextos e ter várias aplicações em diferentes pontos da rede, desde a aplicação residencial até a aplicações de grande escala. Nesta secção não será feita uma avaliação económica da rede, serão apenas referidos os principais casos de uso que o armazenamento de energia possa ter. A análise da viabilidade económica da bateria será abordada nos próximos capítulos.

Conforme a posição onde se encontram, os sistemas de energia podem estar conectados à rede in front of the meter (FTM) ou behind the meter (BTM). A diferença entre os sistemas BTM e os FTM pode ser resumida à posição de um sistema de energia em relação ao contador. Um sistema de produção que se encontre BTM fornece energia que pode ser usada no local de produção, sem passar pelo contador, enquanto que um sistema FTM fornece energia para locais externos e deve de passar por um contador antes de chegar ao usuário final. Ou seja, todos os consumidores finais de eletricidade encontram-se BTM, uma vez que estão a jusante do contador, embora a energia que utilizem seja produzida em centrais que se encontram FTM, como ilustrado na figura 2.2.

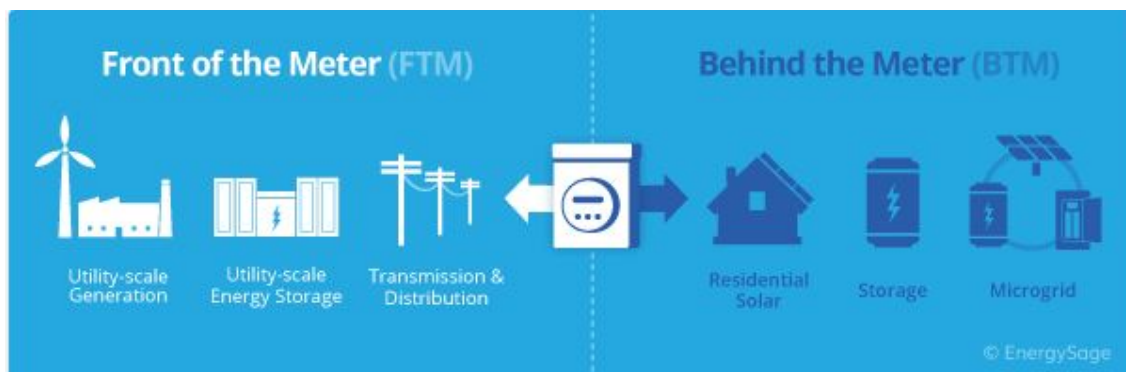


Figura 2.2: Caracterização dos sistemas conectados à rede conforme a sua posição relativa ao contador. [2]

Os sistemas de armazenamento de energia numa residência são sistemas BTM. A eletricidade armazenada numa bateria doméstica vai diretamente da bateria para os eletrodomésticos sem passar pelo contador. Uma microrrede é, também, um sistema BTM. Uma microrrede é uma versão mais pequena de uma rede elétrica maior, que funciona para alimentar um pequeno número de edifícios. Uma microrrede consiste em geração, transmissão e, cada vez mais, armazenamento em baterias. Todos estes componentes ficam BTM, pois não há necessidade de importar eletricidade da rede para manter este sistema energizado. Em contraste, como exemplo de aplicações FTM, temos o armazenamento em grande escala junto de centrais de produção de energia renovável.

Estas instalações de armazenamento são consideradas FTM pois depois de despachada, a energia passará pelo contador de habitações, antes de poder ser utilizada pelo cliente final [2].

Uma das vantagens do armazenamento de energia é poder fornecer serviços consoante a necessidade, para consumidores comerciais e industriais. A resposta a esta procura oferece a oportunidade para esses clientes mudarem parte do seu uso de eletricidade, de períodos de pico para períodos fora de pico. Como ilustrado na Figura 2.3, o armazenamento pode carregar durante os períodos fora de pico, aumentando neste período o consumo e descarrega durante as horas de pico, diminuindo o consumo durante este mesmo período.

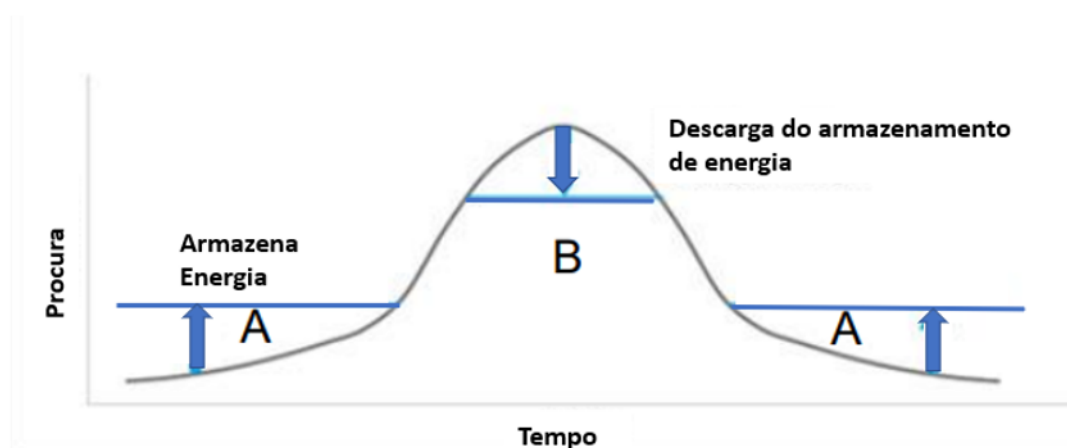


Figura 2.3: Resposta à procura energética utilizando um sistema de armazenamento de energia. Aumento do vale de carga (A) recorte do pico de carga (B) [3].

Para clientes residenciais, o armazenamento pode fornecer capacidade de reserva e melhorar a qualidade de energia. Além disso, pode melhorar o desempenho de sistemas residenciais fotovoltaicos, aumentando a autogeração ou controlando o fluxo de eletricidade vendida à rede [29]. Em aplicações de grande escala, o armazenamento de energia pode ajudar na integração da energia renovável variável, podendo melhorar o desempenho do sistema de transmissão, fornecendo suporte ao controlo de tensão, diminuindo as perdas de transmissão e diminuindo o congestionamento [29].

Além disso, pode adiar a necessidade de investimento em capacidade de transmissão adicional. Esta solução também é vista como uma oportunidade para substituir as tradicionais centrais térmicas de reserva. Com o aumento percentual de fontes intermitentes no mix energético, há uma necessidade de centrais de backup energético. Estas centrais de reserva devem poder alterar a sua produção de energia em curtos períodos. As centrais de reserva não são só importantes para armazenar a produção, através de fontes de energia renovável, mas também podem ajudar nas mudanças repentinas de carga. Por exemplo, em períodos de pico, essas fontes são recrutadas para operação.

No entanto, no caso das turbinas de gás, que geralmente são usadas durante uma fração reduzida de tempo, resultam em baixos fatores de utilização, entre 5% e 10%. Como estas centrais têm custos marginais mais altos que as centrais normais, elas têm a sua utilização reduzida para atender ao pico de consumo [30]. Com a diminuição dos preços do armazenamento energético, um sistema de armazenamento pode competir com as centrais energéticas de pico. Para além desta vantagem já referida, um sistema de armazenamento pode apresentar mais vantagens. Por exemplo, pode fornecer serviços auxiliares. Os serviços auxiliares são serviços de suporte disponíveis para os operadores da rede, Operador da Rede de Distribuição (ORD) e o Operador da Rede de Transporte (ORT), e são essenciais para manter a qualidade da energia e garantir um sistema elétrico seguro e confiável [31]. O controlo de frequência é um dos serviços auxiliares que um sistema de armazenamento pode providenciar, consistindo num controlo rigoroso dos desequilíbrios de energia entre a oferta e a procura e, portanto, mantém a frequência da rede dentro dos níveis desejáveis. Este serviço de regulação pode ser uma aplicação adequada para o armazenamento de energia. Segundo [32], quando avaliado o tempo de resposta dos diferentes tipos de serviço de regulação, conclui-se que o tempo de resposta de um sistema de armazenamento de energia pode ser duas vezes mais rápido que as centrais de reserva tradicionais. Outro serviço auxiliar providenciado por esta tecnologia é a correção do fator de potência ou o ajuste dos níveis de tensão através da introdução/absorção de energia reativa da rede [33].

O armazenamento de energia pode contribuir para um sistema elétrico mais económico, aproveitando as diferenças de preço entre os diferentes períodos, o que é normalmente chamado de *electricity arbitrage*. Este termo envolve a aquisição de eletricidade em períodos fora de pico, quando os preços da eletricidade são baixos e aproveitam esse período para carregar as unidades de armazenamento. Posteriormente, em períodos de pico, a energia armazenada pode ser utilizada ou vendida nesses mesmo períodos, uma vez que têm preços mais elevados. Da mesma forma, o armazenamento pode ser usado em períodos com excesso de produção eólica ou solar, a fim de evitar a interrupção de produção de energia renovável. Interromper a produção de energia renovável significa reduzir, voluntariamente, a produção de energia renovável de forma a evitar desequilíbrios na rede. Nos períodos de excesso, os preços da eletricidade são mais baixos e há uma oportunidade para *arbitrage* o preço através do armazenamento. Além disso, ao fazer-se o armazenamento de energia durante horas fora de pico para posteriormente usar em períodos de maior procura, pode evitar o investimento em capacidade extra de geração de energia.

Dos vários cenários acima referidos para o armazenamento energético, é inegável que o armazenamento de energia pode ter várias utilizações. No entanto, na maioria dos casos, um sistema de armazenamento de energia não é aplicado, devido aos seus altos custos de investimento/capital. Desta forma surge a necessidade de provar a viabilidade económica das opções anteriormente mencionadas para convencer os investidores. Para isso, uma metodologia adequada deve ser apresentada para a geração, como por exemplo, o LCOE (*Levelized Cost of Energy*). Deve também haver uma metodologia confiável e realista para o armazenamento, o LCOS (*Levelized Cost of Storage*).

2.3 Abordagem económica - LCOS

O LCOS fornece uma metodologia direta, no que toca à análise da viabilidade do ponto de vista económico do investidor. Porém, não há uma metodologia consensual para o cálculo do LCOS ao contrário do que acontece com as tecnologias de produção, que usam o LCOE.

De acordo com [34], o LCOE é definido como o valor líquido no presente, de todo o custo da energia total produzida durante o tempo de vida de um gerador, dividido pelo total da energia gerada. Permite comparar as diferentes tecnologias que têm diferentes vidas úteis, capacidades, custos de investimento, custos de combustível e eficiência. No entanto, a mesma tecnologia pode assumir diferentes LCOE, dependendo da localização. Por exemplo, o vento e a energia fotovoltaica são influenciados pelas condições climáticas de um determinado local e, portanto o seu LCOE pode assumir valores diferentes dependendo da localização das turbinas eólicas ou painéis fotovoltaicos. Então, recorrendo ao LCOE, é possível comparar diferentes tecnologias de geração em termos de custo, através de uma metodologia unificada. Além disso, é possível analisar a rentabilidade de um projeto com a comparação entre o LCOE e o preço da eletricidade no ponto de ligação à rede.

Ao contrário dos geradores de energia que têm apenas a função de gerar energia, os sistemas de armazenamento podem atender a várias aplicações. Ou seja, de acordo com o serviço que precisa de ser fornecido, os parâmetros de *design* do sistema de armazenamento de energia (SAE) podem variar. Os SAE são caracterizados pela capacidade de potência e capacidade de energia. A capacidade de potência é a quantidade máxima de energia instantânea que pode ser produzida, geralmente medida em MW. A capacidade energética é a quantidade total de energia que pode ser armazenada num SAE, tipicamente medida em MWh. Estes parâmetros, juntamente com o número de ciclos por ano, influenciam o LCOS e, portanto, só é possível comparar custos para diferentes tecnologias com a mesma aplicação.

Há diferentes metodologias de abordagem para o LCOS. É comum afirmar que o custos de combustível e a energia gerada, no LCOE, devem ser substituídos pelos os custos de carregamento e descarregamento de energia. Porém, neste estudo o LCOS será calculado pelas equações 2.1 e 2.2 [35]. A equação 2.1 já demonstrou ser a melhor forma de comparar os diferentes tipos de armazenamento em baterias aliada com a equação 2.2 [35]. Num primeiro momento, o LCOS tem uma formulação análoga do LCOE em [36]. O LCOS é a soma de todas as despesas anuais (A_t), e o CAPEX (despesas de capital), dividido pelo somatório de energia de saída (W_{out}) dividido pelo tempo de vida do sistema de armazenamento (n). As despesas e a energia de saída são descontadas usando a taxa de desconto (i). O custo anual (A_t) é composto pelo custo de operação OPEX, os reinvestimentos necessários nos componentes de armazenamento $CAPEX_{re,t}$ no tempo (t), assim como o custo do fornecimento da energia que é determinado pelo preço (c_{el}) multiplicado pela soma anual de energia fornecida ao SAE (W_{in}), equação 2.2. Os custos associados à recolha e tratamento das baterias no seu final de vida são representados pela varável (R_t).

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{out}}{(1+i)^t}} \quad (2.1)$$

$$A_t = OPEX + CAPEX_{re,t} + c_{el} \cdot W_{in} - R_t \quad (2.2)$$

No que toca a especificações técnicas do LCOS estas também são tidas em conta no seu cálculo. Relativamente aos preços de mercado, estes são maioritariamente indexados para a capacidade de armazenamento nominal de uma bateria (C_r). Valor este que é mais elevado que o valor real de capacidade de armazenamento (C_{net}) pois grande parte das baterias não devem de ser totalmente descarregadas. A relação entre a capacidade real no primeiro ano de operação e a capacidade nominal é descrita na equação 2.3. O grau de descarga da bateria é definido pela profundidade de descarga (DoD). O DoD (%) representa o quão a bateria foi descarregada, isto é, 0% indica que não houve descarga e 100% significa que houve uma descarga total do sistema [37] [38].

$$C_{net,1} = C_r \times DoD \quad (2.3)$$

O tempo de vida da bateria (n) é calculado dividindo o valor dos ciclos de vida máximos da tecnologia apresentada (LC_{max}) pelo número de ciclos de vida anuais que é expectável que a bateria faça (LC) (equação 2.4). O LC é o quociente entre a potência média de descarga do SAE ($W_{out,av}$) e a média da capacidade real de armazenamento $C_{net,av}$ (equação 2.5).

$$n = \frac{LC_{max}}{LC} \quad (2.4)$$

$$LC = \frac{W_{out,av}}{C_{net,av}} \quad (2.5)$$

Devido à degradação da bateria (d), a capacidade real de armazenamento diminui ao longo do período de vida do sistema (equação 2.6). A média da capacidade real de armazenamento é a soma da capacidade real em cada ano $C_{net,t-1}$ dividido pelo período de vida da bateria.

$$C_{net,t} = (1 - d) \times C_{net,t-1} \quad (2.6)$$

A taxa de degradação da bateria é calculada assumindo que a capacidade nominal da bateria no final do seu período de vida será de 80% do seu valor inicial C_r [39]. É também assumido que esta degradação é aritmética, ou seja, a capacidade de armazenamento diminui a uma taxa fixa a cada ano de operação. A degradação d pode ser calculada usando 2.7. Com o uso, o número de ciclos anuais aumenta e o tempo de vida útil da bateria diminui, uma vez que a degradação aumenta.

$$d = 1 - \left(\frac{0.8 * C_r}{C_r} \right) \quad (2.7)$$

A quantidade anual de energia necessária para carregar as baterias ($W_{in,t}$) pode ser calculada pela quantidade de energia descarregada, dividida pela eficiência das baterias η_{bat} e do inversor (η_{inv}) ao quadrado, mais a energia perdida pelas autodescargas. Estas perdas de energia podem ser calculadas multiplicando a taxa mensal de autodescarga r_{sd} pela capacidade nominal de armazenamento e o número de meses por ano (2.8).

$$W_{in,t} = \frac{W_{out,t}}{\eta_{bat} * \eta_{inv}^2} + 12 * C_r * r_{sd} \quad (2.8)$$

O facto do LCOS ser uma metodologia exclusivamente baseada em custos, pode impedir que os investidores vejam o cenário mais amplo: os benefícios técnicos e sociais. Embora um SAE seja geralmente projetado e otimizado para uma aplicação específica, este pode contribuir com outras fontes de valor, fornecendo os já mencionados, serviços complementares [29]. Na figura 2.4 é apresentado um gráfico onde estão dispostos, em percentagem, os valores comerciais de um sistema de armazenamento de energia.

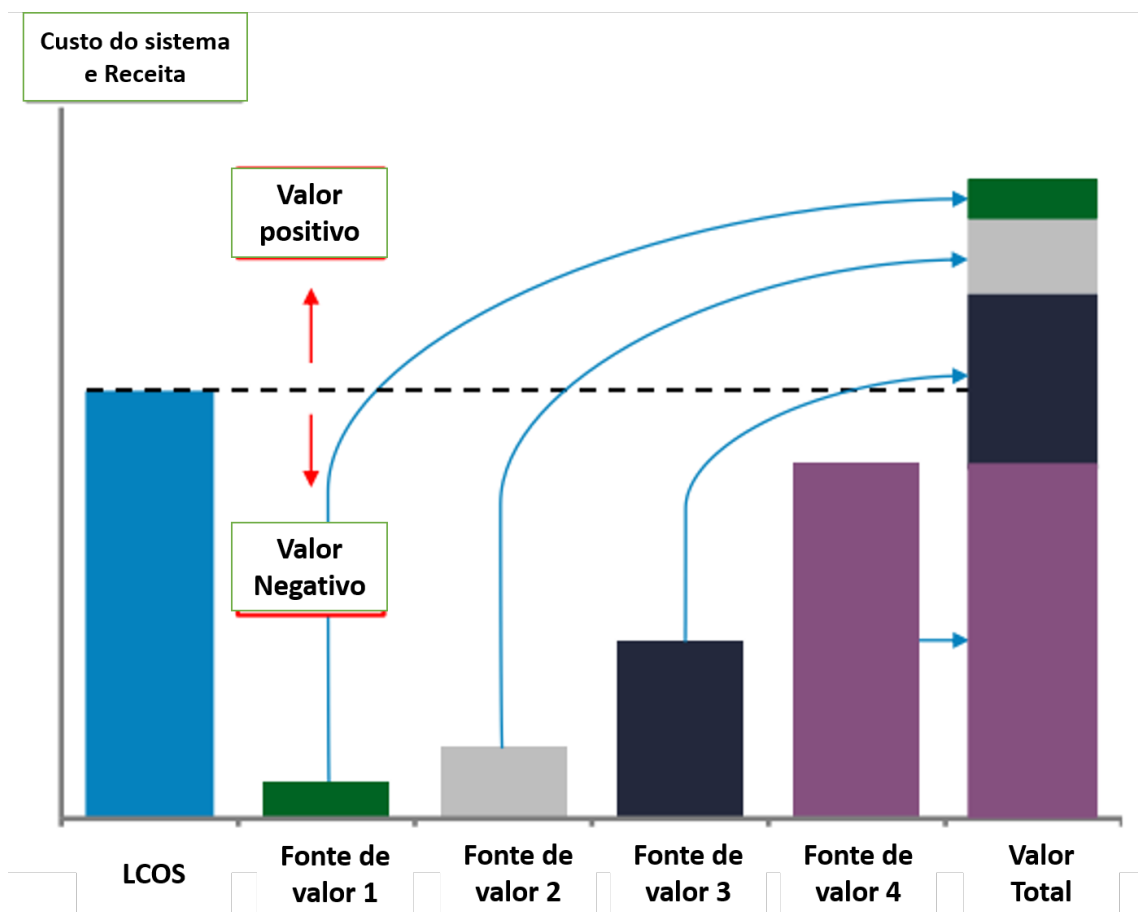


Figura 2.4: Valor económico das diversas funções de um SAE [4]

Como é possível verificar na figura 2.4, um SAE pode tirar benefícios económicos através da aplicabilidade do mesmo sistema para diversas funções. Quando um sistema é totalmente

explorado, de forma a retirar todas as potencialidades que este pode oferecer, temos o máximo e o custo mais viável para o SAE.

De acordo com [5] é apresentada uma análise económica dos diferentes sistemas de armazenamento para uma central solar, através do método de LCOS. Os resultados, na figura 2.5, mostram que o sistema *Pumped Heat Electrical Storage* (PHES) pode ser competitivo em termos custo relativamente aos sistemas *Compressed-Air Energy Storage* (CAES) ou mesmo com os sistemas *Pumped-storage hydroelectricity* (PHS), dependendo do custo de capital e da eficiência do sistema. Esta análise deixa bem claro que o LCOS resultante de cada tecnologia é sensível à operação da central e para um número elevado de ciclos por ano, o custo por kWh diminui fortemente. Assim, para se efetuar uma comparação adequada dos LCOSs de diferentes tecnologias é necessário que estas tenham o mesmo número de ciclos de carga e descarga por ano.

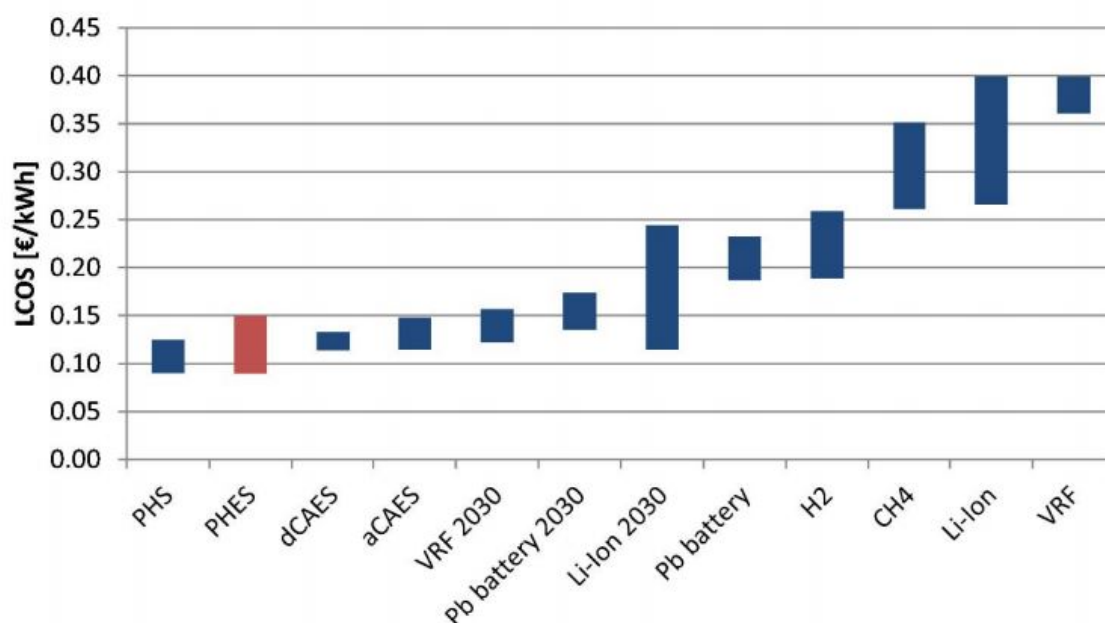


Figura 2.5: Comparação entre os LCOS das diferentes tecnologias, realizando 365 ciclos por ano e considerando o preço pago pela OMIE da energia injetada o valor de 0,033€/kWh. [5]

Assim, com base nas características técnicas, podemos adequar o melhor SAE ao seu propósito, tirando o máximo do seu proveito económico.

2.4 Tecnologias de Armazenamento de Energia

Existe uma ampla e diversa gama de tecnologias, mais ou menos adequadas a diferentes aplicações dependendo das suas características de potência e energia. As aplicações de potência requerem uma disponibilidade alta de potência à saída do sistema, geralmente por períodos relativamente curtos (de alguns segundos a alguns minutos). Por consequência, é exigido um tempo de

resposta muito reduzido. Estas aplicações normalmente incluem regulação de frequência, regulação de tensão e suavização de geração renovável variável.

No contexto desta dissertação serão estudadas as aplicações energéticas, que maioritariamente incluem *electricity arbitrage*, amortização do pico de carga e armazenamento operacional de electricidade gerada fora do pico [40]. Estas aplicações requerem quantidades relativamente grandes de energia, geralmente para longas descargas de vários minutos a horas. Portanto, o armazenamento usado, para aplicações de energia, deve ter uma reserva de energia armazenada muito maior do que nas aplicações de potência. Devido ao seu tamanho, o armazenamento hidroelétrico por bombagem e o armazenamento de energia de ar comprimido podem ter grandes classificações de potência e tempos de descarga mais longos que o armazenamento em baterias.

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica organizam-se em cinco categorias em relação à sua forma de armazenamento: mecânica, térmica, eletroquímica e armazenamento elétrico, conforme ilustrado na tabela 2.1.

Tabela 2.1: Categorização científica do armazenamento energético. [7]

Sistemas de Armazenamento de energia elétrica				
Mecânico	Térmico	Químico	Eletroquímico	Elétrico
Hidrolétrico reversível	Termoquímica	Armazenamento de hidrogénio	Baterias de iões de lítio	Supercapacitores
CAES	Sensível ao calor	SNG	Baterias de ácido-chumbo	
LAES	Calor latente		Baterias de fluxo redox	
Flywheels				

Nas secções seguintes serão abordadas as características, vantagens e desvantagens dos sistemas mais usuais.

2.4.1 Armazenamento Elétrico

Supercondensadores

Os condensadores armazenam energia electrostática entre duas placas condutoras separadas por material isolante. Na tabela 2.2 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

2.4.2 Armazenamento Mecânico

Aproveitamento hidroelétrico reversível

Os principais elementos de um sistema hidroelétrico reversível incluem um grupo de equipamentos de turbina/gerador, um caudal de água, um reservatório superior e um reservatório inferior. Estes sistemas armazenam energia operando a turbina/gerador de reserva para bombear a água para o reservatório superior aquando de um preço reduzido da electricidade. A água é libertada

Tabela 2.2: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia elétrica em supercondensadores. [8]

Vantagens	Desvantagens
Elevado Rendimento Elevado número de ciclos Vida útil média Flexíveis Potências elevadas	Capacidade de energia baixa Requer condicionamento da potência (DC/AC)

posteriormente quando a eletricidade tiver um preço de mercado mais elevado. Quando a água é libertada do reservatório superior é accionada a turbina acoplada a um gerador que irá produzir energia elétrica. Na tabela 2.3 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.3: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia mecânica em aproveitamento hidroelétrico reversível. [9]

Vantagens	Desvantagens
Grandes quantidades de energia armazenadas a baixo custo Longa duração Elevado rendimento Tecnologia madura	Necessita de locais específicos Densidade de energia média Impacto ambiental

Ar líquido

Utiliza energia mecânica para comprimir o ar líquido e mantém esse líquido a baixas temperaturas. A energia térmica do ar líquido é depois convertido em energia elétrica. Na tabela 2.4 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.4: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia mecânica em ar líquido. [10]

Vantagens	Desvantagens
Ar não tóxico e não inflamável Ar líquido tem grande densidade de energia Armazenamento a baixa pressão	Tecnologia em desenvolvimento

Ar comprimido

O armazenamento de energia de ar comprimido envolve a compressão de ar usando energia (a um preço de compra reduzido), para que o ar comprimido possa ser usado para gerar eletricidade quando esta tiver um valor elevado no mercado. Na tabela 2.5 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.5: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia mecânica em ar comprimido. [11]

Vantagens	Desvantagens
Elevado nível de energia potência Baixo custo por MWh	Impossibilidade de velocidade constante nos pistões Os sistemas atuais baseiam-se na queima de gás

Volante de inércia

Armazena energia cinética rotacional num motor, que ficando a girar, permite a sua rotação para converter em energia elétrica. Na tabela 2.6 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.6: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia mecânica em volante de inércia (Flywheel). [9]

Vantagens	Desvantagens
Elevada densidade de potência Baixo impacto ambiental Elevado tempo de vida	Baixa densidade de energia Manutenção cara e difícil

2.4.3 Armazenamento Térmico**Sensível ao calor**

Sendo o método mais comum de armazenamento de energia térmico, este armazenamento consiste na transferência de energia entre matéria aumentado a sua temperatura sem que haja alteração de estado. O caso mais comum é a energia solar ser transferida para um sal fundido que quando necessário, o sal fundido circula até a um gerador de vapor alimentando uma turbina/gerador. Na tabela 2.7 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.7: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia térmica sensível ao calor. [9]

Vantagens	Desvantagens
Larga escala Baixo custo Economicamente viável	Utilizada apenas em centrais solares térmicas Sal fundido corrosivo e sensível a arrefecimentos

Sistema de calor latente

Utiliza a energia térmica para a mudança de estado de um material. Os exemplos mais comuns são o sal inorgânico, água ou um metal. Na tabela 2.8 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.8: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia térmica num sistema de calor latente. [10]

Vantagens	Desvantagens
Elevada capacidade de armazenamento de temperatura por unidade de peso Poucas perdas	Tecnologia em estado de desenvolvimento Utilizada em pequena escala em arrefecimento de edifícios

2.4.4 Armazenamento Químico

Células de combustível

A energia elétrica é convertida em hidrogénio e armazenada em tanques de alta-pressão, tanques criogénicos ou no estado sólido. Posteriormente pode ser convertida em eletricidade através de células de combustível. Na tabela 2.9 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.9: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia química num sistema de células de combustível. [10]

Vantagens	Desvantagens
Escalável de geração de distribuída a larga escala e de curto a longo prazo Poucas perdas	Baixo rendimento do ciclo Elevado custo de capital Problemas de segurança Baixa densidade de energia à temperatura ambiente

Gás natural sintético

A eletricidade é convertida em hidrogénio através de eletrólise. O hidrogénio pode ser injetado na rede de gás existente até aos consumidores, ou transformado em gás natural sintético (através da metanação para ser utilizado em turbinas a gás). Na tabela 2.10 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.10: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia química num sistema de gás natural sintético. [10]

Vantagens	Desvantagens
Potencial para assegurar armazenamento inter-sazonal Valor elevado de energia química por unidade de massa	Gás natural mais barato Custo de capital Necessidade de fonte de CO_2 Baixo rendimento do ciclo

2.4.5 Armazenamento Eletroquímico

Baterias convencionais

As baterias eletroquímicas consistem em duas ou mais células eletroquímicas. As células usam reações químicas para criarem corrente elétrica. Os elementos primários desta célula incluem um corpo que funciona como recipiente, dois eletrodos (ânodo e cátodo) e o material eletrolítico. O eletrólito está em contato com os eletrodos. A corrente é criada pelo processo de oxidação-redução. Quando uma bateria descarrega para uma carga ligada, os íons carregados eletricamente no eletrólito que estão perto de um dos eletrodos da célula fornecem elétrons (oxidação) enquanto que os íons próximos ao outro eletrodo da célula aceitam elétrons (redução). O processo é revertido para carregar a bateria, o que envolve a ionização do eletrólito. Os materiais mais comuns são o ácido-chumbo (PbA, sódio-enxofre (NaS), cloreto sódio-níquel (ZEBRA), íons de Lítio (Li-ion) e níquel-cádmio (Nícd). Na tabela 2.11 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.11: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia eletroquímica num sistema de baterias convencionais. [11]

Vantagens	Desvantagens
Elevado rendimento Larga experiência em aplicações portáteis Aplicações para pequena e média dimensão	Tempo de vida limitado Problemas de segurança e ambientais em caso de avaria

Baterias de fluxo

Armazena energia química através de uma reação química entre duas soluções eletrolíticas líquidas. As soluções químicas mais comuns são o brometo de Zinco (ZnBr), polisulfeto de brometo (PSB) e Redox de vanádio (VRB). Na tabela 2.12 apresentam-se as vantagens e desvantagens deste sistema.

Tabela 2.12: Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento de energia eletroquímica num sistema de baterias de fluxo. [12]

Vantagens	Desvantagens
Valor de potência e energia independentes Adequada a grandes aplicações Tempo de vida longo Descargas profundas	Mais complexo que as baterias convencionais Tecnologia em fase de desenvolvimento

2.4.6 Comparação entre os diferentes tipos de armazenamento

Na tabela 2.13 são apresentadas as três principais áreas de aplicação dos SAE. Para as respetivas áreas, são indicadas as características essenciais de cada sistema, assim como as possibilidades de armazenamento.

Tabela 2.13: Áreas de aplicação dos SAE em larga escala [13]

Área de aplicação	Características e especificações	Possíveis aplicações
Qualidade de Energia	$\sim < 1\text{MW}$, tempo de resposta (milissegundos), duração de descarga (milissegundos a segundos)	Volantes de inércia, baterias, supercondensadores
Energia de ligação	$\sim 100\text{kW} - 10\text{MW}$, tempo de resposta (até $\sim 1\text{s}$), tempo de descarga (segundos/minutos a horas)	Baterias convencionais e de fluxo
Gestão de intermitência	$1 - 100\text{MW}$, tempo de resposta (minutos), tempo de descarga (horas-dias)	Hídricas reversíveis, ar comprimido, baterias convencionais, baterias de fluxo

Numa perspetiva geral, é possível verificar que, no que toca à gestão de intermitência, estas tecnologias apresentam tempos de resposta suficientemente rápidos para colmatar possíveis desvios de carga. No entanto, nem todos os sistemas apresentam os níveis de duração de descarga de potência necessários.

Uma vez que Portugal é um dos países do mundo com mais capacidade instalada de armazenamento hidroelétrico reversível, no contexto deste estudo, serão comparadas apenas as tecnologias de armazenamento hidroelétrico reversível e electroquímico.

Estas duas tecnologias têm despertado bastante interesse no público em geral pois o uso de centrais hidroelétricas reversíveis como forma de armazenamento é uma tecnologia madura, com séculos de experiência e a única que provou fornecer energia e potência numa maneira eficiente. A conceção de um projeto de uma central deste tipo depende da região geográfica, sendo cada projeto um caso único com características específicas à região.

Por outro lado, as baterias são uma nova tecnologia que está a começar a dar os primeiros passos em aplicações de grande escala. O termo "baterias" aplica-se a um número significativo de diferentes tecnologias. Além dos grupos de baterias anteriormente mencionados, há outras famílias que não foram consideradas, devido ao facto de não serem indicadas para aplicações em grande escala [38].

Uma vez que são tecnicamente muito diferentes torna-se desafiante comparar estas duas tecnologias. No entanto, nesta fase será feita uma análise económica entre o armazenamento hidroelétrico reversível e as baterias, com foco na metodologia de análise económica LCOS.

Segundo [38], admitindo a conversão de 1 Dolar = 0.89€, o intervalo de valores para o LCOS varia entre 135 €/MWh e 177 €/MWh. No final de 2018, o LCOS para armazenamento de baterias em grande escala variava entre 265 €/MWh e 415 €/MWh [29]. Porém, estima-se que até 2030 o intervalo de valores para as tecnologias de armazenamento em baterias fique entre os 50-190 €/MWh, uma redução de quase 70% [13], o que permite às baterias uma competição direta com as centrais de armazenamento hidroelétrico reversível. No entanto, esta análise é feita para um período de vida útil de vinte anos. Considerando que as PHS tem uma vida útil muito mais longa (50 a 100 anos) e que as baterias provavelmente serão substituídas, todo o custo do ciclo de

vida das baterias seria maior quando considerado um período de análise mais longo. Porém, as baterias poderão diferenciar-se das PHS aproveitando as desvantagens desta última. Um projeto de PHS demora cerca de 5 anos até ser concluído, mais três anos para otimizar a solução técnica, estudos e financiamentos sociais e ambientais mais três anos para construção. Além destes prazos demorados de construção, as PHS acarretam um impacto ambiental adverso e restrições geográficas, isto é, existem locais limitados onde é possível desenvolver este tipo de projeto. Juntando estes fatores, as áreas limitadas para construção e a crescente necessidade de armazenamento de energia, os sistemas de baterias podem ter uma oportunidade no armazenamento em grande escala.

2.5 Resumo do estado de arte

Uma revisão da situação atual sobre os principais tópicos desta tese foram apresentados nesta secção. Os níveis crescentes de energia renovável aumentaram o interesse da comunidade científica em soluções que ajudem a integração das FER e a flexibilidade do armazenamento energético. O armazenamento de energia é muitas vezes considerado uma das melhores opções para fornecer essa flexibilidade.

Segundo H. Lund e B. V. Mathiesen [41], o excesso de produção de eletricidade é usado para inferir a taxa de sucesso de integração de energia renovável intermitente. Esta lógica é sustentada pelo facto, de que o excesso de eletricidade geralmente tem menos valor. As diferentes energias renováveis (FV, energia eólica e das ondas) são analisadas com a produção de eletricidade fazendo variar o valor de produção entre 0% até 100% da procura. As soluções ótimas do mix energético que levam a menos excesso de energia são consideradas como tendo maior valor.

No artigo [42], é simulado o sistema energético de Portugal com o objetivo de alcançar um sistema 100% de energia renovável onde é dada especial atenção ao acoplamento entre energia renovável e sistemas de armazenamento. Foi estimado que para atingir um sistema 100% energético seriam necessários 4500 GWh de armazenamento. Esta análise considerou Portugal como um sistema fechado, onde não haveria exportação e importação de energia. Naturalmente, num sistema fechado, é mais difícil atingir 100% de energia renovável, pois diminui a flexibilidade dentro do sistema. Os SAE foram fundamentais para atingir esta meta, evitando a rejeição do potencial de fontes renováveis e garantindo a segurança de abastecimento.

Segundo B. Zakeri e S. Syri [38] são analisadas diferentes tecnologias de armazenamento, numa perspetiva de determinar quais as tecnologias que têm maior potencial para aplicações em grande escala, com o objetivo de mitigar a intermitência na geração de renovável. Este estudo fornece uma visão geral das diferentes tecnologias, comparando os custos do ciclo de vida de cada uma. As tecnologias são examinadas em três grupos distintos de aplicações: *bulk energy storage*, serviços de suporte à transmissão e distribuição e regulação de frequência. Os resultados mostram que as PHS e os CAES são, ainda, as opções mais económicas para *bulk energy services*. Entre as baterias, o enxofre de sódio (NaS) ofereceu custos de ciclo de vida relativamente baixos para aplicações de *electricity arbitrage* e aplicações de suporte à transmissão e distribuição. Como

os custos de substituição das baterias são bastante elevados, foram considerados ciclos de vida ótimos. A melhor opção deve ser adotada considerando os requisitos do projeto.

No artigo [43], é apresentada uma revisão para cada tecnologia de armazenamento de energia. No entanto, a análise não incide no custo, mas nas características de cada sistema de armazenamento e em como é possível tirar o máximo proveito de cada uma dessas características. Também no [40], o custo não é a característica fundamental em análise, mas o valor e como o investidor pode recuperar o capital investido. É fornecida uma metodologia de avaliação para as várias aplicações de armazenamento como *electricity arbitrage*, gestão de congestionamento de linhas e regulação de frequência.

Análises mais recentes, como é o caso de [44], afirmam que para um SAE conseguir fazer uma gestão de congestionamento ao nível da transmissão serão necessários projetos com escalas de potência e capacidade de energia na faixa de 10 a 100MWh. Neste momento, os custos de investimento neste tipo de projetos continuam bastante elevados, porém ao fornecerem vários serviços em simultâneo, a viabilidade económica destes sistemas está a melhorar.

Já em [45], foi feito o cálculo do LCOS de 17 diferentes SAE em diferentes 24 aplicações na rede elétrica. Nesta análise foi considerado no custo de ciclo de vida o perfil de carga semelhante para todos os dias do ano, ciclos regulares com cargas e descargas constantes e completas de forma ao cálculo ser feito de forma linear e o LCOS não variar com o tamanho do sistema implementado. Foi verificado que as baterias de ácido-chumbo são as que apresentam menor risco de investimento. A conclusão final retirada afirma que os operadores de rede (independentes ou não) se fizerem um planeamento de rede bem informado, estes projetos, a longo prazo, serão economicamente viáveis.

Capítulo 3

Mercados de Eletricidade

Neste capítulo é exposto o funcionamento do mercado energético, de forma a aclarar como é feita a participação dos produtores de energia elétrica no mercado. A explicação da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico, introduz alguns conceitos e fórmulas relevantes ao cálculo dos desvios de produção renovável e dos custos associados. Serão abordados de forma sucinta os tipos de mercados e a contextualização da Energia Simples no modelo de mercado.

3.1 Evolução do mercado energético

São diversas as transformações do setor energético português desde a sua criação no século XIX, com a adição das redes de transporte, distribuição e centrais de produção. Este modelo, apresentado na Figura 3.1 apresentava falhas por ser verticalmente integrado.

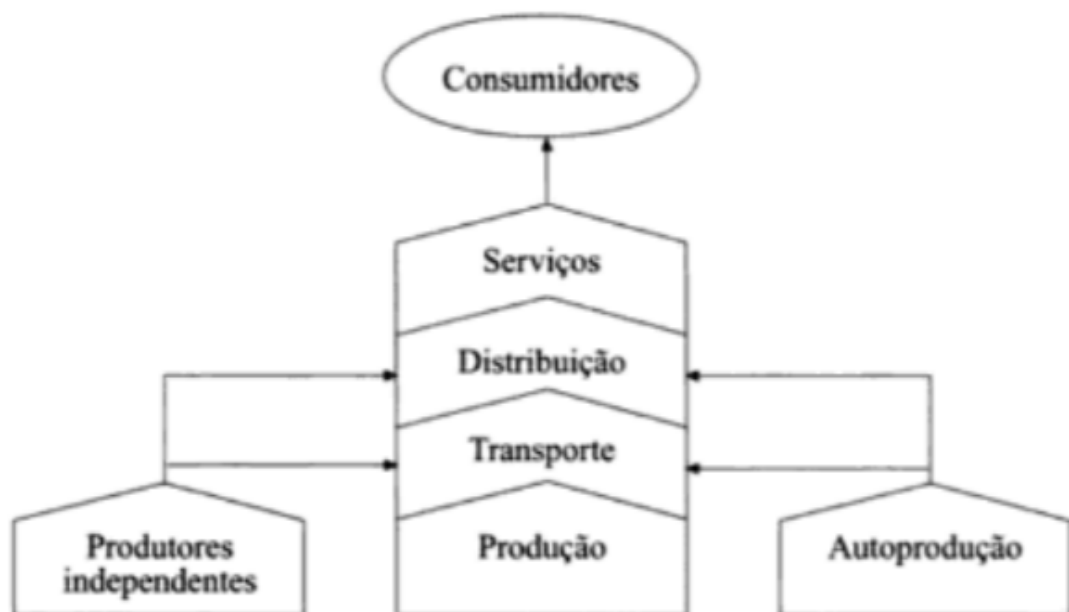


Figura 3.1: Sector elétrico com estrutura verticalmente integrada. [6]

Esta estrutura era promotora de um monopólio natural, com exceção de produtores independentes e dos autoprodutores. A ausência de competição no setor, agregada à falta de uma entidade reguladora levou à estagnação do setor. O setor energético foi então reestruturado e re-regulado. Em paralelo, nos anos 80, o desenvolvimento do setor industrial e a procura por um setor mais flexível viabilizou o setor do gás e das telecomunicações a fazerem uma reestruturação e foi perceptível que, com o surgimento de novos agentes de mercado, aumentava a concorrência levando a um serviço com maior qualidade.

De forma a quebrar o monopólio existente no mercado elétrico, foram criadas novas empresas e organismos independentes de regulação. Na figura 3.2 está esquematizado o modelo após a reestruturação do qual fazem parte a produção (P), a intermediação financeira (IF), a rede de distribuição (RD) e a comercialização (C).

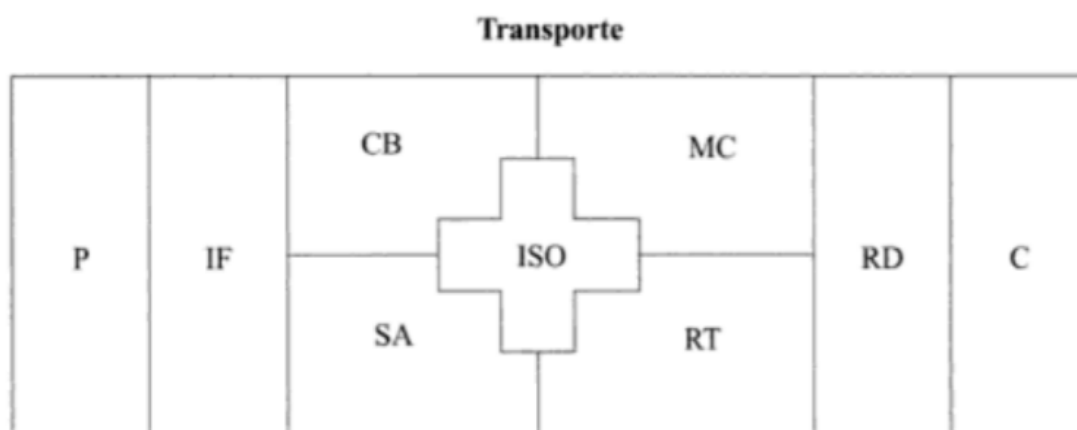


Figura 3.2: Esquematização do setor elétrico com o modelo desagregado [6].

No centro desta figura temos o transporte de energia que abarca atividades como o estabelecimento de Contratos Bilaterais (CB), dos Mercados Centralizados (MC), a Rede de Transporte (RT) e os Serviços Auxiliares (SA). O *Independent System Operator* (ISO) é a entidade coordenadora do sistema de produção/transporte. O ISO recebe os valores de despacho dos mercados centralizados tipo *pool* e os valores de despacho dos contratos bilaterais e irá operar de forma a evitar congestionamentos subsequentes de limites técnicos da rede de transporte bem como equacionar a utilização dos serviços auxiliares.

Para os objetivos deste estudo serão apenas abordados os mercados *spot* centralizados e contratos bilaterais.

3.2 Modelo *Pool*

Uma das formas de relacionamento entre entidades produtoras e agentes comercializadores ou consumidores elegíveis são os mercados *spot* ou mercado em *pool*. Estes mercados funcionam a curto prazo no qual é equilibrada a produção e o consumo através do casamento da combinação entre as propostas combinadas pelos dois. Este mercado é realizado no dia anterior com base

em previsões tanto de produção como de consumo. Este mercado, denominado Mercado Diário, no dia anterior, aceita as propostas e no próprio dia serão feitos ajustes, em diversas sessões, no mercado intra-diário pois as previsões nunca são exatas.

Este mercado não se limita apenas a cruzar propostas de uma forma puramente económica. O mercado de eletricidade é formulado, também, de forma a cumprir com as propriedades físicas da energia. Assim sendo, o Operador de Mercado cruza as propostas do ponto de vista económico e o Operador de Sistema verifica se os limites físicos, capacidades de produção de geradores, serviços auxiliares e limites da rede de transporte são praticados. Na Figura 3.3 encontra-se representado o modelo *pool*.



Figura 3.3: Esquematização do modelo *pool* [6].

Caso o Operador de Sistema verifique congestionamento nas linhas de transmissão será necessária a coadjuvação entre o Operador de Mercado e o Operador de Sistema de forma a resolver o problema. Caso o problema não seja resolúvel por redespacho de produção, o Operador de Sistema tem legitimidade e autoridade para alterar os despachos iniciais.

O Mercado Diário define os valores do preço da energia para o dia seguinte em espaços temporais de uma hora. Importa referir que as propostas de compra e venda ao serem apresentadas no dia anterior, isto é, com bastante antecedência ao momento de operação, ocorrem sempre desvios entre a previsão enviada e a produção real. Para colmatar esta disparidade entre a carga e a produção são utilizados os mercados intra-diários (ou mercado de ajustes) que funcionam em horários, definidos pela OMIE, no dia referente ao respetivo fornecimento de eletricidade.

Devido a esta disparidade, resultante do dinamismo de produção e de consumo, são utilizados vários tipos de reservas que estão ao serviço do Operador de Sistema.

3.3 Contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais são negócios celebrados diretamente entre um agente da procura e um agente da oferta. Após a discussão de preços e dos termos e condições, antes da finalização do mesmo, é necessário comunicar ao operador de sistema se há capacidade de transporte suficiente para assegurar a transação, de forma a mais uma vez, cumprir com os limites técnicos da rede, assegurando a segurança e fiabilidade do sistema elétrico. Estes contratos geralmente funcionam com um determinado período de tempo e agregam não só os preços e quantidades de energia mas também a qualidade de serviço, modulação de potência e indicação de nós, nos quais se realiza a injeção de energia elétrica.

Porém este tipo de modelo pode levar à diminuição do número de contratos, pois caso exista um número elevado de consumidores, a transparência de preços é menor e podem reforçar o poder de mercado e consequentemente facilitar a manipulação dos preços pelos participantes mais poderosos.

3.4 Modelo Misto

O modelo misto foi a opção mais adotada pela grande parte dos países após a reestruturação do setor elétrico. Este modelo, como o próprio nome diz, é uma junção do modelo em pool e um modelo que admite contratos bilaterais. Na figura 3.4 é apresentado um esquema onde é possível a dependência entre os dois modelos devido às restrições físicas da rede.



Figura 3.4: Esquematização do modelo misto [6].

Desta forma, o Operador de Mercado apenas trata do modelo em *pool* e o Operador de Sistema verifica se as condições físicas da rede são cumpridas com os dados que lhe são enviados pelo

Operador de Mercado - propostas aceites - e pelos contratos bilaterais - potências e nós.

3.5 Gestão Global do Sistema

Nesta secção recorre-se ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico [46] de forma a expor, quer o processo de programação diária da exploração a partir dos resultados dos mercados organizados e das transações efetuadas através de contratação bilateral, de modo a garantir a cobertura do consumo e a segurança do sistema, quer o mecanismo para a resolução de desvios entre a produção e o consumo. Refira-se que o horizonte diário deve ser entendido como o período compreendido entre as 23:00h do dia D-1 e as 23:00h do dia D.

A programação e resolução de desvios incluem os seguintes processos [47]:

- Programa [MWh]: São inseridas todas as previsões de produção agregadas no mercado organizado (OMIE) no dia anterior à negociação (D-1), onde ocorre a transação de energia elétrica que irá satisfazer a procura do dia seguinte.
- Produção/Consumo [MWh]: Estão representadas as produções reais agregadas, relativas ao dia de negociação (D).
- Desvios [MWh]: São realizados os cálculos das variações entre o previsto e o real.

$$Desvio = |Programa| - |Producao| \quad (3.1)$$

Os desvios podem ainda ser classificados em:

1. Desvios por excesso: Verifica-se quando a produção real é superior à previsão.
 2. Desvios por defeito: Verifica-se quando a programação é superior à produção.
- Valorização dos desvios: A ocorrência de desvios à programação gera desequilíbrios na relação geração-consumo, sendo necessária à sua regulação, por forma a assegurar a estabilidade do sistema elétrico. Para isso, a valorização das energias de desvio à programação deve ser remunerada, através da equação 3.2

$$VED(h,a) = DV(h,a) \times (PHMD(h) + SHR(h)) \times K(h,a) \quad (3.2)$$

Onde: VED (h,a) - Valorização de Desvios à programação, relativos ao período h, do Agente de mercado a. DV (h,a) - Desvios à programação relativos ao período h, do Agente de mercado a. PMHMD (h) - Preço Marginal Horário do Mercado Diário, relativo ao período h, expressos em €/MWh. SHR (h) - Sobrecusto Horário de Regulação, relativo ao período h, expresso em euros, sendo necessário para assegurar o equilíbrio entre a geração e o consumo, determinado pela equação 3.3.

$$SHR(h) = RRS + RR \quad (3.3)$$

Onde: RRS - Reserva de Regulação Secundária, com o objetivo de controlar o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado. RR - Reserva de Regulação, sendo ela, a variação máxima de potência a subir, e a descer dos grupos do sistema que pode ser mobilizada no horizonte da programação em vigor. Assim, sempre que a produção prevista seja diferente do consumo previsto pelo GGS será instruída uma mobilização ou desmobilização de produção/consumo capaz de equilibrar a produção como o referido consumo.

K é o fator de imputação dos sobrecustos ao Agente (a), durante o período h, dado pela equação 3.4.

$$K(h, a) = \frac{|DV(h, a)|}{\sum |DV(h, a)|} \quad (3.4)$$

- OMIE Recebimento: É realizado o cálculo do proveito do mercado organizado, OMIE, expresso pela seguinte equação 3.5

$$OMIE = PMHMD(h) \times Programa \quad (3.5)$$

- Desvios Reais é o pagamento de desvios à entidade reguladora (REN) conforme a equação 3.6

$$DR = VED(h, a) - (DV(h, a) \times PMHMD(h)) \quad (3.6)$$

- Custos dos Desvios (Ref Produção) [/MWh] é o custo efetivo do desvio com referência à produção real, dado pela equação 3.7:

$$CD_{Producao} = \frac{DR}{Producao} \quad (3.7)$$

- Custos dos Desvios (Ref Programa) [/MWh] é o custo efetivo do desvio com referência à previsão, dado pela equação 3.8

$$CD_{Programa} = \frac{DR}{Programa} \quad (3.8)$$

3.6 Reservas para a Regulação Frequência/Potência

De forma a ser possível garantir o equilíbrio entre a geração e o consumo, o Gestor Global do Sistema (GGS) em conformidade com o Manual de Procedimento de Gestão Global do Sistema, que, segundo [48] conta com 3 tipos de reserva:

- **Reserva de Regulação Primária:** É a atuação de um regulador de velocidade da turbina motivada pela ocorrência de um desvio de frequência do sistema elétrico, de forma a acertar a potência do grupo gerador. A variação de potência resultante deverá realizar-se em 15 segundos em face de perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100mHz e linearmente entre 15 e 60 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200mHz.
- **Reserva de Regulação Secundária:** Com o objetivo de controlar o desvio de interligação entre Portugal e Espanha relativo ao programado, colabora na manutenção da frequência conjunta, ou caso seja uma ilha, controla o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal. O início da atuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua atuação deverá estar terminada no máximo em 5 minutos, podendo ser completada pela ação da regulação terciária, em caso de perda de um grupo importante de geração.
- **Reserva de Regulação:** É a variação máxima de potência a subir ou a descer dos grupos do sistema que pode ser mobilizada no horizonte da programação da exploração em vigor. Sempre que a previsão de produção, no último programa, seja diferente da previsão de consumo, será orientada uma mobilização ou desmobilização de produção/consumo das Áreas de Balanço capacitada para equilibrar a produção com o referido consumo, satisfazendo as necessidades mínimas de reserva.

Sendo assim, o equilíbrio permanente entre a produção e o consumo é garantido pelas Reservas de Regulação, no âmbito do Mercado de Serviços de Sistema, cuja gestão é da responsabilidade do Operador da Rede de Transporte, na função de Gestor do Sistema. No Mercado de Serviços de Sistema, os agentes fazem as melhores ofertas para fornecerem os Serviços de Sistema e o Gestor do Sistema atua como comprador único.

A valorização da regulação secundária é composta por duas parcelas: a banda de regulação secundária, valorizada de acordo com o máximo dos preços marginais da banda de regulação secundária a descer e a subir em cada hora e a energia de regulação secundária, valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada em cada hora.

Depois da resolução das restrições técnicas, no âmbito do Mercado Diário, dá-se início ao mercado de banda de reserva de regulação secundária no qual os agentes de mercado fazem as suas ofertas, para cada instalação capaz de fornecer o serviço de regulação, para todas as horas do dia seguinte. Todas as ofertas têm de cumprir uma relação pré-estabelecida entre a reserva a subir e a baixar. A atuação desta regulação não poderá ultrapassar os 30 segundos e a atuação deverá estar concluída o mais tardar em 15 minutos.

Neste momento não há centrais de produção de energia renovável a participarem no mercado de banda de regulação. Porém, há vários projetos piloto com o objetivo de estudar a viabilidade da participação das energias renováveis neste mercado.

3.7 Aplicabilidade no problema

Utilizando os tópicos descritos até ao momento contextualizarei a Energia Simples neste modelo misto de mercado energético, utilizado em Portugal.

Os produtores renováveis cedem esta energia a um agente agregador (Energia Simples) que paga ao produtor uma tarifa pré-definida. O produtor passa a não ter relação direta com o mercado, transfere essa responsabilidade de venda de energia ao agente agregador. [49]

Assim sendo, o produtor renovável vende a sua energia ao mercado pelo agente agregador, recebendo a quantidade de energia vendida multiplicada pelo seu preço horário. Acresce ao produtor a responsabilidade pelo envio das previsões ao agregador, para venda no mercado. No encadeamento, surgem as disparidades entre as quantidades previstas de produção e a energia que efetivamente foi produzida, usando como fórmula de cálculo a equação 3.1.

A Energia Simples é detentora de uma unidade de programação de venda de energia elétrica com a responsabilidade de elaborar e apresentar ofertas de venda de energia nos mercados organizados (OMIE). Após o consentimento de ambas as partes, o contrato final pode apresentar duas modalidades:

- Contratos de representação;
- Contratos PPA (Power Purchase Agreement);

Estas duas modalidades contratuais apenas divergem na forma de faturação ao produtor. Nos contratos de representação, o preço a pagar ao produtor é dado pelo preço marginal horário (horário) do Mercado Diário (/MWh) multiplicada por uma comissão acordada pelas partes, mediante a energia injetada pelo produtor na rede.

Já nos contratos PPA, os contratos de compra e venda de energia são de longo prazo, realizados entre o produtor de energia renovável e um consumidor. Nestes contratos, a remuneração mensal tem um preço previamente acordado pelas duas entidades envolvidas. Ao fixar previamente os preços e volumes de entrega, o vendedor assegura a recuperação dos seus custos de investimento enquanto que o comprador consegue estabilidade e competitividade nos seus aprovisionamentos.

Uma função adicional do SAE será a participação no mercado de serviços, admitindo-se neste estudo que as Centrais em causa podem participar no Mercado de Serviços do Sistema. Este serviço não está regulamentado para as Energias Renováveis, no entanto, foi assumido que as Centrais de Produção de Energia Renovável podem participar no Mercado de Serviços de Sistema. Caso a proposta para baixar a energia injetada seja aceite por parte da central, os desvios por defeito para a hora requisitada deixam de sofrer penalizações. Quando a central é requisitada a subir a energia injetada na rede, a remuneração é igual à de uma central termoelectrica: preço da OMIE pela energia injetada e a remuneração por prestar o serviço.

Concluindo, as penalizações por desvios à previsão são aplicadas à Energia Simples, sendo que, quanto maior o erro na previsão enviada pelo produtor, maior será a penalização aplicada à Energia Simples. Um dos objetivos deste trabalho é a redução do desvio face à previsão enviada pelo produtor sendo a compensação feita por um sistema de unidades de armazenamento. Esta tecnologia tira um maior proveito da produção da central e salvaguarda a Energia Simples da aplicação de elevadas taxas consequentes de grandes desvios.

Capítulo 4

Exposição do problema

Este capítulo começa por apresentar as duas centrais solares que foram estudadas nesta dissertação. Estas centrais são resultantes de contratos bilaterais entre a Energia Simples e os produtores sendo estes últimos responsáveis pelo envio das previsões das produções no dia a seguir à Energia Simples. O preço pago pela Energia Simples aos produtores pode variar consoante o preço de mercado ou haver um valor fixo previamente negociado.

Porém, a valorização dos desvios entre a previsão e o valor real produzido é acarretado pela Energia Simples sendo uma fonte de penalizações que constringe o lucro de negócio.

Assim, neste capítulo, serão expostos dados técnicos e económicos da produção renovável de forma a identificar os pontos vitais de otimização.

4.1 Tendeiros

A Central Solar Fotovoltaica de Tendeiros situa-se na freguesia de São João Baptista, no concelho de Castelo de Vide, no distrito de Portalegre, a uma altitude de 319m numa zona caracterizada por ser bastante árida. Esta central conta com um albedo de 0.20 e com os valores de irradiação que variam no intervalo de 47,58 kWh/m² em Janeiro e 233,03 kWh/m² em Julho. Estes valores fazem desta zona geográfica uma das mais favoráveis no que toca à produção de energia elétrica com recurso ao aproveitamento solar em Portugal [50].

Na tabela 4.1 encontram-se as características técnicas desta central.

Tabela 4.1: Dados técnicos da Central Solar Fotovoltaica de Tendeiros.

Aplicação	Ligação à rede
Nº de módulos instalados	76200 un.
Potência nominal instalada	24003 kWp
Comp. de cabos para ligação aos inversores	150300 m
Nº de inversores	20 un.

Uma vez que esta central iniciou a atividade no final de Abril de 2019, o período de estudo será entre Maio de 2019 a Abril de 2020. Assim, na Figura 4.1 encontram-se representados os dados de previsão enviados à OMIE para participação no mercado diário e a energia realmente produzida.

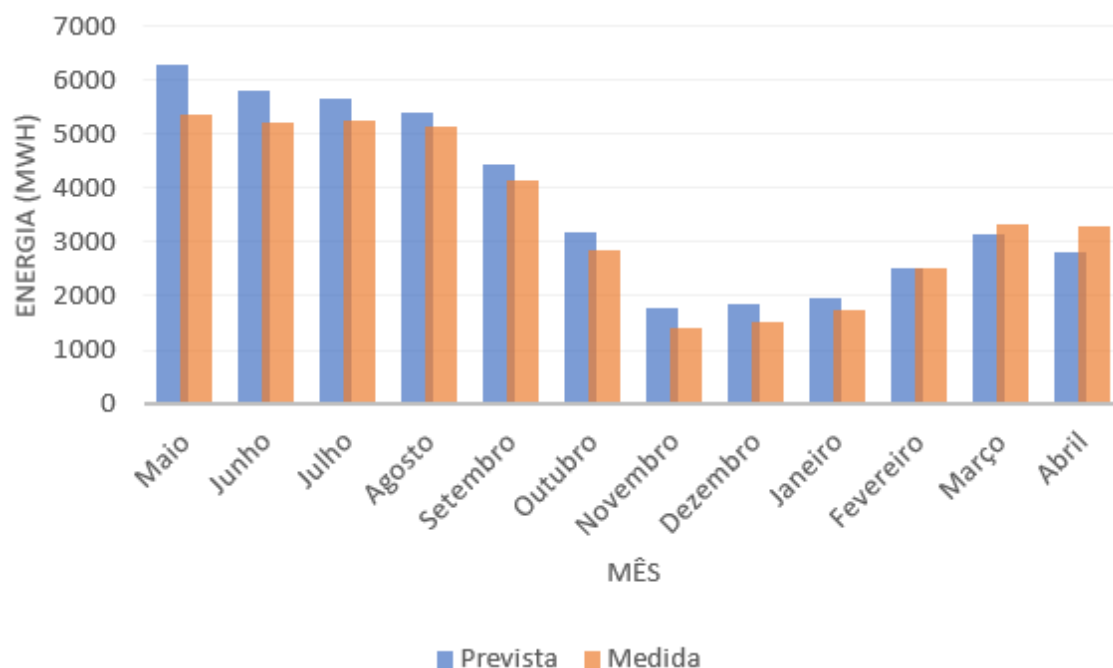


Figura 4.1: Distribuição mensal da energia produzida e prevista para a central de Tendeiros.

Como é possível verificar pela análise da Figura 4.1, em grande parte dos meses de estudo ocorrem desvios face à medição real da energia produzida. Estes desvios são penalizados pela REN como descritos na secção 3.5.

De modo a calcular a valorização dos desvios, por defeito, foram analisados todas as penalizações aplicadas pela REN à Energia Simples presentes no ficheiro de liquidação da REN enviado todos os meses. Neste relatório a penalização dos desvios concerne a todas as centrais com contratos de produção com a Energia Simples (centrais fotovoltaicas, centrais eólicas e hídricas). Como tal, não é possível obter diretamente a penalização aplicada a cada central. Para concretizar esta análise, dividiu-se a penalização total aplicada à Energia Simples pelo desvio total das centrais, obtendo uma penalização por kWh, hora a hora para cada mês do período de estudo. Posteriormente, usando os dados históricos das produções e previsões, calculando o desvio entre estes dois dados foram categorizados os desvios por excesso e por defeito. Na tabela 4.2 encontra-se a quantidade total de energia dos desvios (quer por excesso, quer por defeito) para cada mês.

Por fim, foram cruzados os dados dos ficheiros de liquidação da REN com os dados dos desvios. Para os desvios por excesso foi verificado o valor pago pela REN, por kWh, de desvio à Energia Simples e o preço a que ficou a energia, no mercado, para aquela hora naquele dia. Fazendo a diferença entre o preço real e o preço pago à Energia Simples obteve-se o "valor perdido" por esse excesso de energia. Para contabilizar monetariamente os desvios por defeito, foi

verificada a quantidade de energia em falta face à previsão enviada em cada hora, multiplicando a penalização por kWh aplicada à Energia Simples para a hora e o dia em questão. Foram obtidos os valores, em euros, apresentados na tabela 4.3.

Tabela 4.2: Quantidade total de energia, em MWh, dos desvios, quer por excesso quer por defeito para a Central de Tendeiros.

Mês	Total dos desvios (MWh)
Mai	919,89
Jun	616,74
Jul	406,38
Ago	268,46
Set	307,37
Out	326,12
Nov	369,22
Dez	334,24
Jan	217,224
Fev	14,52
Mar	166,65
Abr	468,96
Total	3992,814

Tabela 4.3: Valorização dos desvios relativos às previsões da central de Tendeiros.

Mês	Desvio (€)	
	Excesso	Defeito
Mai	1134,26	59965,23
Jun	2849,20	49722,53
Jul	3638,31	39844,01
Ago	3400,68	30460,19
Set	2755,77	29055,72
Out	407,94	31446,46
Nov	911,13	23614,94
Dez	1854,13	19262,59
Jan	1800,40	17966,83
Fev	3089,13	15271,88
Mar	6526,15	20133,64
Abr	5432,50	13469,85
TOTAL	33799,60	350363,70

De forma a fazer uma análise mais detalhada, foi feito o somatório dos desvios para cada hora e para cada mês do período de estudo. Desta análise observou-se uma tendência de que os desvios mantinham um perfil característico, isto é, para todos os meses do período de estudo notou-se que nas horas 8, 9 e 10 havia uma predominância de desvios por defeito, nas horas 11, 12, 13 e 14 a preponderância para excesso de produção e nas restantes horas de produção solar (hora 16, 17 e 18) os desvios por defeito voltavam a imperar. Na Figura 4.2 está representada graficamente a soma dos desvios por cada hora ao longo do mês de Janeiro. Os restantes meses encontram-se na secção A.0.1 da dissertação. As horas são relativas à hora espanhola do mercado energético.

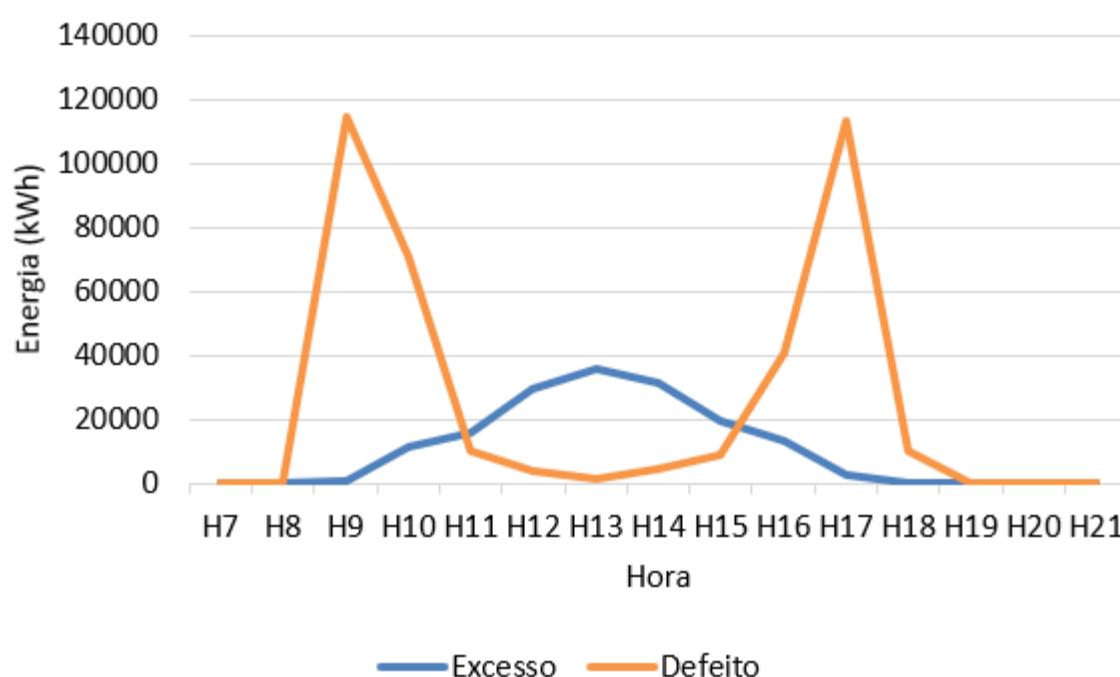


Figura 4.2: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora, no mês de Janeiro, para a central fotovoltaica de Tendeiros.

Desta figura torna-se factual que foi necessário atuar diretamente nas primeiras horas da manhã (H7, H8, H9 e H10) e nas horas finais da tarde (H17, H18 e H19). O grosso das penalizações aplicadas à energia simples concernem a estas horas, diminuindo os desvios nestas horas diminuimos, por consequência, o grosso das penalizações pagas pela Energia Simples à REN.

Para efeitos de estudo desta central na integração no Mercado de Serviços de Sistema, considerou-se esta Central na Área de Balanço da Central Térmica do Pego, uma vez que se distanciam em cerca de apenas 55km. Desde Maio de 2019 a Abril de 2020 a Central Térmica do Pego, no horário da H17 à H19 foi solicitada 198 vezes para aumentar a injeção de energia na rede num valor total de 3819 MWh.

4.2 Santiago do Cacém - Casa Nova

A Central Solar de Casa Nova situa-se em Casa Nova, freguesia de São Domingos e Vale de Água, concelho de Santiago do Cacém e distrito de Setúbal, a uma altitude de 64m numa zona caracterizada por ser bastante árida. Esta central conta com um albedo de 0.20 e com valores de irradiação que variam no intervalo de $54,42 \text{ W/m}^2$ em Janeiro e $245,71 \text{ W/m}^2$ em Julho. Estes valores fazem desta zona geográfica uma das mais favoráveis no que toca à produção de energia elétrica com recurso ao aproveitamento solar [50].

Na tabela 4.4 encontram-se as características técnicas desta central fotovoltaica.

Tabela 4.4: Dados técnicos da Central Solar de Casa Nova.

Aplicação	Ligação à rede
Nº de módulos instalados	45300 un.
Potência nominal instalada	12.005 kWp
Comp. de cabos para ligação aos inversores	47058 m
Nº de inversores	10 un.

Uma vez que esta central iniciou atividade no final de Fevereiro de 2019, o período de estudo será entre Março de 2019 e Fevereiro de 2020. Assim, na Figura 4.3 é possível observar os valores da produção mensal durante o período de estudo.

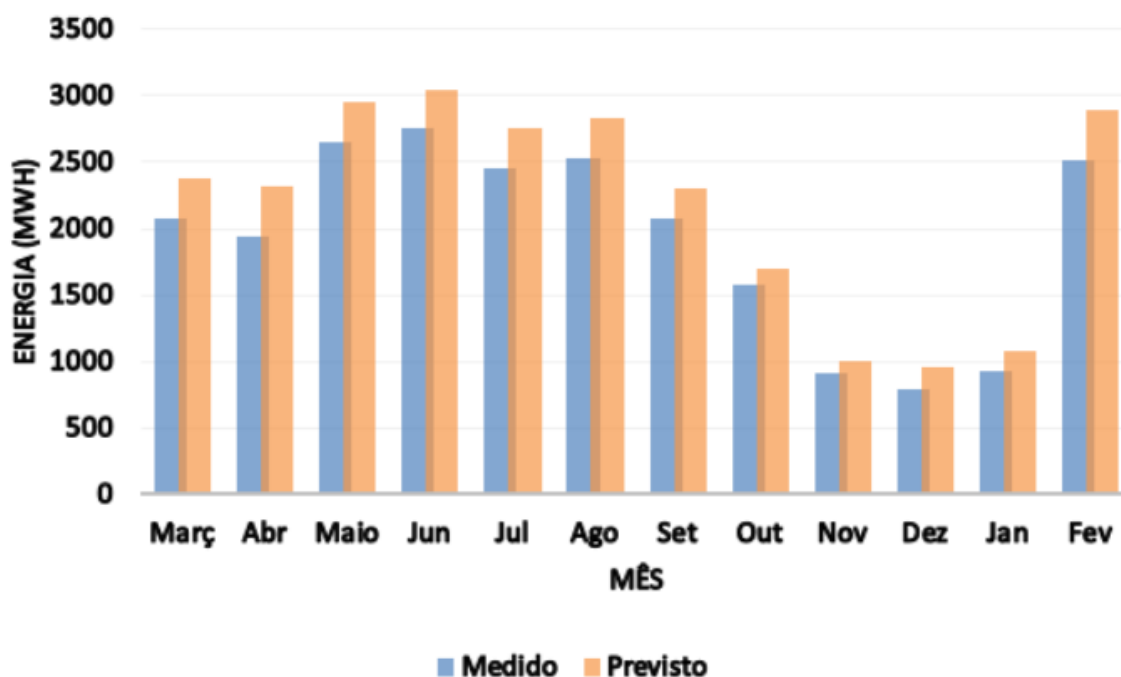


Figura 4.3: Distribuição mensal da energia produzida e prevista para a central de Tendeiros.

Através da análise da Figura 4.3 é possível verificar que em todos os meses ocorrem desvios face à medição real da energia produzida. Na tabela 4.5 encontra-se a quantidade total de energia dos desvios (quer por excesso, quer por defeito) para cada mês do ano de período de estudo.

Tabela 4.5: Quantidade total de energia, em MWh, dos desvios, quer por excesso quer por defeito para a Central de Casa Nova.

Mês	Total dos desvios (MWh)
Mar	194,16
Abr	385,61
Mai	304,84
Jun	293,81
Jul	300,72
Ago	302,23
Set	229,41
Out	124,96
Nov	81,38
Dez	178,56
Jan	145,36
Fev	381,41
Total	2922,42

Utilizando o mesmo método usado na Central de Tendeiros, estes desvios entre o previsto e a produção real foram convertidos em penalizações monetárias e contabilizados mensalmente como demonstrado na tabela 4.6.

Tabela 4.6: Valorização dos desvios relativos às previsões da central de Casa Nova.

Mês	Desvio (€)	
	Excesso	Defeito
Mar	844,25	9965,99
Abr	3653,84	5003,12
Mai	839,66	22607,90
Jun	1220,05	21990,63
Jul	1034,60	21965,37
Ago	773,39	19997,12
Set	701,65	14964,63
Out	1157,72	14194,17
Nov	874,72	8646,59
Dez	453,93	10572,19
Jan	769,45	9965,99
Fev	456,62	6487,43
TOTAL	12779,88	177602,12

De forma a obter uma análise mais pormenorizada, foi realizado o somatório dos desvios para cada hora e cada mês do período de estudo de forma a descobrir se existe um perfil característico dos mesmos e, caso exista, quais as horas críticas.

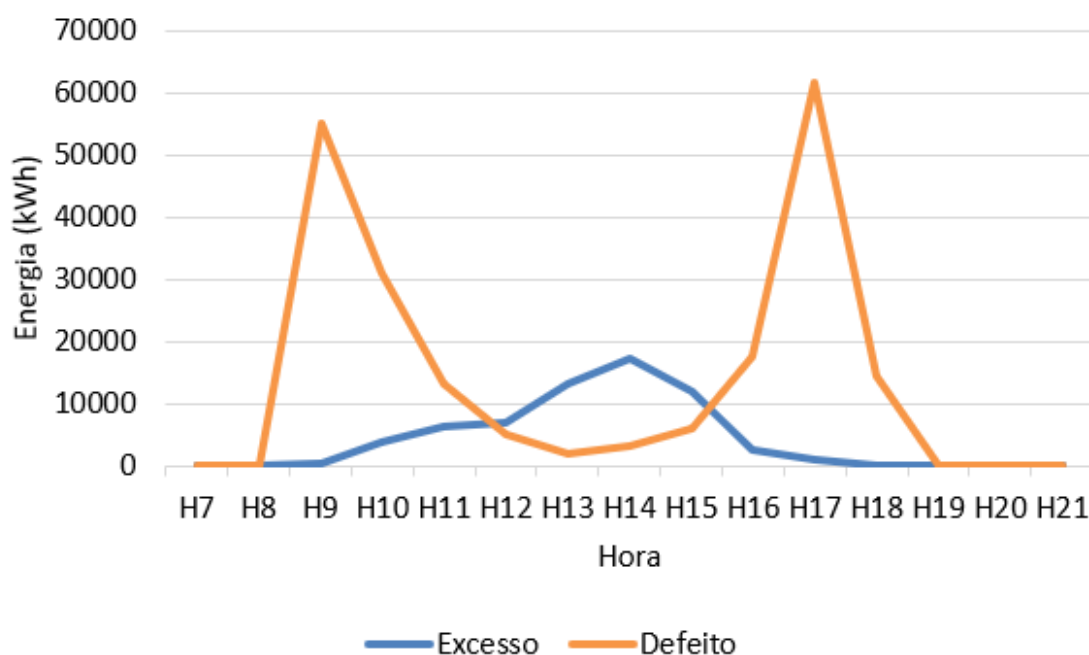


Figura 4.4: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios, para cada hora, no mês de Janeiro, para a central fotovoltaica de Casa Nova.

Desta figura constatou-se a necessidade de atuar diretamente nas primeiras horas da manhã (H7, H8, H9 e H10) e nas horas finais da tarde (H17, H18 e H19). O grosso das penalizações aplicadas à Energia Simples concernem neste período. Ao injetar-se energia na rede nestes períodos, diminuí-se em grande parte os desvios nessas horas e por consequência, o grosso das penalizações pagas pela Energia Simples à REN.

Para efeitos de estudo desta central na integração no Mercado de Serviços de Sistema, considerou-se esta Central na Área de Balanço da Central Térmica de Sines, uma vez que se distanciam em cerca de apenas 20km. Desde Março de 2019 a Fevereiro de 2020 a Central Térmica de Sines, no horário da H17 à H19 foi solicitada 3 vezes para aumentar a injeção de energia na rede num valor total de 28MWh.

4.3 Resumo da Exposição do Problema

O problema observado na Central de Tendeiros é em grande parte semelhante à Central de Casa Nova visto ambas apresentarem as mesmas características de desvio no Mercado Diário. O dia de produção era iniciado com fortes desvios por defeito, durante o dia predominavam os desvios por excesso e no final do dia voltavam a acentuar-se os desvios por defeito. Como exposto nas tabelas 4.3 e 4.6 os desvios por defeito são os que têm um peso económico maior nas penalizações dos desvios. Sendo Assim, este estudo teve o seu foco nos picos dos desvios por defeito, minimizando-os.

Uma vez que as centrais acentuam os seus desvios nas mesmas horas foi possível criar perfis de armazenamento que podem ser aplicados de igual forma nas duas centrais.

Capítulo 5

Propostas de Resolução

Com base na análise dos dados de produção e previsão apresentados na secção 4, foi perceptível que a maior parte dos desvios repetem-se ao longo do período de tempo analisado. De forma a obter diferentes soluções de armazenamento para a resolução do problema dos desvios, foram contactadas diversas empresas que apresentaram orçamentos para o problema exposto.

Este capítulo começa por apresentar as opções de armazenamento que foram exploradas neste estudo e em seguida os perfis de produção criados para a produção das centrais fotovoltaicas.

5.1 Opções de Armazenamento

5.1.1 Empresa A

A solução apresentada pela Empresa A tem as características técnicas apresentadas na tabela 5.1.

Tabela 5.1: Dados técnicos do Sistema de Armazenamento Energético orçamentado pela empresa A.

Intervalo de voltagem p/ conexão à rede	660-1300 V
Tensão máxima	1500 V
Corrente máxima	2000 A
Taxa de Degradação anual	2%
Eficiência	98.9%.

Este sistema de armazenamento consiste em contentores de 6264 kWh de capacidade de armazenamento nominal porém, a energia útil é aproximadamente 4072kWh. São garantido 15 anos de vida útil e o orçamento inclui o sistema de baterias, inversor, EMS e a instalação do sistema de baterias.

Vantagens apresentadas pela empresa:

- **Portátil:** Capaz de executar numa variedade de plataformas de hardware de computação para garantir que o software permaneça relevante, mesmo a com a evolução do hardware.
- **Modular:** nenhum componente do software precisa de ser conectado (cópias separadas, modificadas em sistemas de controlo de revisão de controlo separados) de forma a atender a necessidades de vários projetos ou clientes.
- **Configurável:** Separa a lógica do software da configuração. Tem a capacidade de suportar várias versões de PCS, BMS e interfaces de dispositivo via configuração, sem a necessidade de reconstruir e testar novamente o software.
- **Desempenho:** minimiza o atraso de uma alteração numa entrada PPC até que a alteração seja despachada para os canais PCS.
- **Acesso Remoto:** fácil de monitorizar e operar com segurança remotamente.
- **Controlo de Qualidade de Software:** minimiza a ocorrência de defeitos no seu desempenho, seguindo um processo de desenvolvimento metódico.

Caso este acordo seja concretizado entre a Energia Simples e a Empresa A o preço para sistema de armazenamento de energia elétrica terá um valor entre 330 e 350€/kWh de capacidade de armazenamento.

Esta empresa propôs uma capacidade de armazenamento para a Central de Tendeiros e a central de Casa Nova de 100% da capacidade de produção instalada. Este estudo inicialmente foi feito com esses valores porém, para os perfis de armazenamento criados verificou-se que em nenhum dos casos se justificava essa capacidade de armazenamento. Posto isto, e após várias simulações verificou-se que a capacidade de armazenamento que melhor se adequa ao contexto do problema, tendo em conta todos os dados históricos de produção e previsão, será uma capacidade de armazenamento de 10 MWh de energia útil.

Depois de apresentada esta proposta à Empresa A e, com uma revisão técnica das baterias, conclui-se que para garantir uma capacidade de armazenamento de 10 MWh no final dos 15 anos de vida útil do SAE, seriam necessários 3 contentores em que a capacidade de armazenamento de energia nominal seria aproximadamente 18,8 MWh e a energia útil 12,22 MWh. De forma a manter uma margem de segurança para alguns erros e consumos noturnos ou de *stand by*, os cálculos foram feitos para 10 MWh de capacidade de armazenamento instalada em cada parque fotovoltaico. Assim, o investimento no SAE rondaria os 3,4 milhões de euros para cada central.

5.2 Perfis de Produção

De forma a tirar o maior proveito possível do SAE e da produção fotovoltaica foram criados diversos perfis de produção onde estão definidos períodos de produção e injeção direta na rede, períodos de produção e armazenamento e períodos de injeção da energia armazenada na rede.

Com esta gestão no que concerne à Energia Simples será possível evitar custos de penalizações por defeito e maiores remunerações no que toca à venda de energia.

5.2.1 Perfil 1

Este perfil concentra apenas o armazenamento de energia quando há excesso de produção. Ao longo do dia, sempre que o valor de produção medido iguala o valor previsto para essa hora, a energia passará a ser armazenada no SAE. Para facilitar o tratamento de dados as horas são trabalhadas na hora espanhola, assim a hora 7, por exemplo, corresponde às 6 da manhã de Portugal Continental. O armazenamento do excedente de energia face ao previsto será feito desde a hora 7 (H7) até à hora 16 (H16). A injeção desta energia armazenada será feita ao longo das 3 horas seguintes (H17, H18, H19).

Com este perfil de produção, a análise económica da remuneração energética será dividida nas características apresentadas nas figuras 5.1 e 5.2.

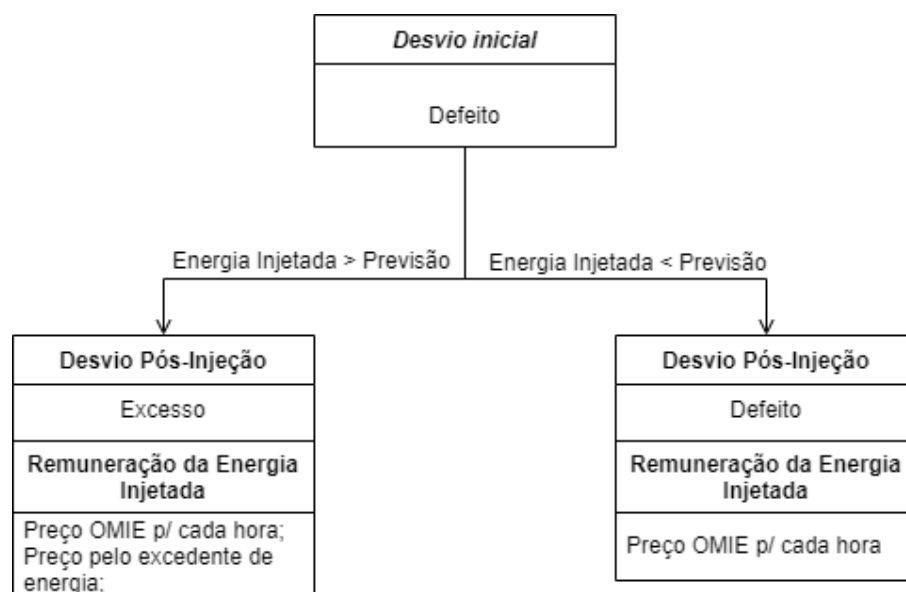


Figura 5.1: Esquematização da remuneração da energia injetada no caso de o desvio inicial para as horas 17,18 e 19 ser um desvio por defeito.

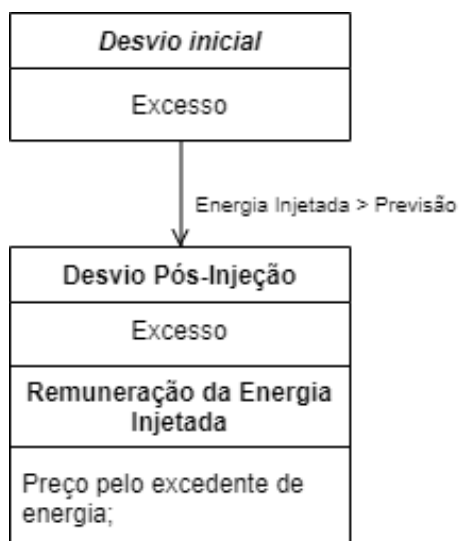


Figura 5.2: Esquematização da remuneração da energia injetada no caso de o desvio inicial para as horas 17,18 e 19 ser um desvio por excesso.

Assim a avaliação económica será feita de 4 maneiras diferentes:

- **Remuneração A (€):** Esta remuneração consiste no valor das penalizações que são totalmente evitadas no caso da energia injetada ser igual ou superior ao desvio por defeito inicial ou na diminuição do valor das mesmas penalizações no caso em que apenas há diminuição do desvio inicial para as horas 17, 18 e 19.
- **Remuneração B (€):** Nesta remuneração é contabilizada a energia injetada na redução ou eliminação do desvio por defeito inicial. Por esta razão, a energia injetada até ao valor previsto inicialmente é remunerada ao preço do mercado da OMIE.
- **Remuneração C (€):** Esta remuneração consiste no valor pago, pela REN, ao excesso de energia injetada ao longo do dia.
- **Remuneração D (€):** Esta remuneração consiste no valor pago pela energia injetada, para as horas em que não estava prevista produção (H17, H18 ou H19). Todavia, como o valor de injeção para essa hora já é conhecido, no mercado intradiário da hora 17 é enviada essa previsão e a remuneração dessa energia injetada é feita ao preço do mercado da OMIE e não tem penalizações.

No final do período de armazenamento é sabida a quantidade de energia armazenada no SAE. Como a energia armazenada será repartida igualmente pelas três horas seguintes do período de descarga, sabemos, também a quantidade de energia que vamos injetar em cada uma dessas horas. Uma vez que a Energia Simples participa no mercado intradiário da OMIE nas horas 14 e 17, é possível otimizar os ajustes nas previsões, uma vez que temos energia armazenada para colmatar possíveis desvios. Porém, para este estudo, sempre que não houve participação no mercado diário nas horas 17, 18 e 19 (janeiro, fevereiro, março, novembro e dezembro são os meses nos quais é

mais frequente a ausência de previsão) no mercado intradiário das 17H é possível enviar a previsão da energia que vamos injetar, com exatidão. Assim, ao fazer-se a injeção de energia armazenada nessas horas aumentar-se-á o número de horas de participação no mercado, com probabilidade quase nula de haver penalizações por desvios, pois a previsão enviada será igual ao valor que será injetado ao longo da hora correspondente.

O perfil permite amortizar e/ou evitar desvios por defeito nas horas 17, 18 e 19 que, como constatado na secção 4, são o intervalo temporal nos quais estes defeitos prevalecem. Mesmo que nas horas de descarga já haja excesso de produção, a energia injetada é remunerada a um preço mais elevado. Por exemplo, o preço pago pela REN à Energia Simples pelo excesso de energia é maior nas horas 17, 18 e 19 do que em qualquer hora ao longo do dia.

5.2.1.1 Tendeiros

Após a aplicação do perfil 1 nos dados de produção e previsão para a central de Tendeiros no período de maio de 2019 a abril de 2020 denota-se de imediato amortizações nos desvios. Tomando o mês de Janeiro para demonstrar a mudança na distribuição dos desvios, na figura 5.3 é possível verificar a diminuição dos desvios por defeito nas horas de descarga e um aumento dos desvios por excesso comparado com a análise feita sem SAE apresentado na figura 4.2. Os restantes meses estão apresentados no Apêndice B.0.1.

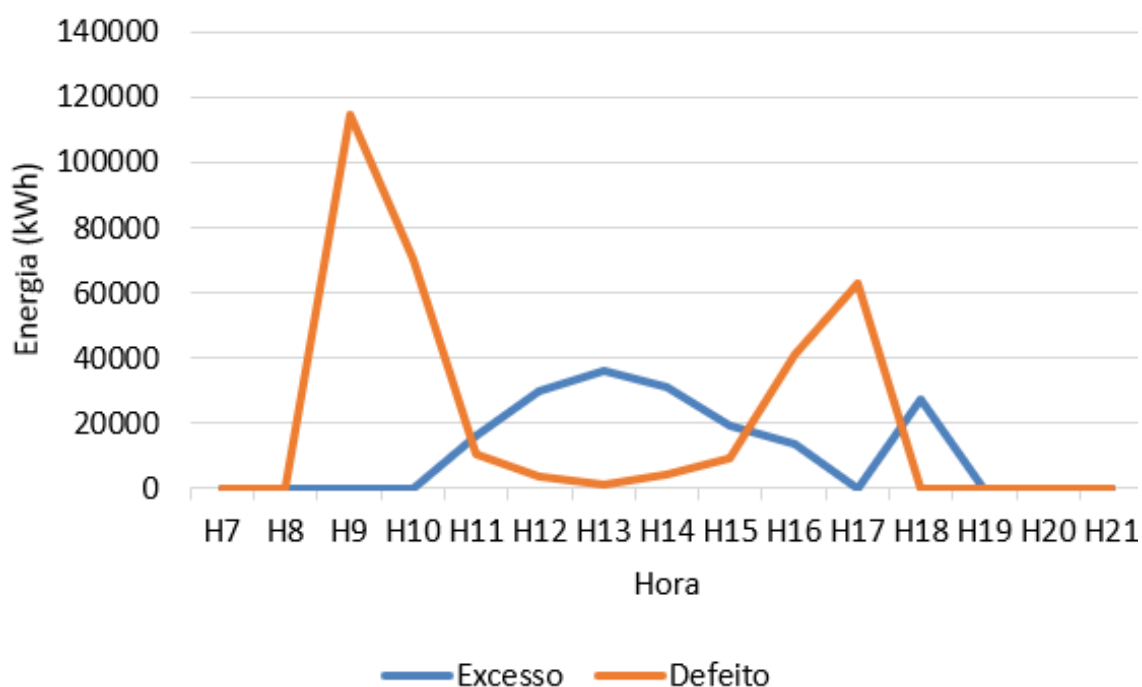


Figura 5.3: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios, para cada hora, no mês de Janeiro, após a aplicação do perfil 1 para a central de Tendeiros.

Assim, na tabela 5.2 estão apresentadas as penalizações pelos desvios por defeito evitadas (A), remuneração pela venda de energia nos casos em que a injetada cobre a falha dos desvios por

defeito (parcial ou totalmente) (B), a remuneração feita pelo excesso de energia injetado (C) e a remuneração feita pela energia injetada em horas que não era previsto injetar mas devido ao SAE participou-se sem qualquer desvio (D).

Tabela 5.2: Remuneração (€) no caso da existência de um SAE aplicando o perfil 1 na Central de Tendeiros.

Remuneração(€)/ Mês	A	B	C	D	Total
Mai	2253	2053	3360	408	8074
Jun	2234	1816	9141	147	13338
Jul	2310	2050	12223	186	16769
Ago	3251	2664	9345	235	16412
Set	4292	3712	6204	156	14364
Out	4752	3978	3998	1104	13832
Nov	1051	918	350	2935	5254
Dez	1072	801	991	4525	7389
Jan	1785	1539	1212	3358	7894
Fev	2514	2033	1796	2962	9305
Mar	1168	881	3949	1468	7466
Abr	2771	1687	3379	0	7837
Total	29453	24132	55948	17484	254951

Na tentativa da redução do excesso de energia injetada neste perfil, foi assumido que esta Central participaria no Mercado de Serviços de Sistema. A Central apenas participaria no mercado na eventualidade da previsão enviada no Mercado Diário da OMIE estar satisfeita, não sendo penalizada com desvios por defeito. No caso desta condição não ser satisfeita, não participará no Mercado de Serviços. Posto isto, e verificando, para o período de estudo, os dias e as horas onde houve excesso de energia injetada, cruzando com os dias em que a REN pediu à Central do Pego para subir a quantidade de energia injetada, obteve-se a remuneração apresentada na tabela 5.3. Apenas foram utilizados os meses de Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro uma vez que os restantes meses não têm qualquer tipo de penalização pois a participação no mercado será feita com a quantidade de energia injetada.

Tabela 5.3: Remuneração, em €, da participação da Central de Tendeiros no Mercado de Serviços de Sistema na utilização do Perfil 1.

Mês	Remuneração total do Serviço (€)			
	H17	H18	H19	Total
Mai	1181	0	0	1181
Jun	2246	804	0	3050
Jul	2507	2117	1040	5203
Ago	2945	2561	0	6545
Set	3804	2719	1619	6524
Total	12684	8201	1619	45008

Assim, caso fosse possível a participação desta central no Mercado de Serviços de Sistema, a

quantidade de energia injetada em excesso nas horas de descarga seria substancialmente reduzida, deixando de ser remunerada a um preço baixo (característico da injeção de energia acima do valor previsto) e passava a ter um peso económico elevado no que toca ao total das remunerações pela aplicação do Perfil 1 na Central de Tendeiros.

Nas figuras 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, é possível verificar graficamente a redução de energia injetada em excesso comparativamente com os gráficos na secção B.0.1.

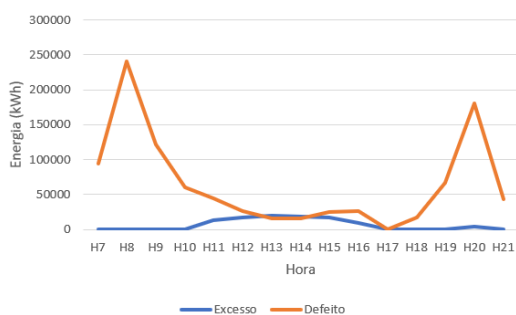


Figura 5.4: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.

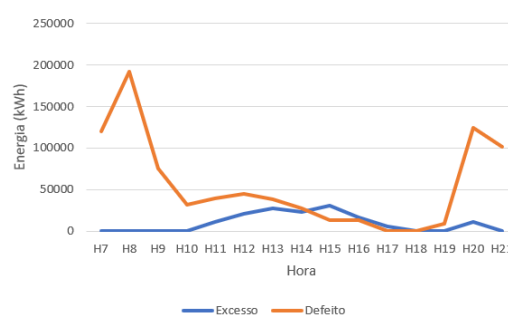


Figura 5.5: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Tendeiros e a participação no mercado de serviços de Sistema.

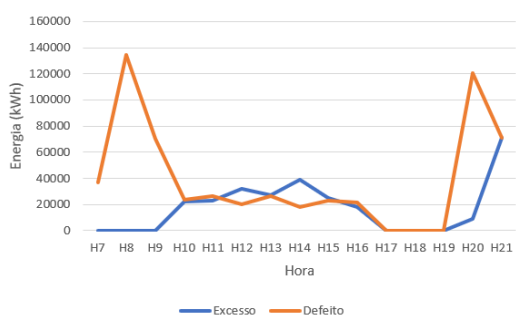


Figura 5.6: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.

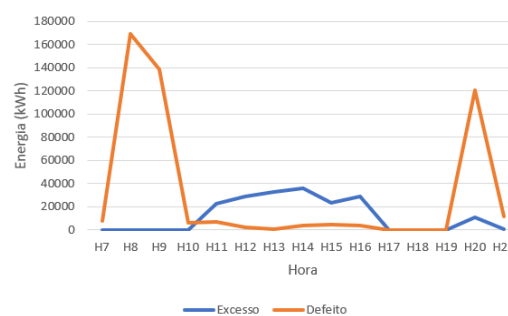


Figura 5.7: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Tendeiros e a participação no mercado de serviços de Sistema.

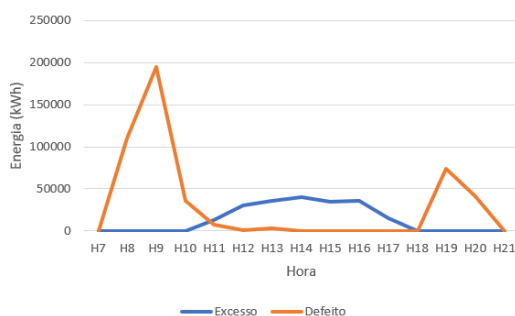


Figura 5.8: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.

Caso fosse possível a participação da Central de Tendeiros no Mercado de Serviços de Sistema, a energia acima da previsão enviada no mercado diário da OMIE que era classificada e remunerada como excedente, passaria a ser, quase na totalidade, energia solicitada pela REN.

5.2.1.2 Casa Nova

Depois da aplicação do perfil nos dados de produção e previsão para a central de Casa Nova no período de março de 2019 e fevereiro de 2020 são evidentes as amortizações nos desvios. Tomando o mês de Janeiro para demonstrar a mudança na distribuição dos desvios, na figura 5.9 é possível verificar a diminuição dos desvios por defeito nas horas de descarga e um aumento dos desvios por excesso, comparado com a análise feita sem SAE apresentada na figura 4.4. Os restantes meses estão apresentados no Apêndice B.0.2.

Posto isto, na tabela 5.4 são apresentadas as penalizações pelos desvios por defeito evitadas (A), a remuneração pela venda de energia nos casos em que a injetada cobre a falha dos desvios por defeito (parcial ou totalmente) (B), a remuneração feita pelo excesso de energia injetado (C) e a remuneração feita pela energia injetada em horas que não era previsto injetar mas devido ao SAE participou-se em qualquer desvio (D).

Na tentativa de redução do excesso de energia injetada neste perfil, foi assumido que esta Central participaria no Mercado de Serviços de Sistema. A central apenas participa no mercado na eventualidade de a previsão enviada no mercado diário da OMIE estar satisfeita não sendo penalizada com desvios por defeito. No caso de esta condição não ser satisfeita não participará no Mercado de Serviços. Posto isto, e verificando, para o período de estudo, os dias e as horas onde houve excesso de energia injetada, cruzando com os dias em que a REN solicitou à Central de Sines para subir a quantidade de energia injetada, obteve-se apenas 116,4 € de remuneração, ocorrida no dia 3 de Maio de 2019 aquando da solicitação de 3.1 MWh de energia a subir e a respetiva participação da Energia Simples com 1,3 MWh.

Assim, a participação no Mercado de Serviços de Sistema não teria um peso significativo na remuneração conseguida com a instalação de um SAE usando este perfil na Central de Casa Nova.

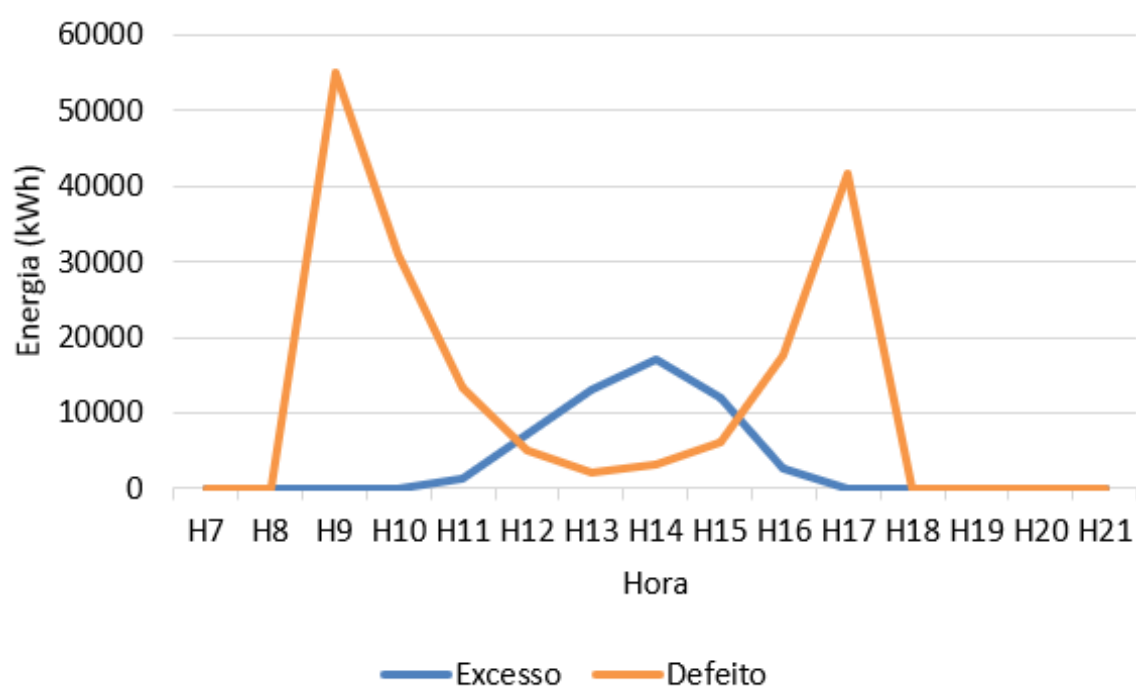


Figura 5.9: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Janeiro após a aplicação do perfil 1 para a central de Casa Nova.

Tabela 5.4: Remuneração (€) no caso da existência de um SAE aplicando o perfil 1 na Central de Casa Nova.

Remuneração(€)/ Mês	A	B	C	D	Total
Mar	1498	1082	268	137	2985
Abr	819	211	7174	177	8381
Mai	261	509	1908	211	2889
Jun	362	335	2064	356	3117
Jul	361	437	2278	296	3372
Ago	345	501	1078	158	2082
Set	638	1167	665	274	2744
Out	1788	2039	1657	821	6305
Nov	926	794	502	2398	4620
Dez	417	337	351	985	2090
Jan	1267	1072	352	1068	3759
Fev	973	821	300	986	3080
Total	8682	9305	18597	7867	89875

Tal facto, não se deve à incapacidade da Central ou do SAE, mas sim ao reduzido número de solicitações por parte da REN na Área de Balanço da Central de Sines.

5.2.2 Resumo da Aplicação do Perfil 1

Como era esperado, este perfil permitiu reduzir as penalizações por desvios por defeito nas horas 17, 18 e 19. Face à situação inicial das centrais que não eram providas de um sistema de armazenamento energético, depois da aplicação do perfil 1 à Central de Tendeiros verificou-se um ganho económico de 15,3% com a redução das penalizações por defeito pagas à REN e na venda da respetiva energia injetada nas horas de descarga (remunerações A e B) e um aumento de 65% na quantidade excedente de energia injetada na rede (remuneração C). Para a central de Casa Nova a redução das penalizações por defeito rondam os 10% e o excedente de energia nas horas de descarga subiu 45%. Este perfil atua diretamente apenas num dos picos dos desvios característicos das centrais em estudo. Posto isto, o seguinte perfil surge na tentativa de atuar nos dois grandes picos de desvios das centrais. Nas tabelas 5.5 e 5.6 é possível comparar as penalizações por defeito no caso pré-SAE e depois da aplicação do Perfil 1 apenas contabilizando o defeito evitado e a remuneração pela venda dessa energia (remuneração A e B), de forma a perceber o grande impacto na amortização parcial ou completa ao desvio inicial apenas com este tipo de atuação. De forma a colmatar falhas mais pormenorizadas verifica-se a necessidade de nos meses de janeiro, fevereiro, março, abril, outubro, novembro e dezembro não participar no mercado intradiário porque, para além da quantidade de energia produzida nessas horas ser muito reduzida, a energia armazenada ao longo do dia não é suficiente para evitar os desvios ocorridos.

O Mercado de Serviços mostra-se uma mais valia para as Centrais na utilização do Perfil 1. Porém, como foi verificado, é necessária a solicitação dos serviços por parte da REN às Áreas de Balanço onde se encontram as centrais de forma a rentabilizar o excesso de energia injetado.

Tabela 5.5: Comparação dos desvios por defeito (€) antes da instalação do SAE com a aplicação do Perfil 1, na Central de Tendeiros.

Mês	Defeito Pré-SAE			Remuneração A			Remuneração B			Defeito Final		
	H17	H18	H19	H17	H18	H19	H17	H18	H19	H17	H18	H19
Mai	1303	1705	5080	527	447	1049	437	456	947	339	802	3084
Jun	469	1593	2534	341	525	944	287	449	748	-159	619	842
Jul	1565	2233	2096	314	685	951	271	616	845	980	932	300
Ago	332	802	3034	316	464	2029	237	395	1670	-221	-57	-665
Set	364	1624	6740	339	1006	2499	291	880	2138	-266	-262	2103
Out	920	4843	3973	398	2053	1965	339	1781	1574	183	1009	434
Nov	3425	0	0	1048	0	0	915	0	0	1462	0	0
Dez	3492	0	0	1072	0	0	800	0	0	1620	0	0
Jan	5236	523	0	1353	432	0	1179	360	0	2704	-269	0
Fev	2386	1825	0	1315	1199	0	1066	967	0	5	-341	0
Mar	2177	1110	117	446	625	98	345	459	77	1386	26	-58
Abr	1068	1803	2067	439	954	1378	278	616	792	351	233	-103

Tabela 5.6: Comparação dos desvios por defeito (€) antes da instalação do SAE com a aplicação do Perfil 1, na Central de Casa Nova

Mês	Defeito Pré-SAE			Remuneração A			Remuneração B			Defeito Final		
	H17	H18	H19	H17	H18	H19	H17	H18	H19	H17	H18	H19
Mai	705	573	1610	111	46	104	95	42	98	499	485	1408
Jun	360	46	543	273	0	89	213	0	79	-126	0	375
Jul	846	736	1328	169	130	62	146	111	55	531	495	1211
Ago	504	1024	2352	129	175	42	107	149	38	268	700	2272
Set	286	1240	3739	151	482	4	130	437	2	5	321	3733
Out	289	2634	2839	190	1113	486	157	982	477	-58	539	1876
Nov	2033	44	0	882	44	0	754	41	0	397	-41	0
Dez	2760	37	0	385	32	0	310	27	0	2065	-12	0
Jan	2903	754	0	732	535	0	624	448	0	1547	-229	0
Fev	1419	1304	9	521	443	9	424	389	7	474	472	-7
Mar	1347	5095	1708	579	854	64	284	417	381	484	3824	1263
Abr	318	456	83	309	427	83	78	109	25	-69	-80	-25

5.2.3 Perfil 2

De forma a minimizar, mais uma vez, as horas críticas, neste perfil de produção optou-se por não participar no mercado (quer diário, quer intradiário) e armazenar a energia produzida nas horas 7, 8, 9 e 10. Caso o sistema de armazenamento seja carregado completamente antes da ultima hora, essa energia será injetada na rede e remunerada como excesso. Esta decisão irá diminuir o valor total da remuneração nestas horas, uma vez que a única energia remunerada será a excedente, que é paga a um preço muito mais baixo. Porém, como foi denotado na figura 4.2, os desvios por defeito nestas horas são bastante elevados, pelo que a não participação e a consequente anulação das penalizações pelos desvios por defeito, compensarão a baixa remuneração pela energia excedente.

Esta energia armazenada será injetada nas horas 17,18 e 19, amortizando e/ou anulando o desvio por defeito.

A avaliação económica será feita de 5 maneiras diferentes:

- **Remuneração A (€):** Esta remuneração consiste no valor das penalizações que são totalmente evitadas pela não participação no mercado nas horas 7, 8, 9 e 10 e no caso da energia injetada ser igual ou superior ao desvio por defeito inicial ou na diminuição do valor das mesmas penalizações no caso em que apenas há diminuição do desvio inicial para as horas 17, 18 e 19.
- **Remuneração B (€):** Nesta remuneração é contabilizada a energia injetada na redução ou eliminação do desvio por defeito inicial. Por esta razão, a energia injetada até ao valor previsto inicialmente é remunerada ao preço do mercado da OMIE.

- **Remuneração C (€):** Esta remuneração consiste no valor pago, pela REN, ao excesso de energia injetada ao longo do dia (caso a energia armazenada nas horas 7, 8, 9 e 10 ultrapasse a capacidade de armazenamento, essa energia também será remunerada como excedente).
- **Remuneração D (€):** Esta remuneração consiste no valor pago pela energia injetada, para as horas em que não estava prevista produção (H17, H18 ou H19) mas, como o valor de injeção para essa hora já é conhecido, no mercado intradiário da hora 17 é enviada essa previsão e a remuneração dessa energia injetada é feita ao preço do mercado da OMIE e não tem penalizações.
- **Remuneração E(€):** Nos casos dos meses de Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro em que é enviada uma previsão de 10MWh de produção na H10 para a Central de Tendeiros e de 5MWh para a Central de Casa Nova, esta remuneração agrega toda a respetiva venda da produção de energia nessa hora, paga ao preço da OMIE.

Durante os meses de Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro, verificou-se que, em 80% dos dias de cada mês, no final da H9, já se verificava o carregamento completo do SAE. Tal facto, originava demasiada perda de remuneração pois a energia que não era armazenada era injetada na rede sem qualquer previsão enviada no mercado diário. Também se constatou nesses mesmos períodos que, a H10 tinha uma produção superior a 10 MWh de energia. Como tal, para este perfil, nos meses com maior irradiação, foi enviada diariamente para a OMIE no Mercado Diário a previsão de produção de 10 MWh na H10. A remuneração da venda desses 10 MWh entrará na Remuneração B. No caso dos dias em que a produção de energia na H10 não atinja os 10 MWh, será contabilizada a penalização por defeito da energia em falta relativamente ao previsto, que entrará na contagem da Remuneração A com coeficiente negativo. No esquema da figura 5.10 está representada esta remuneração.

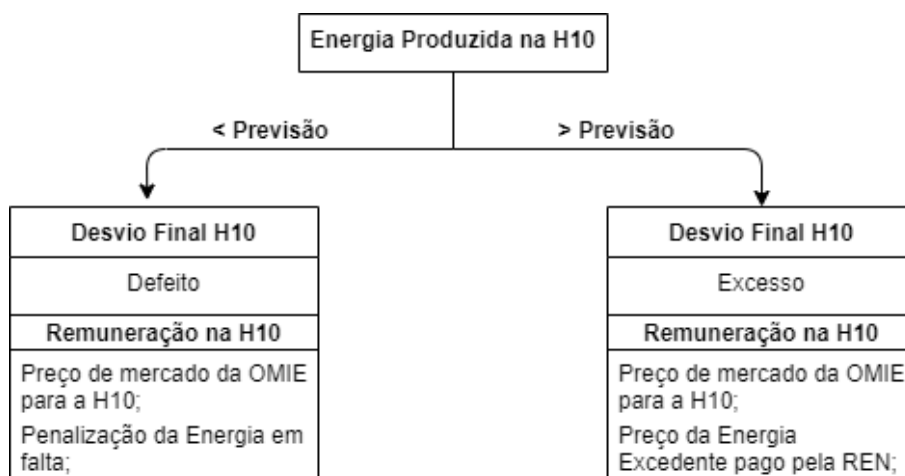


Figura 5.10: Esquematização da remuneração E da energia injetada.

5.2.3.1 Tendeiros

Após a aplicação do Perfil 2 nos dados de produção e previsão para a central de Tendeiros no período de maio de 2019 a abril de 2020 denota-se de imediato amortizações nos desvios. Tomando o mês de Janeiro para demonstrar a mudança na distribuição dos desvios, na figura 5.11, é possível verificar a diminuição dos desvios por defeito nas horas de descarga e um aumento dos desvios por excesso, quer nos períodos de carregamento, quer nos períodos de descarga comparada com a análise feita sem SAE apresentada na figura 4.2. Os restantes meses estão apresentados no Apêndice C.0.1.

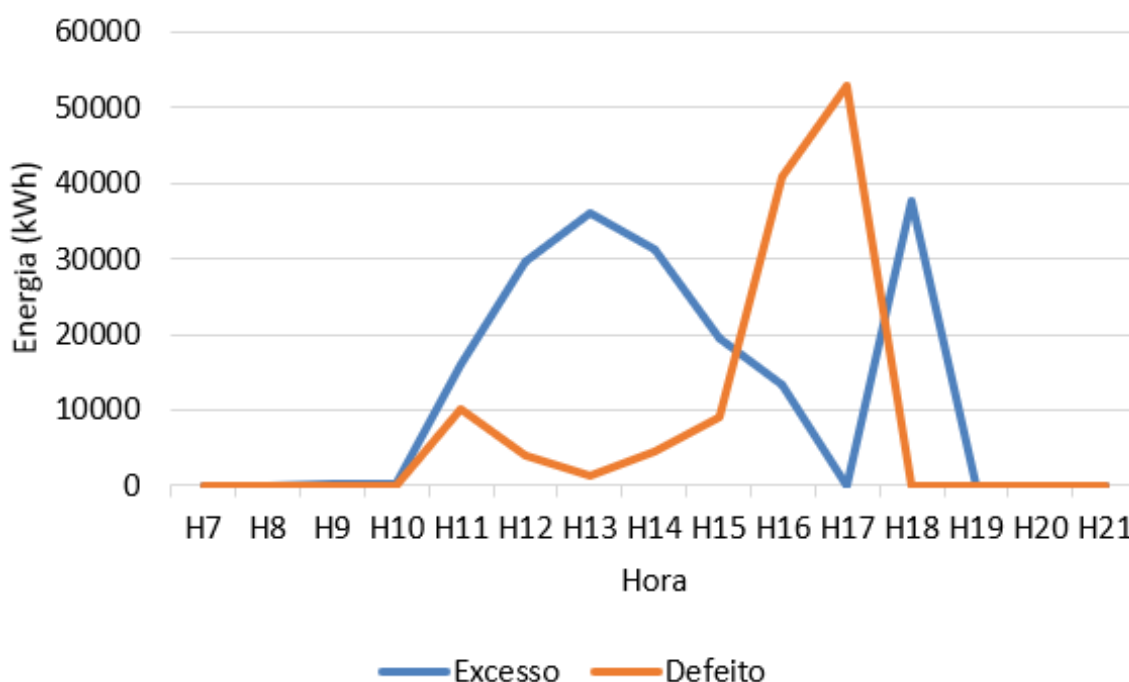


Figura 5.11: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios, para cada hora, no mês de Janeiro, após a aplicação do perfil 2 na Central de Tendeiros.

Na tabela 5.7 estão representadas as penalizações evitadas (A) quer nos períodos de carga, quer nos períodos de descarga, a remuneração pela venda de energia (B), a remuneração conseguida pelo excesso de energia injetado (C) e a remuneração conseguida pela energia injetada em horas que não estava prevista a participação no mercado mas devido ao SAE participou-se sem qualquer desvio (D).

Como foi esperado, a quantidade de energia remunerada como excesso é bastante elevada uma vez que a nossa capacidade de armazenamento está limitada a 10 MWh. Porém, nos meses com mais irradiação é possível amortizar essa quantidade de energia participando no Mercado Diário na H10 com uma previsão de 10 MWh.

Na tentativa da redução do excesso de energia injetada neste perfil, foi assumido, mais uma vez, que a Central participaria no Mercado de Serviços de Sistema, na eventualidade de a previsão enviada no mercado diário da OMIE estar satisfeita não sendo penalizada com desvios por defeito.

Tabela 5.7: Remuneração (€) no caso da existência de um SAE aplicando o perfil 2 na Central de Tendeiros.

Remuneração/ Mês	A	B	C	D	E	Total (€)
Mai	36987	5712	21001	922	11437	76059
Jun	27949	3118	15992	564	10963	58586
Jul	18396	2990	13284	517	12380	47567
Ago	21016	2885	9997	448	11649	45995
Set	22883	4751	6582	139	10791	45146
Out	25005	5777	4981	1008	0	36771
Nov	12684	1436	3742	5959	0	23821
Dez	12203	1517	461	5007	0	19188
Jan	11529	2302	1214	3651	0	18696
Fev	9357	2492	2011	3526	0	17386
Mar	6242	1331	1540	1323	0	10436
Abr	2357	3040	985	0	0	6382
Total	206608	37351	81790	23064	57220	812067

No caso de esta condição não ser satisfeita não participará no Mercado de Serviços. Posto isto, e verificando, para o período de estudo, os dias e as horas onde houve excesso de energia injetada, cruzando com os dias em que a REN pediu à Central do Pego para subir a quantidade de energia injetada, obteve-se a remuneração apresentada na tabela 5.8. Apenas foram utilizados os meses de Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro, uma vez que os restantes meses não têm qualquer tipo de penalização pois a participação no mercado será feita com a quantidade de energia injetada.

Tabela 5.8: Remuneração, em €, da participação da Central de Tendeiros no Mercado de Serviços de Sistema na utilização do Perfil 2.

Mês	Remuneração total do Serviço (€)			
	H17	H18	H19	Total
Mai	3837	5949	3728	13510
Jun	1951	2077	1327	5355
Jul	4215	3334	3056	10606
Ago	3708	4619	2032	10358
Set	5400	1919	0	7320
Total	19111	17894	10144	94297

Assim, caso fosse possível a participação desta central no Mercado de Serviços de Sistema, a quantidade de energia injetada em excesso nas horas de descarga seria substancialmente reduzida, deixando de ser remunerada a um preço baixo (característico da injeção de energia acima do valor previsto) e passava a ter um peso económico elevado no que toca ao total das remunerações pela aplicação do Perfil 2 na Central de Tendeiros. Nas figuras 5.12, 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16 é possível verificar graficamente a redução de energia injetada em excesso comparativamente com os gráficos apresentados na secção C.0.1.

Neste perfil, a Central de Tendeiros utilizaria praticamente todo o excedente de energia no

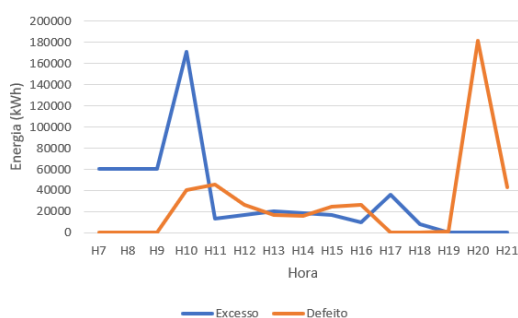


Figura 5.12: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de maio de 2019 após a aplicação do perfil 2 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.

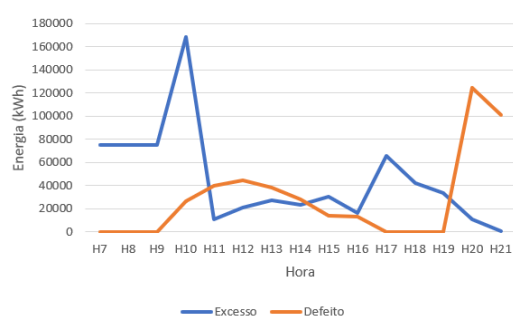


Figura 5.13: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de junho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros e a participação no mercado de serviços de Sistema.

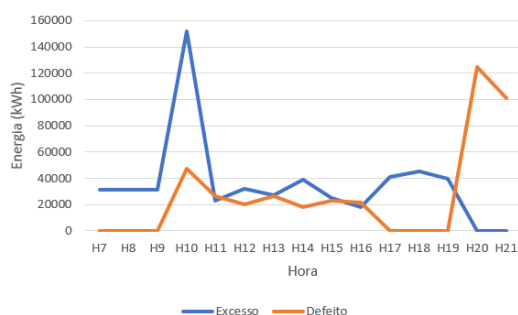


Figura 5.14: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de julho de 2019 após a aplicação do perfil 2 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.

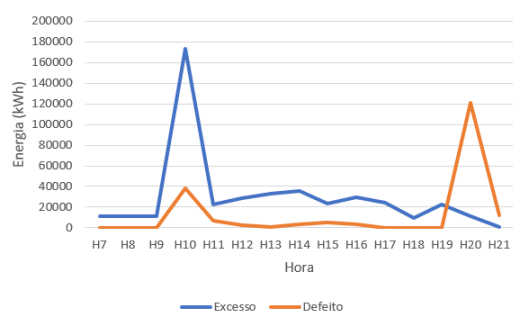


Figura 5.15: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de agosto de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros e a participação no mercado de serviços de Sistema.

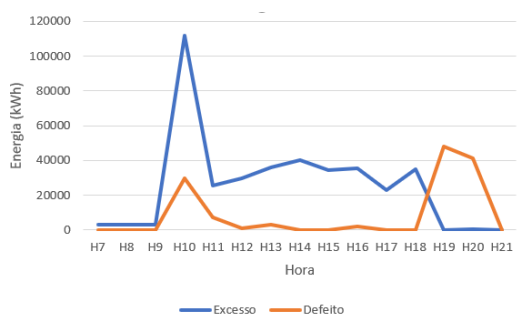


Figura 5.16: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de setembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 central de Tendeiros e a participação no Mercado de Serviços de Sistema.

Mercado de Regulação de Serviços, reduzindo drasticamente o excesso injetado e aumentando a remuneração nas horas H17, H18 e H19.

5.2.3.2 Casa Nova

Após a aplicação do Perfil 2 nos dados de produção e previsão para a Central de Casa Nova, no período de março de 2019 a fevereiro de 2020, são notadas amortizações nos dois grandes picos dos desvios. Tomando o mês de Janeiro para demonstrar a mudança na distribuição dos desvios, na figura 5.17 é possível verificar essa mesma diminuição dos desvios por defeito, quer nas horas iniciais do dia (H7, H8, H9 e H10) quer nas horas de respectiva descarga (H17, H18 e H19). Os restantes meses encontram-se no Apêndice C.0.2.

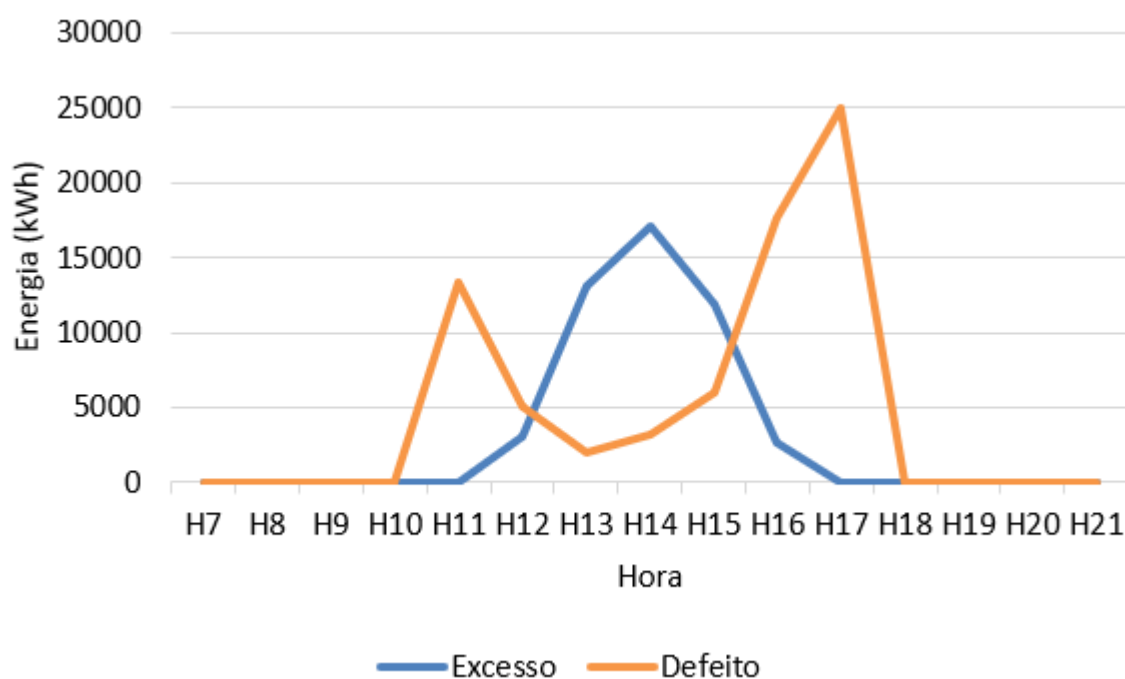


Figura 5.17: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de janeiro após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

Na tabela 5.9 estão apresentadas as penalizações evitadas (A) quer nos períodos de carga, quer nos períodos de descarga, a remuneração pela venda de energia (B), a remuneração conseguida pelo excesso de energia injetada (C) e a remuneração conseguida pela energia injetada em horas que não estava prevista a participação no mercado mas devido ao SAE participou-se sem qualquer desvio (D).

Como esperado, a quantidade de energia remunerada como excesso é bastante elevada pois a capacidade de armazenamento está limitada a 10 MWh. No entanto, nos meses com mais irradiação é possível amortizar a quantidade de energia em excesso participando no Mercado Diário na H10 com uma previsão de 5 MWh.

Na tentativa da redução do excesso de energia injetada neste perfil, foi assumido, mais uma vez, que a Central participaria no Mercado de Serviços do Sistema, a central apenas participaria no mercado na eventualidade de a previsão enviada no mercado diário da OMIE estar satisfeita não sendo penalizada com desvios por defeito. No caso desta condição não ser satisfeita, não

Tabela 5.9: Remuneração (€) no caso da existência de um SAE aplicando o perfil 2 na Central de Casa Nova.

Remuneração/ Mês	A	B	C	D	E	Total (€)
Mar	17109	3171	2147	318	0	22745
Abr	10825	351	10618	351	0	22145
Mai	11385	2243	6840	0	5490	25958
Jun	10628	732	8212	747	5043	25362
Jul	18396	2990	13284	517	4643	39830
Ago	12086	2914	5789	148	5825	26762
Set	11511	3836	3705	0	4773	23825
Out	12376	4178	3089	639	0	20282
Nov	5975	1477	1135	5176	0	13763
Dez	5329	962	618	2267	0	9176
Jan	6077	1756	740	1960	0	10533
Fev	5419	1447	1441	2560	0	10867
Total	127116	26057	57618	14683	25774	502496

participará no Mercado de Serviços. Posto isto, e verificando, para o período de estudo, os dias e as horas onde houve excesso de energia injetada, cruzando com os dias em que a REN pediu à Central de Sines para subir a quantidade de energia injetada, obteve-se de remuneração 749€, tendo esta central satisfeito na totalidade 2 das 3 solicitações.

5.2.4 Resumo da Aplicação do Perfil 2

O Perfil 2 surgiu na necessidade de colmatar os dois grandes picos dos desvios por defeito característicos das centrais. Como tal, é possível verificar que esses picos foram substancialmente amortizados ou eliminados da curva de desvios característica. Na Central de Tendeiros verificou-se um ganho económico de aproximadamente 70%, com a redução das penalizações dos desvios por defeito pagas à REN e com a respetiva venda da energia injetada (remunerações A e B). O excesso de energia injetada nas horas de descarga fez com que os valores da remuneração por excesso de energia tenham aumentado 141%. Para a Central de Casa Nova, o ganho económico apenas, com a redução dos desvios por defeito e com a venda da energia injetada, é de 44% e a remuneração por excesso de energia injetada teve um aumento de 70%.

Nas tabelas 5.10 e 5.11 é possível ver os desvios por defeito na situação pré-SAE nas H7, H8, H9 e H10, os desvios evitados, com a injeção da energia armazenada, nas horas 17, 18 e 19 e a respetiva venda dessa energia e por fim, o defeito final nas H17, H18 e H19.

No Mercado de Serviços de Sistema, o Perfil 2 está mais preparado para atuar aquando de solicitações, por parte da REN no que toca ao aumento da energia injetada, uma vez que o excesso de energia deste perfil nas horas 17, 18 e 19 também era maior.

Tabela 5.10: Comparação dos desvios por defeito (€) antes da instalação do SAE com a aplicação do Perfil 2, na Central de Tendeiros

Mês	Defeito Pré-SAE	Defeito Pré-SAE	Remuneração A	Remuneração B	Defeito Final
	H7, H8, H9, H10	H17, H18, H19	H17, H18, H19	H17, H18, H19	H17, H18, H19
Mar	4378	3404	1864	1332	208
Abr	230	4938	2127	3040	-229
Mai	30540	8087	6447	5712	-4072
Jun	24083	4597	3867	3119	-2389
Jul	15091	5892	3306	2990	-404
Ago	17497	4168	3519	2885	-2236
Set	17506	8729	5377	4751	-1399
Out	18319	9736	6686	5577	-2527
Nov	10951	3425	1733	1436	256
Dez	10268	3492	1936	1517	39
Jan	8882	5758	2647	2303	808
Fev	6202	4211	3155	2492	-1436

Tabela 5.11: Comparação dos desvios por defeito (€) antes da instalação do SAE com a aplicação do Perfil 1, na Central de Casa Nova

Mês	Defeito Pré-SAE	Defeito Pré-SAE	Remuneração A	Remuneração B	Defeito Final
	H7, H8, H9, H10	H17, H18, H19	H17, H18, H19	H17, H18, H19	H17, H18, H19
Mar	10731	8151	6378	3171	-1398
Abr	10066	857	760	351	-254
Mai	8837	2888	2549	2243	-1904
Jun	9746	949	881	732	-664
Jul	6636	2910	1252	1072	586
Ago	8562	3880	3524	2914	-2558
Set	7153	5265	4358	3836	-2929
Out	7336	5763	5040	4178	-3455
Nov	4258	2077	1717	1477	-1117
Dez	4057	2797	1271	962	564
Jan	4027	3656	2050	1756	-150
Fev	3537	2732	1882	1447	-597

Capítulo 6

Análise de Resultados e Conclusões

Este capítulo começa por apresentar o LCOS da energia armazenada para cada central e para cada perfil. Posteriormente, é feita uma análise económica direccionada a cada central de forma a perceber quais os perfis que melhor se adequam a cada uma. Por fim, são apresentadas conclusões finais e possíveis trabalhos futuros.

6.1 Análise Económica

Como visto na secção 2.3 o LCOS fornece uma indicação robusta e empírica dos custos associados às principais tecnologias de armazenamento de energia, o que leva a uma visão preliminar da viabilidade do projeto.

Para o cálculo deste indicador são assumidos os valores apresentados nas tabelas 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4. No que toca ao valor do A_t a Empresa A garantiu a recolha e tratamento do sistema de armazenamento de energia, os custos de operação são inexistentes (OPEX) e o valor de reinvestimento em componentes e/ou manutenção de equipamentos também é garantido pela Empresa A ($CAPEX_{re,t}$). Pelo que o valor do A_t é considerado apenas a multiplicação da energia total injetada (W_{out}) num ano pelo preço pago por essa energia (c_{el}). O preço pago por esta energia foi considerado o valor médio anual de cada período de estudo. Uma vez que o estudo é feito com uma margem de reserva de energia, durante os 15 anos de vida útil foi considerado o valor anual da energia armazenada o do 15º ano de vida útil (10 MWh), pelo que, a taxa de degradação anual (i) será considerada 0% ao invés dos 2% referidos pelo fornecedor do SAE. Em virtude da inexistência de dados de anos anteriores ao período estudado considerou-se que nos próximos 15 anos o perfil dos desvios do mercado diário se mantiveram iguais aos apresentados no período de estudo. Nas tabelas 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 estão apresentados os valores das variáveis necessárias e o respetivo cálculo do LCOS, quer para a Central de Tendeiros, quer para a central de Casa Nova.

Tabela 6.1: Valor das variáveis para cálculo do LCOS e valor do LCOS para a Central de Tendeiros após a aplicação do perfil 1.

Tendeiros	
Perfil 1	
Cel (€/kWh)	0.332
Win (kWh)	2461985
At (€)	89370
CAPEX (€)	3400000
Wout (kWh)	1964295
LCOS €/kWh_{st}	0.1609

Tabela 6.2: Valor das variáveis para cálculo do LCOS e valor do LCOS para a Central de Tendeiros após a aplicação do perfil 2.

Tendeiros	
Perfil 2	
Cel (€/kWh)	0.332
Win (kWh)	3727568
At (€)	135311
CAPEX (€)	3400000
Wout (kWh)	2974040
LCOS €/kWh_{st}	0.1217

Tabela 6.3: Valor das variáveis para cálculo do LCOS e valor do LCOS para a Central de Casa Nova após a aplicação do perfil 1.

Casa Nova	
Perfil 1	
Cel (€/kWh)	0.332
Win (kWh)	956986
At (€)	34739
CAPEX (€)	3400000
Wout (kWh)	763531
LCOS €/kWh_{st}	0.3424

Tabela 6.4: Valor das variáveis para cálculo do LCOS e valor do LCOS para a Central de Casa Nova após a aplicação do perfil 2.

Casa Nova	
Perfil 2	
Cel (€/kWh)	0.332
Win (kWh)	2644435
At (€)	95993
CAPEX (€)	3400000
Wout (kWh)	250162
LCOS €/kWh_{st}	0.1290

Os resultados mostram que o LCOS das baterias de íons de lítio para a central de Tendeiros com a aplicação do Perfil 1 tem um LCOS de 0.1609 €/kWh_{st} e caso seja aplicado o Perfil 2 o valor desse indicador é 0.1217€/kWh_{st}. Já na Central de Casa Nova, com a aplicação do Perfil 1 o LCOS apresenta um valor bastante elevado (0.3424€/kWh_{st}) comparativamente com a aplicação do Perfil 2 em que o valor do indicador é de 0.1290€/kWh_{st}.

Conclui-se em primeiro lugar que, de entre as diferentes aplicações nas duas centrais de produção fotovoltaica, há uma relação inversa entre o LCOS e a energia injetada na rede. Ou seja, uma vez que na aplicação do Perfil 2 temos uma maior quantidade de energia injetada na rede, o valor do LCOS será, consequentemente menor. Como a central de Tendeiros possui maior capacidade de produção de energia e o valor dos desvios era maior, a energia armazenada nas H7, H8, H9 e H10 era também superior, permitindo a esta Central, com a aplicação do Perfil 2, apresentar o melhor resultado experimental deste estudo. O Perfil 1, por ser o perfil que armazenava menores quantidades de energia, os valores do LCOS são, consequentemente maiores. Particularizando a aplicação do Perfil 1 nesta central, o LCOS apresenta um valor de 0.3424€/kWh_{st} pelo que, em grande parte das horas ao longo do ano em que a energia é injetada, a remuneração dessa energia iria adiar o *payback* do investimento realizado.

Com estes valores do LCOS, a Energia Simples consegue ter um sistema de armazenamento energético de baterias com os valores deste indicador equivalentes a sistemas convencionais de

armazenamento, como por exemplo, as centrais hidroelétricas reversíveis e as centrais de armazenamento de ar comprimido. É importante denotar que neste estudo não foi delineada uma quantidade de energia a injetar diariamente uma vez que esse não era o foco do problema da Energia Simples. Este estudo analisou todos os desvios, hora a hora, durante o período de estudo, para cada central e focou a sua otimização nas penalizações pelos desvios nas previsões do mercado diário da OMIE. Portanto, ainda que o LCOS apresente excelentes valores, esta análise baseia-se apenas na energia injetada e não nos desvios e consequentes penalizações evitadas. Posto isto, torna-se correto e factual fazer uma análise dos valores que seriam realmente esperados quer pela minimização nos desvios, quer evitando-os.

Na Central de Tendeiros tem-se uma capacidade de armazenamento instalada de aproximadamente 50% da capacidade de produção instalada. Esta capacidade de armazenamento mostrou-se adequada para atender às necessidades do Perfil 1 fazendo com que a limitação desse perfil esteja no excesso de energia produzido e não na insuficiência de capacidade de armazenamento. Aquando da aplicação do Perfil 2, foi verificado que nos meses de maior irradiação (Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro) as baterias carregavam completamente, chegando a ser necessária a injeção de energia produzida na rede, originando desvios por excesso nas primeiras horas da manhã. Porém, o facto de fazer-se uma participação na H10 permite uma grande redução do excedente de energia armazenado na rede. Para esta Central, caso existisse um SAE que executasse o Perfil 1, teria havido uma remuneração total de 254 951€ para o Perfil 2 de 812 067€. Caso as produções e os desvios das previsões do Mercado Diário mantivessem características semelhantes com o Perfil 1, conseguiríamos pagar o investimento inicial ao fim de cerca de 14 anos, enquanto que com o Perfil 2 seria possível o *payback* em cerca de 5 anos visto que, a remuneração conseguida foi de 812 067€.

Na Central de Casa Nova com cerca de 10 MWh de capacidade de produção instalada, foi feito o cálculo para uma capacidade de armazenamento de 5MWh, contudo os excessos e os defeitos mantinham-se bastante acentuados, pelo que se aumentou para 10MWh. Para o Perfil 1, o excesso de energia pré-SAE deixa bastante capacidade de armazenamento livre nas baterias, pelo que a aplicação deste perfil apenas permitiria um retorno anual de 89875€, inviabilizando a recuperação do investimento na escala de tempo de vida útil do SAE. Com a aplicação do Perfil 2 a remuneração anual atinge os 502496 € sendo possível cobrir o investimento inicial em 7 anos.

Assume-se então que o Perfil 2 é o perfil que conduz a uma melhor remuneração para as Centrais em estudo. Porém, este perfil pode ainda ser melhorado com procedimentos sistemáticos ou esporádicos. Depois da aplicação do segundo perfil há um grande excedente de energia injetada, este excedente pode ser evitado aumentando o valor de previsão no Mercado Diário ou então ajustar na sessão das 17H do Mercado Intradiário, visto que já é conhecida a energia a ser injetada e sabemos como está a produção diária, mais facilmente se conseguirá obter uma previsão mais precisa da energia total a injetar na rede.

A suposição da participação das centrais no Mercado de Serviços de Sistema afirmam a versatilidade das energias renováveis e um excelente caminho no futuro das mesmas. Neste estudo foi assumida a participação das centrais produtoras de energia renovável apenas quando a REN

solicita mais energia injetada, numa determinada Área de Balanço e aquando da ocorrência de excesso de produção nas centrais fotovoltaicas. Porém, sendo desconhecido o plano de incentivos e legislação prevista pela REN para a introdução de centrais produtoras de energia renovável no Mercado de Serviços de Sistema, seria possível uma participação contínua por parte destas centrais neste mercado havendo, por exemplo, uma percentagem de produção reservada para as solicitações da REN para subir a energia injetada. A introdução de um SAE pode melhorar ainda esse serviço, na medida em que ao invés de haver parte da produção reservada para o mercado de regulação, a solução passaria por ter parte do SAE carregado e apenas dedicado a esse tipo de solicitações.

Neste estudo não foram analisados os casos em que a REN solicita a diminuição de energia injetada na rede. Contudo, para as centrais fotovoltaicas, diminuir a produção implicaria uma remuneração, por parte da REN, que igualasse ou que fizesse compensar a não produção de energia. No caso de centrais providas de um SAE, a solicitação de diminuição de energia injetada não implicaria a não produção de energia elétrica mas sim a comutação da energia para o carregamento das baterias. Assim, além da remuneração da REN pelo serviço prestado, essa energia seria injetada e remunerada posteriormente.

6.2 Conclusões e Possível trabalho futuro

Todas as propostas de resolução foram revistas tecnicamente de forma a verificar a sua execução e excluir limitações da programação das cargas e descargas. A Empresa A, encarregue da instalação do projeto assumiu a responsabilidade da integração de um software capaz de executar qualquer um destes perfis de produção. Além disso, verificou-se que, com qualquer um dos perfis, o Sistema de Armazenamento Energético não sofria stress de carregamento ou descarga, fazendo um ciclo diário, o que melhora, de forma substancial, a sua fiabilidade. O estudo ao ser feito com a quantidade de energia garantida no final da vida útil (10 MWh), garante-lhe rigidez na apresentação dos resultados que, ainda que satisfatórios, poderiam ser melhores, obtendo LCOSs mais baixos do que os apresentados. No final do período de vida útil, o SAE não fica incapacitado, mas a probabilidade de ocorrência de algum tipo de defeito aumenta exponencialmente. Porém, é possível continuar a trabalhar com o SAE além dos 15 anos de vida útil dados pela fábrica. Assim, visto que os resultados realizados para o pior dos cenários apresentam remunerações satisfatórias para um estudo realizado com valores do fim de vida útil do sistema, conclui-se que, a Empresa A oferece uma solução que encaixa perfeitamente nas necessidades da Energia Simples.

Relativamente aos Perfis de produção conclui-se que, quanto mais energia armazenada ao longo de um dia, maior serão os desvios evitados e a consequente remuneração pela injeção da energia. O facto de ter sido verificado que os desvios seguiam um perfil característico ao longo do ano, foi um fator de extrema importância quer para a criação de perfis de produção, para interpretação de possibilidades de atuação, quer para a Energia Simples que fez melhorias imediatas na atuação no mercado da OMIE. Posto isto, e após a verificação de resultados, o Perfil 2 é o perfil que permite tirar maior proveito do Sistema de Armazenamento de Energia, tendo-se obtido os

valores de LCOS de 0.1217€/kWh_{st} e 0.129€/kWh_{st} para as centrais de Tendeiros e Casa Nova, respetivamente. Contudo, o excesso de energia nas horas de descarga deve de ser alvo de uma análise mais detalhada, adotando medidas pormenorizadas de forma a rentabilizar o excesso de energia para as horas 17, 18 e 19.

Tal excesso, pode ser amortizado com a participação no mercado intradiário. Porém, a melhoria no software do SAE seria a melhor opção, fazendo com que o sistema tenha a sensibilidade de perceber quando já atingiu a previsão enviada para a OMIE. Após esta condição satisfeita, dar-se-ia a paragem de injeção de energia na rede, usando a restante energia numa hora de maior defeito. Outra opção seria o próprio sistema fazer *electricity arbitrage*, escolhendo uma hora em que o excesso de energia seja pago a um valor mais alto, injetando nesse momento.

A possibilidade das fontes produtoras de energia renovável participarem num mercado de regulação, abriria um novo horizonte de rentabilidade das mesmas. Porém, todas as normas e legislação devem de contribuir para um incentivo à utilização de fontes de produção de energia renováveis, com vista a seguir as metas estabelecidas pelos pacotes energéticos. A análise feita neste estudo garante um retorno satisfatório, na consciência de que a remuneração aplicada é a mesma que a aplicada às centrais termoeletricas.

Por fim, neste estudo não foi possível avaliar diferentes tipos de investimento em tecnologias diferentes, dada ausência de resposta por parte das mais diversas empresas consultadas. Contudo, seria proveitoso rever alguns dos modelos utilizados e se possível, acrescentar capacidades nos mesmos, de forma a contornar algumas das limitações inerentes. No caso do Perfil 1, fazer descargas pontuais de energia quando o SAE já estivesse completamente carregado. No caso do Perfil 2, conseguir injeções programadas com recurso ao software do SAE, diminuindo energia injetada em excesso.

Os Sistemas de Armazenamento Energético suportam as Energias Renováveis, através da diminuição da sua intermitência e imprevisibilidade, rentabilizando a sua produção.

Anexo A

Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora.

A.0.1 Central de Tendeiros

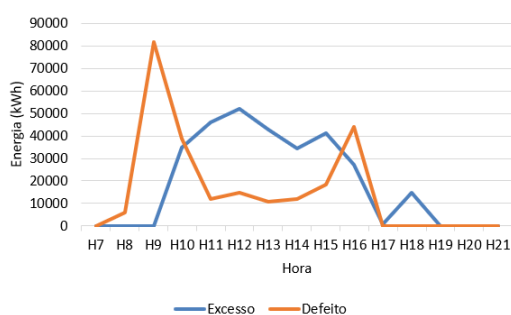


Figura A.1: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 na central de Tendeiros.

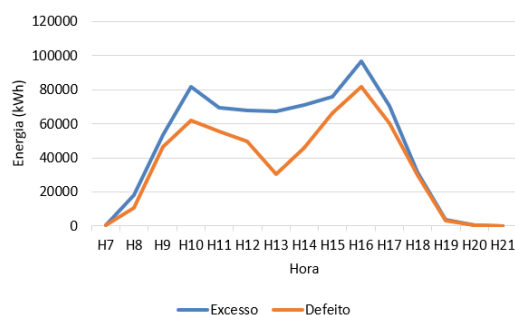


Figura A.2: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2020 na central de Tendeiros.

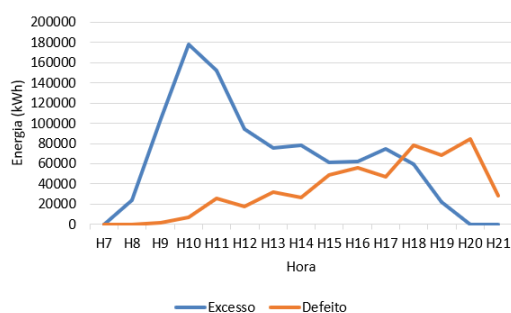


Figura A.3: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2020 na central de Tendeiros.

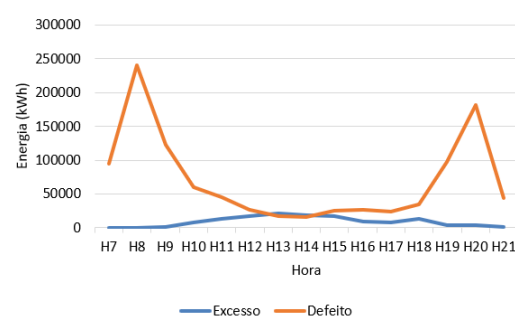


Figura A.4: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio 2019 na central de Tendeiros.

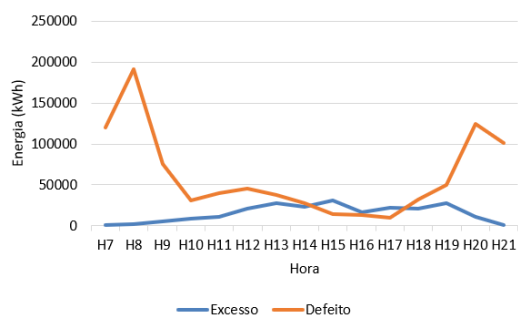


Figura A.5: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 na central de Tendeiros.

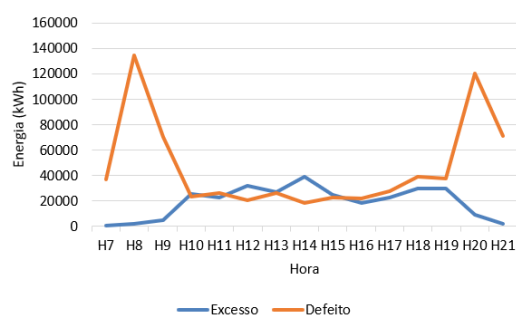


Figura A.6: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 na central de Tendeiros.

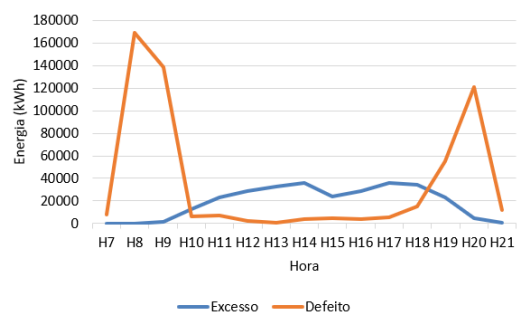


Figura A.7: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 na central de Tendeiros.

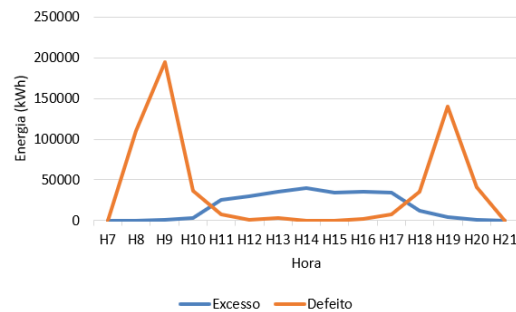


Figura A.8: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 na central de Tendeiros.

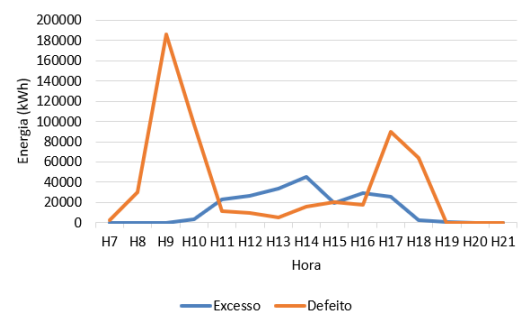


Figura A.9: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 na central de Tendeiros.

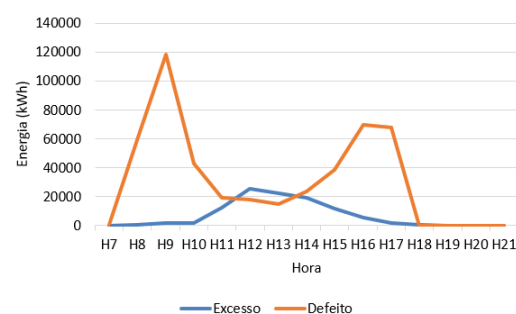


Figura A.10: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 na central de Tendeiros.

A.0.2 Central de Casa Nova

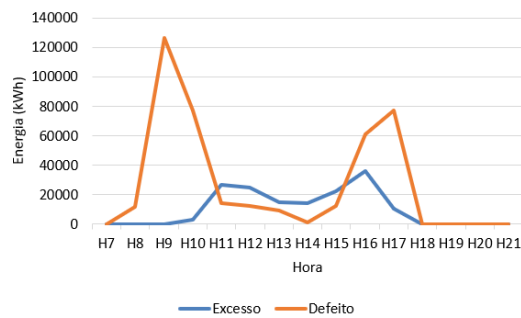


Figura A.11: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 na central de Tendeiros.

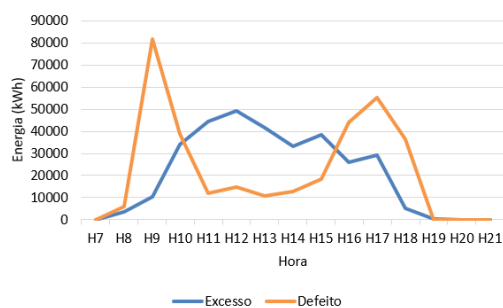


Figura A.12: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 na central de Casa Nova.

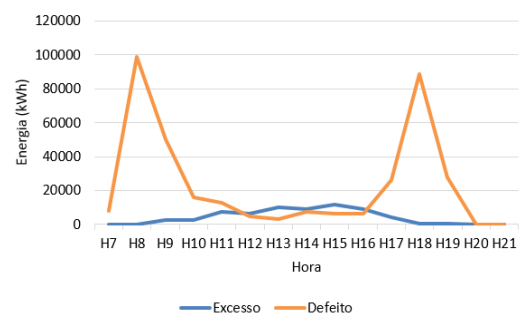


Figura A.13: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2019 na central de Casa Nova.

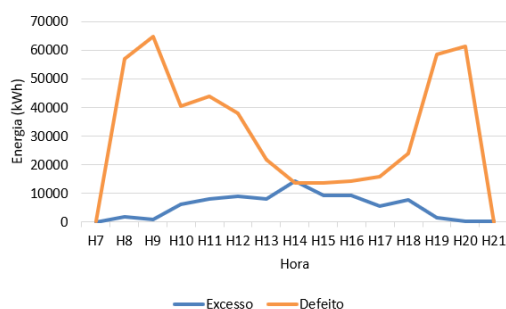


Figura A.14: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2019 na central de Casa Nova.

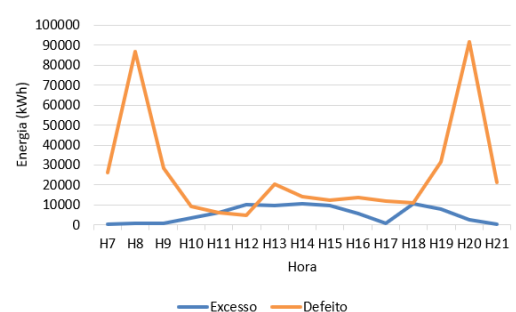


Figura A.15: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio de 2019 na central de Casa Nova.

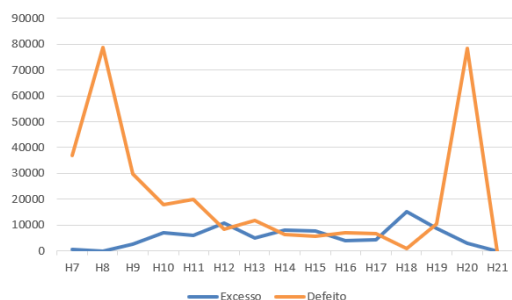


Figura A.16: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 na central de Casa Nova.

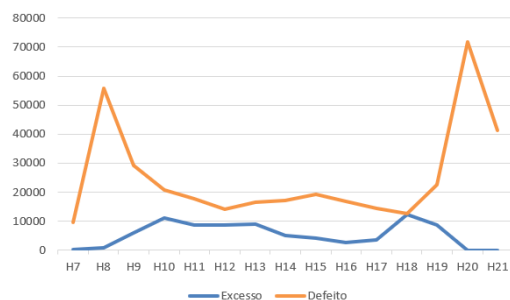


Figura A.17: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 na central de Casa Nova.

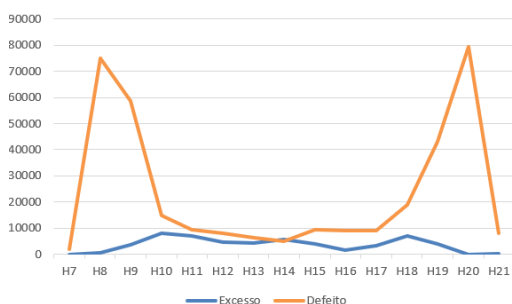


Figura A.18: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 na central de Casa Nova.

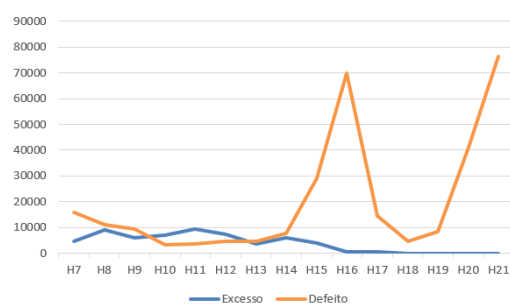


Figura A.19: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 na central de Casa Nova.

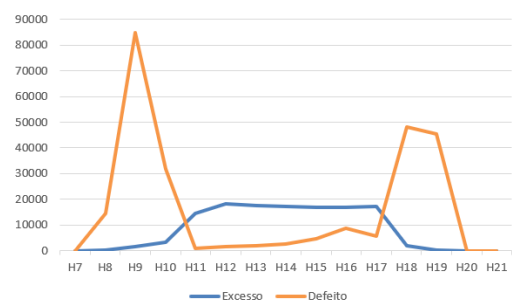


Figura A.20: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 na central de Casa Nova.

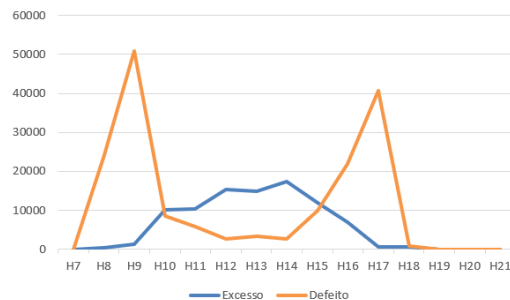


Figura A.21: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 na central de Casa Nova.

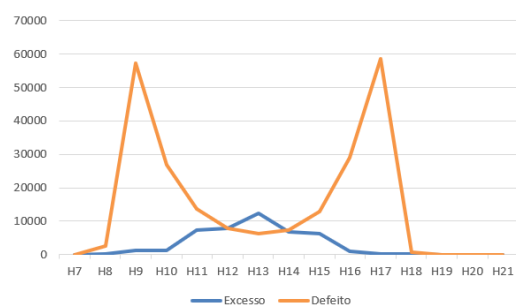


Figura A.22: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 na central de Casa Nova.

Anexo B

Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora após a aplicação do perfil 1.

B.0.1 Central de Tendeiros

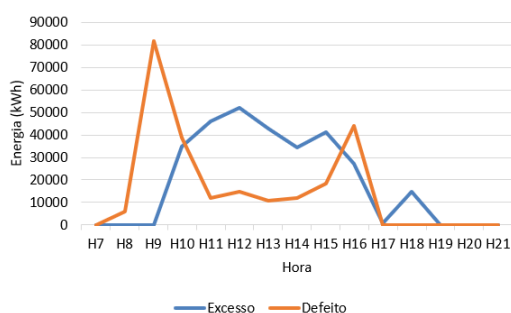


Figura B.1: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

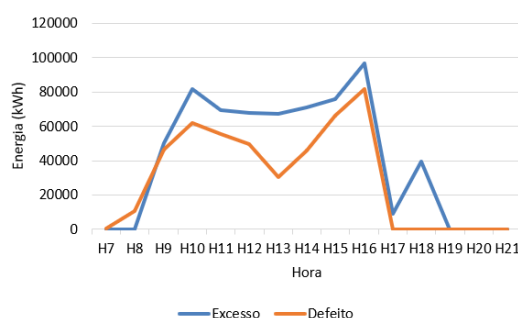


Figura B.2: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2020 após a aplicação do perfil 1 na central de Tendeiros.

B.0.2 Central de Casa Nova

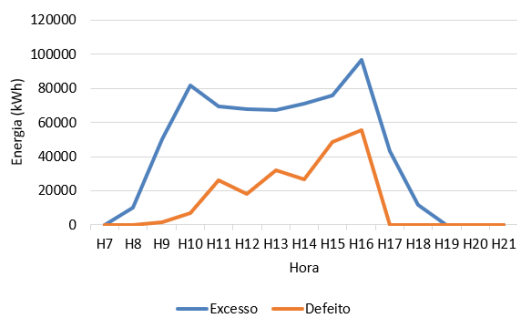


Figura B.3: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2020 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

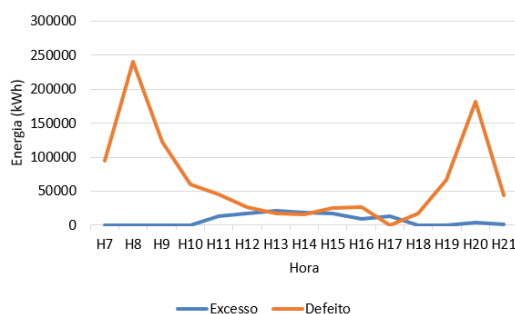


Figura B.4: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

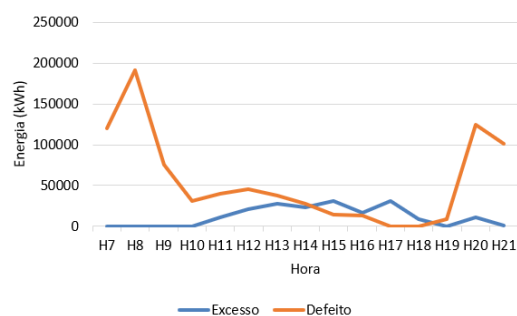


Figura B.5: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

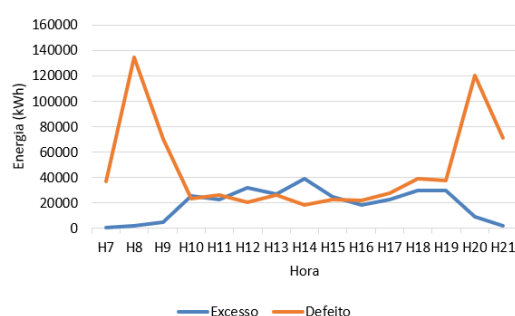


Figura B.6: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

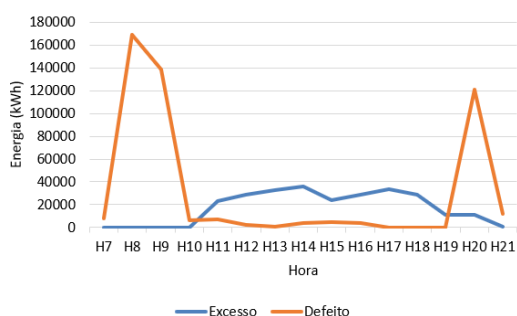


Figura B.7: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

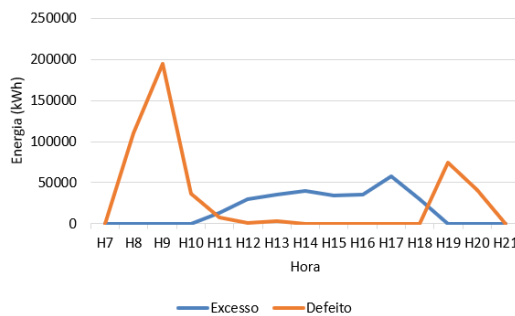


Figura B.8: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

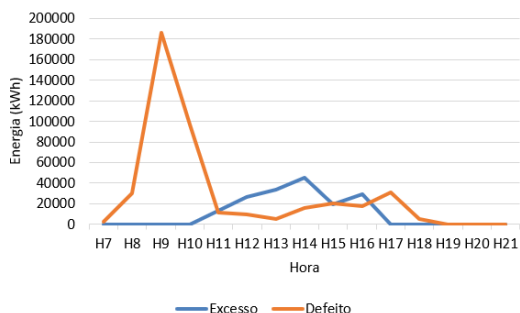


Figura B.9: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

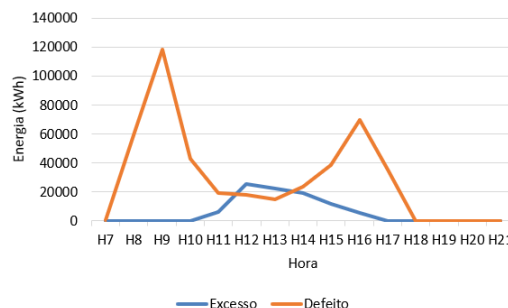


Figura B.10: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

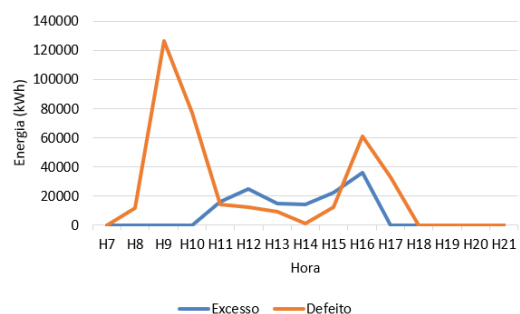


Figura B.11: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Tendeiros.

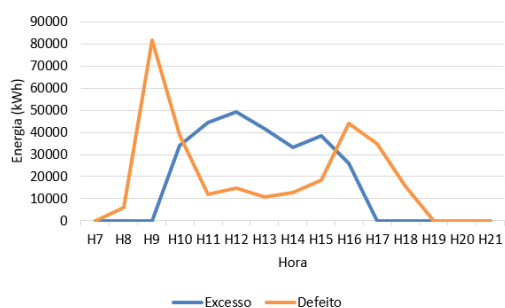


Figura B.12: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.

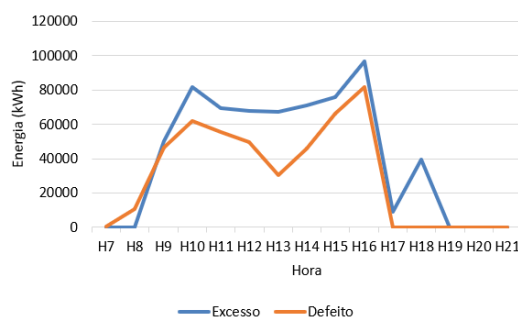


Figura B.13: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.

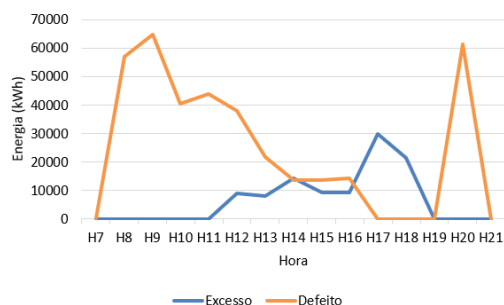


Figura B.14: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.

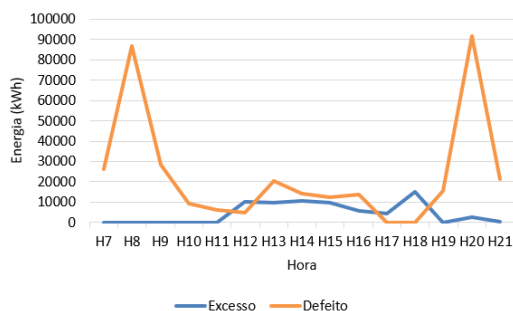


Figura B.15: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.

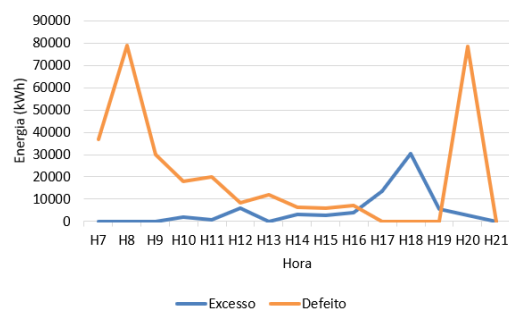


Figura B.16: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.

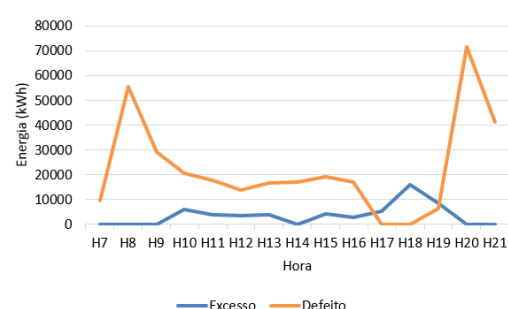


Figura B.17: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.

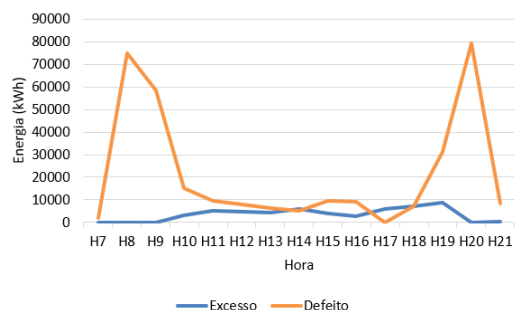


Figura B.18: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.

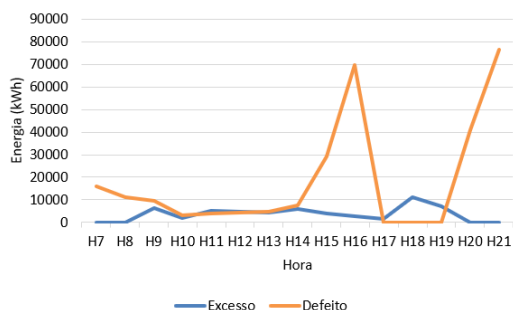


Figura B.19: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.

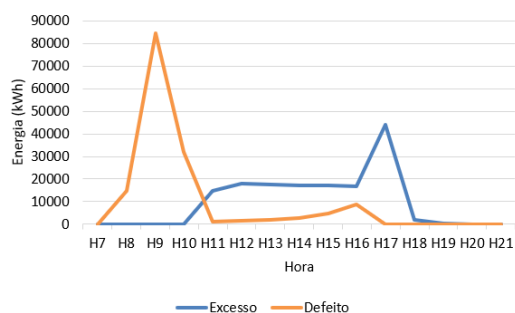


Figura B.20: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.

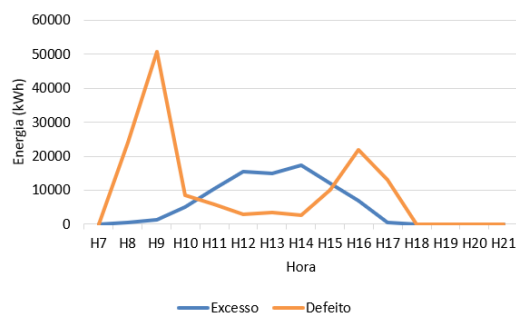


Figura B.21: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 na central de Casa Nova.

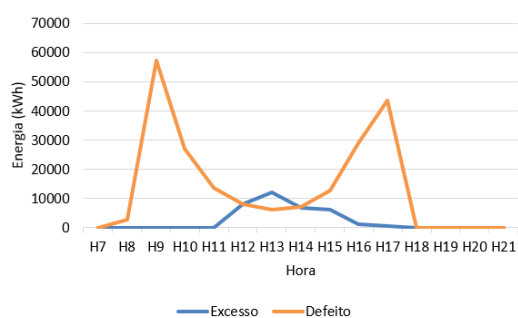


Figura B.22: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 após a aplicação do perfil 1 central de Casa Nova.

Anexo C

Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora após a aplicação do perfil 2.

C.0.1 Central de Tendeiros

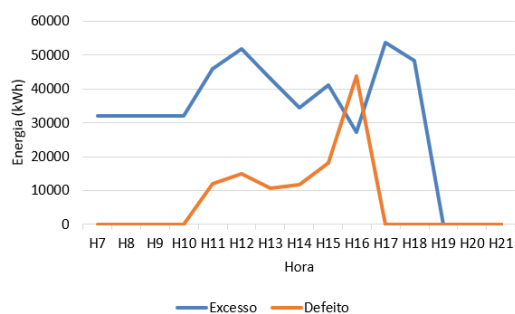


Figura C.1: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

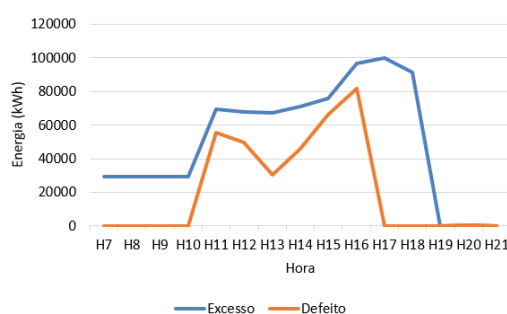


Figura C.2: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2020 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

C.0.2 Central de Casa Nova

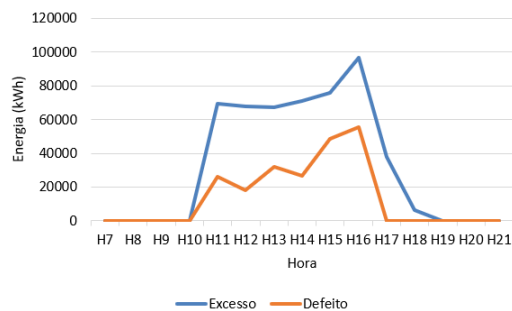


Figura C.3: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2020 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

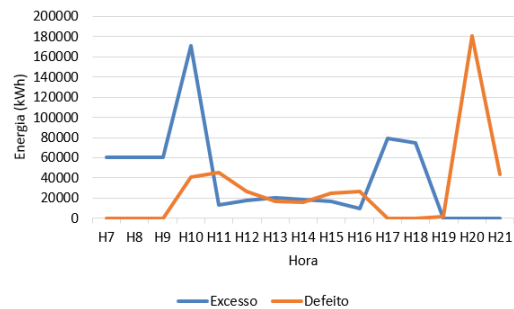


Figura C.4: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

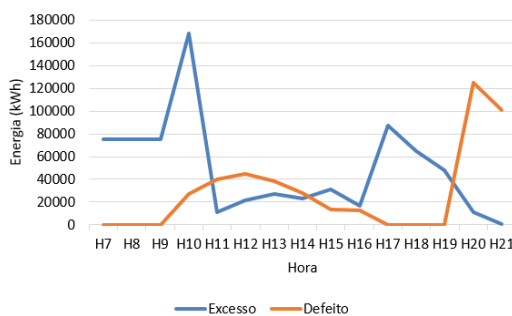


Figura C.5: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

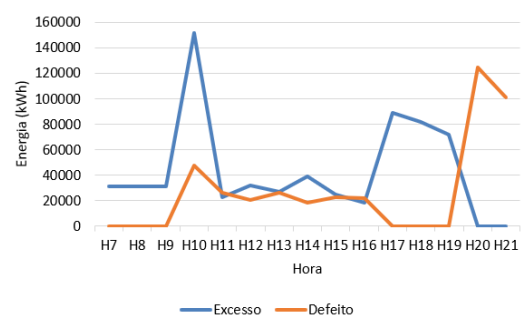


Figura C.6: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

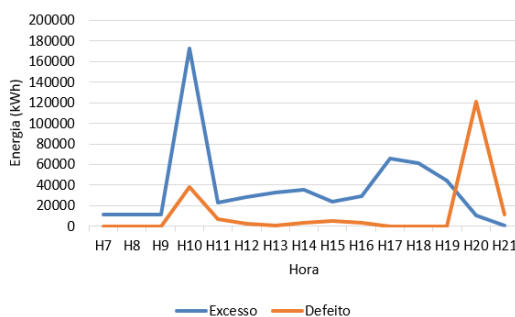


Figura C.7: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

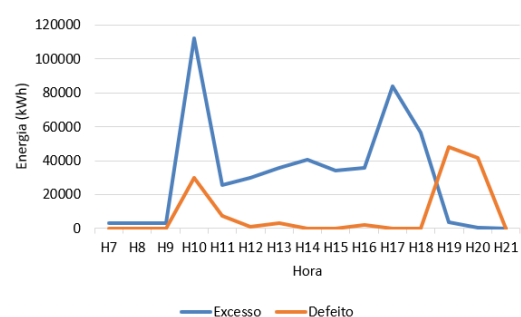


Figura C.8: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

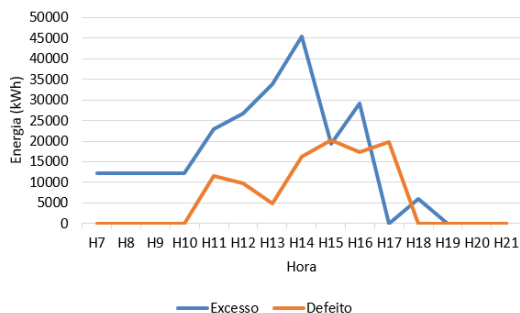


Figura C.9: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

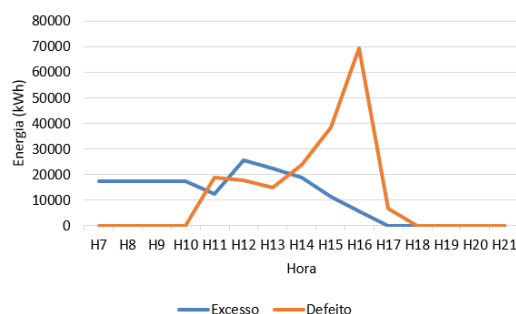


Figura C.10: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

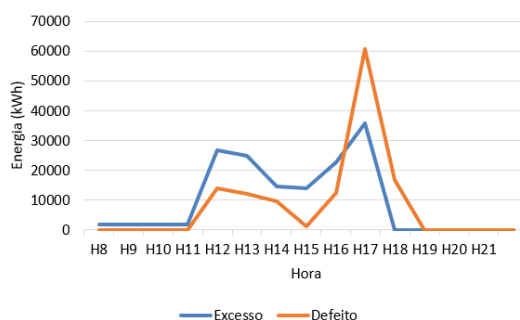


Figura C.11: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Tendeiros.

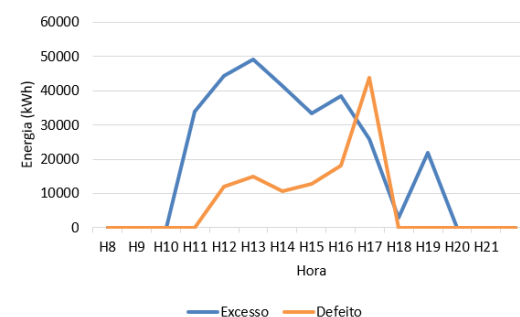


Figura C.12: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Fevereiro de 2020 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

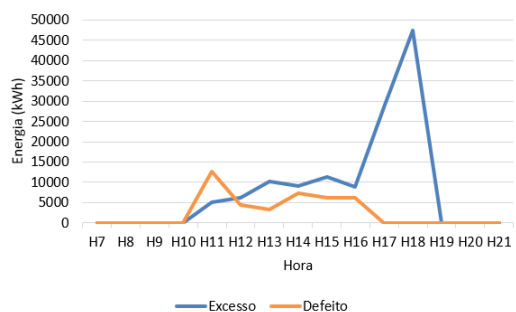


Figura C.13: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Março de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

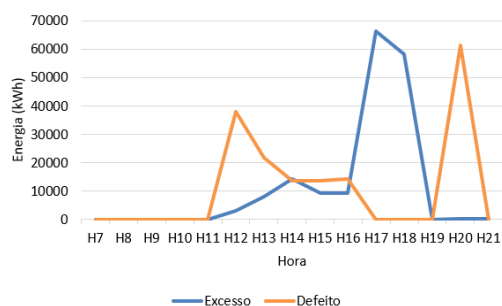


Figura C.14: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Abril de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

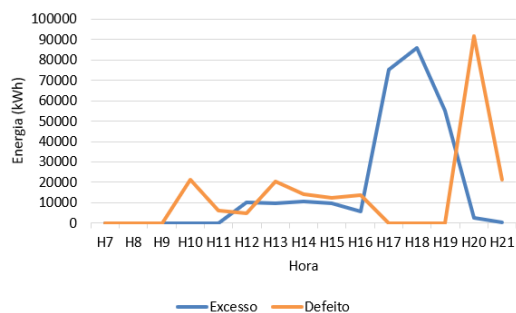


Figura C.15: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Maio de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

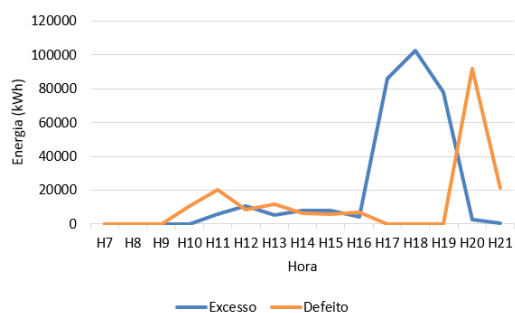


Figura C.16: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Junho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

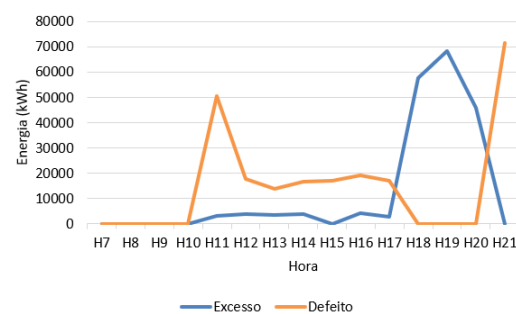


Figura C.17: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Julho de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

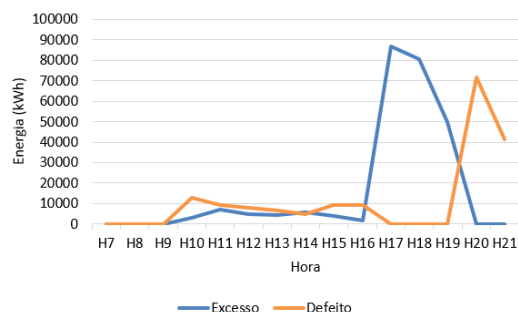


Figura C.18: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Agosto de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

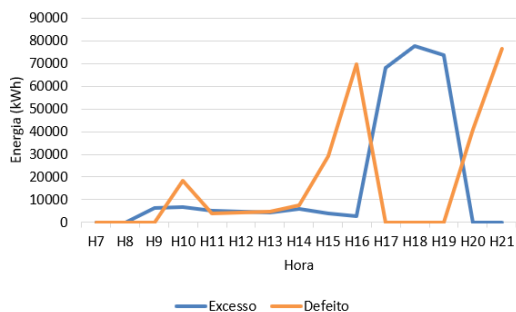


Figura C.19: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Setembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

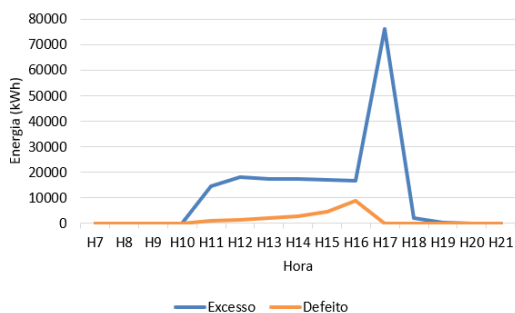


Figura C.20: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Outubro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

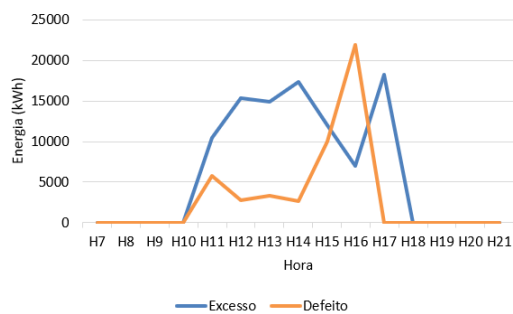


Figura C.21: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Novembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

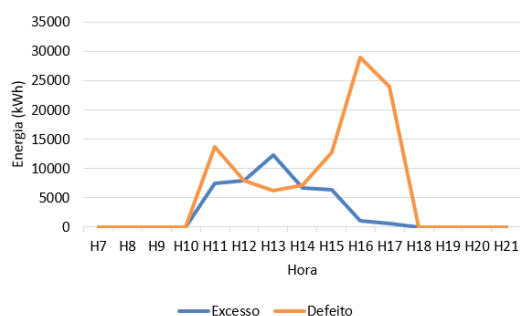


Figura C.22: Distribuição mensal da quantidade de energia dos desvios para cada hora no mês de Dezembro de 2019 após a aplicação do perfil 2 na central de Casa Nova.

Referências

- [1] European Commission. Third report on the state of the energy union, Novembro 2017. Cambridge University Press, New York, USA,.
- [2] Jacob Marsh. Behind-the-meter: what you need to know, Setembro 2019. Online, disponível em <https://news.energysage.com/behind-the-meter-overview/>, acessado a última vez em Março de 2020.
- [3] CERPCH. The hidrohydro - pch notícias shp new, Outubro 2017.
- [4] Lazard. Lazard's levelized cost of storage - version 2.0, Dezembro 2016.
- [5] Andrew Smallbone Verena Jülch Robin Wardle Anthony Paul Roskill. Levelised cost of storage for pumped heat energy storage in comparison with other energy storage technologies, Novembro 2017. Energy Conversion and Management.
- [6] Maria Teresa Ponce de Leão João Paulo Tomé Saraiva José Luís Pinto Pereira da Silva. Mercados de electricidade - regulação e tarifação de uso das redes, 2002. FEUPedições, Primeira edição.
- [7] World Energy Council. E-storage: Shifting from cost to value, wind and solar applications, 2016.
- [8] International Electrotechnical Commission (IEC). Electrical energy storage: white paper, Dezembro 2011. Online, disponível em <https://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>, acessado a última vez em Março de 2020.
- [9] Review of R. Alanen. "d4.1 electrical energy storage technology review", Dezembro 2011. EERA Joint Programme on Smart Grids, Sub-Programme 4Electrical Storage Technologies,.
- [10] Annette Evans, Vladimir Strezov, e Tim J. Evans. "assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration", 2012. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16.
- [11] Benoit Decourt Romain Debarre. "electricity storage", Setembro 2013. SBC Energy Institute.
- [12] Walsh F. "progress and challenges in the development of flow battery technology", 2010. The 1st Int. Flow Battery Forum (IFBF),.
- [13] World Energy Resources. "e-storage shifting from cost to value wind and solar applications", 2016. World Energy Council.

- [14] Worldometers. Current world population. Online, disponível em <https://www.worldometers.info/world-population/world-population-projections/>, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [15] P. Ralon e M Taylor. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. IRENA, Novembro 2017.
- [16] United Nations. Framework convention on climate change. “Paris Agreement,” 21st Conf. Parties, 2015.
- [17] European Comission. Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition, Novembro 2016. Online, disponível em <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transitions/>, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [18] European Comission. Energy union, Março 2017. Online, disponível em <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/energy-union/>, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [19] DGEG. Energia/ambiente/desenvolvimento sustentável. Online, disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/default.aspx?cn=774977577758AAAAAAAAAAAAA/>, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [20] European Comission. The energy union: from vision to reality, Abril 2019. Online, disponível em https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_19_1876, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [21] International Energy Agency. *World Energy Outlook*. IEA, 2005.
- [22] World Health Organization. Household (indoor pollution). Online, disponível em <https://www.who.int/airpollution/household/en/>, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [23] European Comission. European fuel poverty and energy efficiency. Online, disponível em <https://ec.europa.eu/energy/en/content/introduction-5>, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [24] Eurostat. Electricity price statistics, Novembro 2019. Online, disponível em https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [25] European Comission. Europe 2020 targets: statistics and indicators for portugal.
- [26] European Comission. Eu emissions trading system (eu ets). Online, disponível em https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en#tab-0-0, acedido a última vez em Fevereiro de 2020.
- [27] A. Ellerman and F. Convery e C. Perthuis. Pricing carbon: The european union emissions trading scheme, Janeiro 2010. Cambridge University Press, New York, USA,.
- [28] KEMA Consulting GmbH. Integration of renewable energy in europe, Junho 2014.
- [29] Lazard. Lazard’s levelized cost of storage - version 4.0, Junho 2018.

- [30] Bentham Paulos. Why you should question the value proposition of energy storage, Outubro 2014. Online, disponível em <https://www.greentechmedia.com/articles/read/questioning-the-value-proposition-of-energy-storage>, acessado a última vez em Março de 2020.
- [31] A. Alkandari, A. A. Sami, e A. Sami. Proposed dso ancillary service processes considering smart grid requirements, 2017. , CIRED – Open Access Proceedings Journal.
- [32] Y.V. Makarov, J. Ma S. Lu, e T.B. Nguyen. Assessing the value of regulation resources based on their time response characteristics, Junho 2008. PNNL-17632, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA.
- [33] A. Khodaei S. Bahramirad E. Paaso H. Lofti, A. Majzoobi. “levelized cost of energy calculation for energy storage systems”, 2016. in Grid of the Future Symposium (CIGRE), Philadelphia.
- [34] Chun Sing Lai e Malcolm D. McCulloch. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage, Dezembro 2016.
- [35] Jülch V. Jürgensen J. Hartmann N. Thomsen J. Schlegl T. Levelized cost of storage method applied to compressed air energy storage, 2015. International Journal of Sustainable Energy.
- [36] Kost C Mayer JN Thomsen J Hartmann N Senkpiel C Philipps S. Levelized cost of electricity renewable energy technologies, Novembro 2013. International Journal of Sustainable Energy.
- [37] V. Julch. “comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (lcos) method”, 2016.
- [38] B. Zakeri e S. Syri. “electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis”, 2015.
- [39] KarlJoachim Euler. Batterien und brennstoffzellen: Aufbau verwendung chemie, 1984.
- [40] D. MAnz, J. Keller, e N. Miller. “value propositions for utility-scale energy storage”, 2011. in 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011.
- [41] H. Lund e B. V. Mathiesen. Energy system analysis of 100% renewable energy systems - the case of denmark in years 2030 and 2050, 2009. Energy, vol. 34.
- [42] G. Krajačić, N. Duić, e M. da G. Carvalho. “how to achieve a 100% res electricity supply for portugal?”, 2011. Applied Energy, vol. 88.
- [43] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, e V. Efthimiou. “overview of current and future energy storage technologies for electric power applications”, 2009. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13.
- [44] Kevin Marnell, Manasseh Obi, e Robert Bass. Transmission-scale battery energy storage systems: A systematic literature review, Dezembro 2019. Energies.
- [45] Pavlos Nikolaidis Sotirios Chatzis Andreas Poullikkas. Life cycle cost analysis of electricity storage facilities in flexible power systems, Fevereiro 2019. International Journal of Sustainable Energy.

- [46] ERSE. Manual de procedimentos da gestão global do sistema do setor elétrico, 2019.
- [47] ERSE. Manual de procedimentos do acerto de contas, 2008.
- [48] REN. Energia de regulação. Online, disponível em http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Energia_de_Regulacao/Paginas/default.aspx, acedido a última vez em Junho de 2020.
- [49] João Alexandre. Impacto da nova legislação sobre o regime de autoconsumo de energia, 2015. FEUPedições, Primeira edição.
- [50] European Comission. Photovoltaic geograpgical information system, Outubro 2019. Online, disponível em https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR, acedido a última vez em Março de 2020.