



**Politécnico
de Viseu**

Escola Superior
de Tecnologia
e Gestão de Viseu

Gestão da Produção de Sistemas Fotovoltaicos: Interação com o Mercado de Energia Elétrica e o Papel da Flexibilidade

João António Silva Figueiredo

Dissertação

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Energia e Automação Industrial

Trabalho efetuado sob a orientação de
Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa
Professor Doutor Paulo Rogério Perfeito Tomé

Dezembro de 2025



**Politécnico
de Viseu**

Escola Superior
de Tecnologia
e Gestão de Viseu

Gestão da Produção de Sistemas Fotovoltaicos: Interação com o Mercado de Energia Elétrica e o Papel da Flexibilidade

João António Silva Figueiredo

Dissertação

Mestrado em Eng. Eletrotécnica – Energia e Automação Industrial

Trabalho efetuado sob a orientação de

Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa
Professor Doutor Paulo Rogério Perfeito Tomé

Dezembro de 2025

“A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original”

Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

Ao longo deste percurso, foram muitas as pessoas que contribuíram, de diferentes formas, para que esta dissertação se tornasse possível.

Em primeiro lugar, gostaria de expressar o meu profundo agradecimento aos meus orientadores, Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa e Professor Doutor Paulo Rogério Perfeito Tomé, pela orientação científica, pela disponibilidade constante, pelas sugestões que foram fundamentais para a concretização deste trabalho, pela atenção dedicada, pelas críticas construtivas e pelo incentivo permanente ao rigor e à melhoria contínua desta dissertação.

Aos meus pais, endereço o mais sentido agradecimento, pelo apoio incondicional ao longo de todos estes anos de formação, pela paciência nos momentos mais difíceis e por nunca deixarem de acreditarem em mim. Sem o vosso carinho, compreensão e incentivo, este objetivo não teria sido alcançado.

Por fim, a todos os que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a realização desta dissertação, o meu sincero obrigado.

RESUMO

Os sistemas elétricos têm passado por transformações profundas, impulsionadas por avanços tecnológicos, decisões políticas e sociais, e pela necessidade de sustentabilidade ambiental. Essas mudanças reconfiguraram o setor elétrico, orientando-o para maior eficiência, fiabilidade e descarbonização, alinhando-se com os objetivos globais de transição energética.

O desenvolvimento das tecnologias de produção distribuída e as políticas de incentivo à descentralização da produção de eletricidade têm fomentado a proliferação de sistemas de autoconsumo (individual ou coletivo), com especial incidência em sistemas baseados na tecnologia fotovoltaica. Paralelamente, o desenvolvimento tecnológico e a redução de custos dos sistemas de armazenamento, em particular os baseados em baterias de íons de lítio, tem aberto o caminho para a gestão ativa da produção de centrais fotovoltaicas.

Estes desenvolvimentos tecnológicos, associados à liberalização dos setores elétricos e ao conseqüente emergir de tarifários de eletricidade mais dinâmicos, alguns com indexação aos mercados grossistas de eletricidade, proporcionaram aos detentores de sistemas fotovoltaicos a possibilidade de otimização do valor económico da energia produzida (quer através do autoconsumo quer através da sua injeção na rede). No caso dos autoconsumidores, esta possibilidade torna-os em participantes ativos na gestão da procura, aumentando a sua capacidade de reação aos preços da energia nos mercados.

O presente trabalho insere-se nesse contexto, sendo a sua principal contribuição a proposta de um algoritmo de gestão ativa da energia produzida em sistemas fotovoltaicos, com ênfase em sistemas em regime de autoconsumo (sem, contudo, comprometer a aplicabilidade a sistemas de autoconsumo coletivo ou a centrais de produção destinadas à injeção da produção nas redes elétricas). O algoritmo proposto procura utilizar a flexibilidade conferida pelo armazenamento de energia elétrica (permite desacoplar a produção do consumo) para melhorar o desempenho económico dos sistemas fotovoltaicos, avaliando a extensão em que tal ocorre efetivamente. O trabalho faz também uma comparação do desempenho económico de sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento de energia.

Palavras-chave: Sistemas de autoconsumo; Sistemas fotovoltaicos; Armazenamento de energia elétrica.

ABSTRACT

Electrical systems have undergone profound transformations driven by technological advancements, political and social decisions, and the need for environmental sustainability. These changes have reconfigured the electricity sector, steering it toward greater efficiency, reliability, and decarbonization, aligning with global energy transition goals.

The development of distributed generation technologies and policies promoting the decentralization of electricity production have fostered the proliferation of self-consumption systems (individual or collective), with a particular focus on photovoltaic (PV) technology. Simultaneously, technological advancements and cost reductions in energy storage systems, particularly lithium-ion batteries, have paved the way for active management of PV plant production.

These technological developments, combined with the liberalization of electricity sectors and the emergence of more dynamic electricity tariffs—some indexed to wholesale electricity markets—have provided PV system owners with the opportunity to optimize the economic value of the energy produced (whether through self-consumption or grid injection). For self-consumers, this possibility transforms them into active participants in demand management, enhancing their ability to respond to energy market prices.

This work is situated within this context, with its primary contribution being the proposal of an algorithm for active energy management in PV systems, with an emphasis on self-consumption systems (without compromising its applicability to collective self-consumption systems or production plants intended for full grid injection). The proposed algorithm seeks to leverage the flexibility provided by electrical energy storage (which decouples production from consumption) to improve the economic performance of PV systems, evaluating the extent to which this is effectively achieved. The study also compares the economic performance of photovoltaic systems with and without energy storage.

Keywords: Self-consumption systems; PV systems; Energy storage systems.

ÍNDICE GERAL

Capítulo 1.	Introdução	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Objetivos.....	3
1.3	Estrutura e organização da dissertação	5
Capítulo 2.	Revisão bibliográfica	6
2.1	Sistema elétrico	6
2.1.1	Importância do sistema elétrico	6
2.1.2	Constituição do sistema elétrico	6
2.1.2.1	Subsistema de produção	7
2.1.2.2	Subsistema de transporte	9
2.1.2.3	Subsistema de distribuição	10
2.1.2.4	Subsistema de comercialização	11
2.2	Desafios aos sistemas elétricos.....	13
2.2.1	Enquadramento	13
2.2.2	Descarbonização e mobilidade elétrica	15
2.2.3	Produção distribuída	16
2.2.4	Redes inteligentes e micro-redes	18
2.2.5	Sistemas de armazenamento de energia	22
2.2.6	Liberalização dos sistemas elétricos.....	28
2.2.6.1	Conceito e objetivos	28
2.2.6.2	Mercados de energia elétrica e contratos bilaterais	31
2.2.6.3	Liberalização do sistema elétrico em Portugal	35
2.2.6.4	Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)	38
2.2.7	Resposta da procura.....	43
2.2.7.1	Conceito e importância.....	43
2.2.7.2	Influência da estrutura tarifária.....	44
Capítulo 3.	Modelos de gestão de sistemas fotovoltaicos	50
3.1	Enquadramento	50
3.2	Modelos de exploração de SF.....	51
3.2.1	Sistema sem armazenamento de energia	51

3.2.2	Sistema com armazenamento de energia sem gestão ativa	57
3.2.3	Sistema com armazenamento de energia e com gestão ativa	66
3.2.3.1	Enquadramento	66
3.2.3.2	Dados necessários ao algoritmo de gestão ativa.....	68
3.2.3.3	Algoritmo de gestão ativa.....	75
3.2.3.4	Avaliação económica do algoritmo de gestão ativa.....	87
Capítulo 4.	Avaliação do desempenho económico dos modelos de gestão.....	90
4.1	Enquadramento.....	90
4.2	Dados.....	92
4.2.1	Consumo de electricidade	92
4.2.2	Perfil de produção para o SF	93
4.2.3	Preços da energia eléctrica	94
4.2.4	Características do SF e do SA	98
4.2.5	Parâmetros utilizados na avaliação económica	100
4.3	Resultados.....	100
4.3.1	Cenário 1 – Sistema sem SF e sem SA.....	100
4.3.2	Cenário 2 – Sistema com SF e sem SA	102
4.3.2.1	Custo anual com a aquisição de electricidade.....	102
4.3.2.2	Análise do desempenho económico	104
4.3.3	Cenário 3 – Sistema com SF e SA sem gestão ativa	109
4.3.3.1	Custo anual com a aquisição de electricidade.....	109
4.3.3.2	Análise do desempenho económico	117
4.3.3.3	Substituição das baterias do SA	121
4.3.4	Cenário 4 – Sistema com SF e SA com gestão ativa.....	123
4.3.4.1	Custo anual de aquisição de electricidade.....	123
4.3.4.2	Análise do desempenho económico	126
4.4	Validação do modelo: comparação entre previsões e valores reais	130
4.4.1	Parâmetros utilizados nas comparações	131
4.4.2	Resultados.....	134
Capítulo 5.	Conclusões e trabalhos futuros	143
	Referências Bibliográficas.....	147

Anexo A – Comercializadoras no mercado liberalizado em Portugal	i
Anexo B – Lista completa dos SA.....	i
Anexo C – Dedução da expressão da equação (47) da secção 3.2.3.2	i
Anexo D – Resultados referentes à secção 4.4.2	i

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Custos de SA em Portugal.....	26
Tabela 2 – Agentes da nova estrutura do sistema elétrico	30
Tabela 3 – Horários das sessões do mercado intradiário do MIBEL.....	43
Tabela 4 – Ciclo diário correspondente á tarifa bi-horária em Portugal Continental	45
Tabela 5 – Expoente de <i>Peukert</i> para alguns tipos de baterias	63
Tabela 6 – Custos de aquisição de energia elétrica e encargo de potência	95
Tabela 7 – Ciclos horários considerados nas simulações	96
Tabela 8 – Custo de acesso às redes para a tarifa tri-horária, verificados em 2024	96
Tabela 9 – Potências instaladas e custos considerados no SF	99
Tabela 10 – Capacidades e custos dos SA considerados	99
Tabela 11 – Parâmetros técnicos do SA considerados nos cenários 3 e 4	99
Tabela 12 – Parâmetros adotados na avaliação económica	100
Tabela 13 – PRI para os casos com SF de 920W	107
Tabela 14 – PRI para os casos com SF de 1840W	107
Tabela 15 – PRI para os casos com SF de 3220W	108
Tabela 16 – PRI para os casos com SF de 5060W	108
Tabela 17 – PRI referente aos casos com tarifário não indexado simples.....	119
Tabela 18 – PRI referente aos casos com tarifário não indexado bi-horário.....	120
Tabela 19 – PRI referente aos casos com tarifário não indexado tri-horário	120
Tabela 20 – PRI referente aos casos com tarifário indexado horário	120
Tabela 21 – Ano de substituição das baterias do SA nos casos simulados.....	122
Tabela 22 – Custos de degradação obtidos no cenário 3	126
Tabela 23 – PRI referente ao cenário 4.....	128
Tabela 24 - Parâmetros do gerador necessários ao cálculo da energia produzida prevista.	131
Tabela 25 – Características do SA de 3 kWh.....	132

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Valor da eletricidade no MIBEL no dia 13/02/2025	4
Figura 2 – Cadeia de valor do sistema elétrico.....	7
Figura 3 – Rede de transporte em Portugal no ano de 2023.....	10
Figura 4 – Estrutura do preço de fornecimento de energia elétrica no mercado liberalizado	13
Figura 5 – Estrutura do preço de fornecimento de energia elétrica no mercado regulado	13
Figura 6 – Evolução das redes tradicionais para as redes modernas.....	19
Figura 7 – Níveis de funcionamento da tecnologia <i>digital twin</i>	21
Figura 8 – Classificação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica	23
Figura 9 – Composição da bateria de ião-lítio.....	24
Figura 10 – Evolução do custo dos SA	25
Figura 11 – Gráfico que relaciona a capacidade do SA com o seu custo (em euros).....	27
Figura 12 – Cronologia da evolução dos sistemas elétricos.....	28
Figura 13 – Nova estrutura do sistema elétrico	30
Figura 14 – Modelo de exploração e funcionamento do sistema elétrico na presença de um mercado organizado.....	33
Figura 15 – Modelo misto de exploração do sistema elétrico	33
Figura 16 – Configuração simétrica do mercado.....	34
Figura 17 – Configuração assimétrica do mercado	35
Figura 18 – Estrutura do SEN em vigor atualmente.....	38
Figura 19 – Estrutura organizacional do MIBEL	40
Figura 20 – Estrutura do mercado de contratação a prazo do MIBEL	41
Figura 21 – Curva da procura/oferta para o dia 14 de fevereiro de 2025.....	42
Figura 22 – Tarifário do CUR para consumidores em BTN.....	45
Figura 23 – Tarifário de uma comercializadora para consumidores em BTN.....	46
Figura 24 – Tarifário do CUR em Portugal para consumidores em MT	47
Figura 25 – Tarifas de acesso às redes para consumidores em BTN.....	49
Figura 26 – Sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo direto sem armazenamento	52
Figura 27 – Fluxograma para avaliação económica para sistema sem armazenamento	54

Figura 28 – Sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo direto com armazenamento	58
Figura 29 – Fluxograma de funcionamento do modelo com armazenamento sem gestão ativa	61
Figura 30 – Possíveis períodos de carga e descarga do SA.....	67
Figura 31 – Esquema representativo da gestão ativa.....	68
Figura 32 – Informação disponibilizada pelo operador de mercado do MIBEL.....	69
Figura 33 – Previsão da radiação solar horizontal.....	71
Figura 34 – Diagrama de carga de um dia para um consumidor doméstico	74
Figura 35 – Funcionamento do modelo de gestão ativa	75
Figura 36 – Representação do efeito dos rendimentos de carga e descarga do SA.....	78
Figura 37 – Exemplo da ordem de mérito em função de cEA, n_{ext}	80
Figura 38 – Exemplo da ordem de mérito em função de $vDEAt$	81
Figura 39 – Fluxograma de decisão sobre armazenamento.....	82
Figura 40 – Aplicação do algoritmo do fluxograma da Figura 39.....	84
Figura 41 – Resultado do sétimo passo do modelo de gestão ativa	86
Figura 42 – Simulação recorrendo ao software Microsoft Excel	91
Figura 43 – Simulação recorrendo ao código Python.....	91
Figura 44 – Perfil de carga com discretização horária para 4 dias situados em estações do ano distintas	92
Figura 45 – Parâmetros considerados no perfil de produção.....	93
Figura 46 – Perfil de produção para 4 dias situados em estações do ano distintas	94
Figura 47 – Valores do preço da eletricidade no MIBEL para os 4 dias situados em estações do ano distintas.....	97
Figura 48 – Preços para a energia elétrica resultantes da aplicação da equação (64)	97
Figura 49 – Custo anual correspondente ao cenário 1	101
Figura 50 – Custo anual correspondente ao cenário 2.....	102
Figura 51 – Diferença do custo anual do cenário 2 em relação ao cenário base (em euros)	103
Figura 52 – Diferença do custo anual do cenário 2 em relação ao cenário base (em percentagem)	103
Figura 53 – Valores do VAL obtidos no cenário 2.....	106

Figura 54 – Custo anual correspondente ao cenário 3.....	110
Figura 55 – Diferença do custo anual do cenário 3 em relação ao cenário base (em euros)	112
Figura 56 – Diferença do custo anual do cenário 3 em relação ao cenário base (em percentagem)	113
Figura 57 – Diferença do custo anual do cenário 3 em relação ao cenário 2 (em euros)	115
Figura 58 – Diferença do custo anual do cenário 3 em relação ao cenário 2 (em percentagem)	116
Figura 59 – Valores do VAL obtidos no cenário 3.....	118
Figura 60 – Custos anuais obtido no caso de estudo 4.....	123
Figura 61 – Diferença do custo anual do cenário 4 em relação ao cenário base (em euros)	124
Figura 62 – Diferença do custo anual do cenário 4 em relação ao cenário base (em percentagem)	124
Figura 63 – Diferença do custo anual do cenário 4 em relação ao cenário 3 (em euros)	125
Figura 64 – Diferença do custo anual do cenário 4 em relação ao cenário 3 (em percentagem)	125
Figura 65 – Valores do VAL obtidos no cenário 4.....	127
Figura 66 – Diferença entre os valores do VAL do cenário 4 face aos do cenário 3 (em euros)	129
Figura 67 – Diferença entre os valores do VAL do cenário 4 face aos do cenário 3 (em percentagem)	129
Figura 68 – Perfil típico referente aos dias uteis do mês de outubro.....	133
Figura 69 – Perfil típico referente aos sábados do mês de outubro.....	133
Figura 70 – Perfil típico referente aos domingos e feriados do mês de outubro	134
Figura 71 – Perfil previsto da energia produzida para o dia 14 de outubro	135
Figura 72 – Perfil medido da energia produzida para o dia 14 de outubro	135
Figura 73 – Despachos com valores previstos	137
Figura 74 – Despachos com valores reais	138
Figura 75 – Comparação entre os despachos com valores previstos e reais	140

LISTA DE SIGLAS / ABREVIATURAS

AI	Inteligência artificial
API	Interface de Programação de Aplicações
AT	Alta tensão
BMS	<i>Battery management system</i>
BT	Baixa tensão
BTN	Baixa tensão normal
CAE	Contratos de aquisição de energia
CAV	Contribuição para o Audiovisual
CFD	Contratos às diferenças
CMVM	Comissão de mercados de valores mobiliários
CNE	<i>Comisión Nacional de Energia</i>
CNVM	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores</i>
CUR	Comercializador de último recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DoD	Profundidade de descarga
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IEC	Imposto Especial de Consumo de Eletricidade
ISO	Operador independente de sistema
IVA	Imposto sobre Valor Acrescentado
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MO	Operador de mercado
MT	Média tensão
ORD	Operador da rede de distribuição

ORT	Operador da rede de transporte
PD	Produção distribuída
PRE	Produção em regime especial
PRI	Período de retorno do investimento
PRO	Produção em regime ordinário
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviços Públicos
RNT	Rede nacional de transporte
SA	Sistema de armazenamento
SEI	Sistema elétrico independente
SEN	Sistema elétrico nacional
SENV	Sistema elétrico não vinculado
SEP	Sistema elétrico de serviço público
SF	Sistema fotovoltaico
TIR	Taxa interna de rentabilidade
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
VAL	Valor atualizado líquido

Capítulo 1. Introdução

1.1 Enquadramento

Ao longo do tempo, os sistemas elétricos têm passado por profundas transformações impulsionadas por evoluções tecnológicas, decisões políticas e sociais e pelos crescentes desafios associados à sustentabilidade ambiental. Estas transformações conduziram a uma reconfiguração estrutural do setor elétrico, orientada para a eficiência, a fiabilidade e a descarbonização, em consonância com os objetivos de transição energética definidos a nível nacional e internacional.

Uma das transformações marcantes que ocorreram nos sistemas elétricos foi o desenvolvimento da produção distribuída (PD). Efetivamente, ao longo de muitas décadas, a produção de eletricidade foi, essencialmente, dependente de centrais de grandes dimensões, nomeadamente centrais hidroelétricas e centrais termoeleétricas, alimentadas a carvão, gás natural, derivados de petróleo e, em alguns países, combustíveis nucleares. Com início na década de 80 do século passado, verificou-se uma substituição progressiva deste modelo de produção centralizada por sistemas de produção mais descentralizados, essencialmente baseados no aproveitamento de energias endógenas e renováveis. A integração de recursos energéticos distribuídos e de escala relativamente reduzida (quando comparada com a escala das grandes centrais de produção centralizada), nomeadamente a energia solar fotovoltaica e a eólica, tem promovido a produção de eletricidade junto aos pontos de consumo. Este paradigma favorece, a redução da dependência energética de alguns países (como Portugal), a redução dos impactos ambientais relacionados com a produção de eletricidade, a redução das perdas nas redes, o alívio da pressão sobre as infraestruturas de rede (transporte e distribuição), o fortalecimento da resiliência do sistema elétrico e a diversificação das fontes energéticas aumentando a segurança do abastecimento.

Associado a esta tendência, o autoconsumo tem assumido uma importância crescente, permitindo que consumidores, de forma individual ou coletiva, produzam parte da energia que consomem, promovendo uma maior autonomia energética e incentivando práticas de eficiência e sustentabilidade. A proliferação de unidades de autoconsumo, apoiada por políticas públicas e avanços tecnológicos, contribui para a democratização

do acesso à energia e para o surgimento de comunidades energéticas locais, nas quais os consumidores desempenham um papel ativo na gestão da produção e do consumo.

No contexto económico e regulatório, a liberalização dos setores elétricos constituiu um marco determinante na modernização do sistema. Ao introduzir a concorrência nas atividades de produção e comercialização de eletricidade, e ao separar estas atividades das atividades de rede (transporte e distribuição), a liberalização fomentou a eficiência, a transparência e a inovação. Este processo proporcionou aos consumidores maior liberdade de escolha e incentivou o desenvolvimento de novos serviços energéticos, incluindo soluções de monitorização, gestão e otimização do consumo.

Paralelamente, o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia, designadamente as baterias de iões de lítio, oferece potencial para impulsionar avanços relevantes nos sistemas elétricos. O armazenamento de energia aumenta a estabilidade e a flexibilidade dos sistemas elétricos, nomeadamente contribuindo para a mitigação dos impactos produzidos pela intermitência inerente às fontes renováveis. Este aspeto reveste-se de especial importância no contexto do incremento da capacidade de interligação de produção distribuída às redes elétricas. O armazenamento de energia está também a ganhar um papel central no âmbito da resposta ativa dos consumidores aos custos da energia. De facto, o armazenamento permite flexibilizar o comportamento dos consumidores quer no que concerne ao seu perfil de importação de eletricidade das redes quer no encaminhamento dado à energia autoproduzida (quando dotados de sistemas próprios de produção). Por exemplo, os sistemas de armazenamento permitem o deslocamento de energia produzida para períodos de maior valor económico, aumentando a rentabilidade dos processos de produção e até facilitando a oferta de serviços de sistema.

A evolução tecnológica e o processo de liberalização dos sistemas elétricos contribuíram também para a transformação da forma como a energia elétrica é comercializada e tarifada. Efetivamente, os tarifários disponibilizados hoje pelas comercializadoras de eletricidade não se restringem aos clássicos tarifários simples, baseados em preços estáticos, nem aos tarifários com períodos tarifários limitados (bi-horário, tri-horário e tetra-horário). Efetivamente, as comercializadoras de eletricidade disponibilizam atualmente tarifários dinâmicos, indexados aos preços de mercado (por exemplo, ao Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL). Estes tarifários são hoje possíveis devido à difusão dos contadores inteligentes e à crescente digitalização do

sistema elétrico. Note-se que estes tarifários dinâmicos permitem uma maior aderência às condições de mercado, incentivando o consumo em períodos de menor custo. Assim, os consumidores tornam-se participantes ativos na gestão da procura, podendo otimizar o uso de energia e, em casos de autoconsumo com armazenamento, maximizar o valor económico da energia autoproduzida.

Assim, a associação entre produção renovável para autoconsumo, armazenamento de energia e tarifários dinâmicos constitui um eixo central na concretização da transição energética. Esta combinação não só permite reduzir as emissões de carbono e aumentar a penetração das energias renováveis, como também cria oportunidades para novos modelos de negócio e para a otimização económica de sistemas de produção distribuída, em particular os integrados em regime de autoconsumo.

O presente trabalho insere-se precisamente neste contexto, procurando contribuir para dotar os sistemas de produção distribuída baseados na tecnologia fotovoltaica de algoritmos de gestão ativa da energia produzida. O foco fundamental do trabalho são sistemas fotovoltaicos integrados em regime de autoconsumo individual, sem que, contudo, isso comprometa a aplicabilidade das propostas apresentadas a sistemas de autoconsumo coletivo ou mesmo a centrais de produção destinadas à injeção de toda a produção nas redes elétricas.

1.2 Objetivos

A crescente procura por fontes de energia sustentáveis e que minimizem os impactos ambientais associados à produção/conversão de energia elétrica têm vindo a colocar os sistemas fotovoltaicos em evidência no cenário energético global. Por outro lado, a gestão da energia produzida nos sistemas fotovoltaicos tem vindo a ganhar relevância, em particular quando estes sistemas se encontram integrados em sistemas elétricos em regime de mercado. Neste contexto, o valor da eletricidade produzida pelos sistemas fotovoltaicos tende a estar indexado ao valor da eletricidade no mercado, o qual apresenta variações ao longo do tempo. No caso concreto do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), esta variação ocorre em períodos de 1 hora, verificando-se períodos em que o valor da eletricidade gerada é maior e outros em que é menor ou mesmo nulo, como se exemplifica na Figura 1. A variação no valor horário da energia resulta da interação entre oferta e procura de eletricidade, as quais são condicionadas por diversos fatores, incluindo climatéricos.

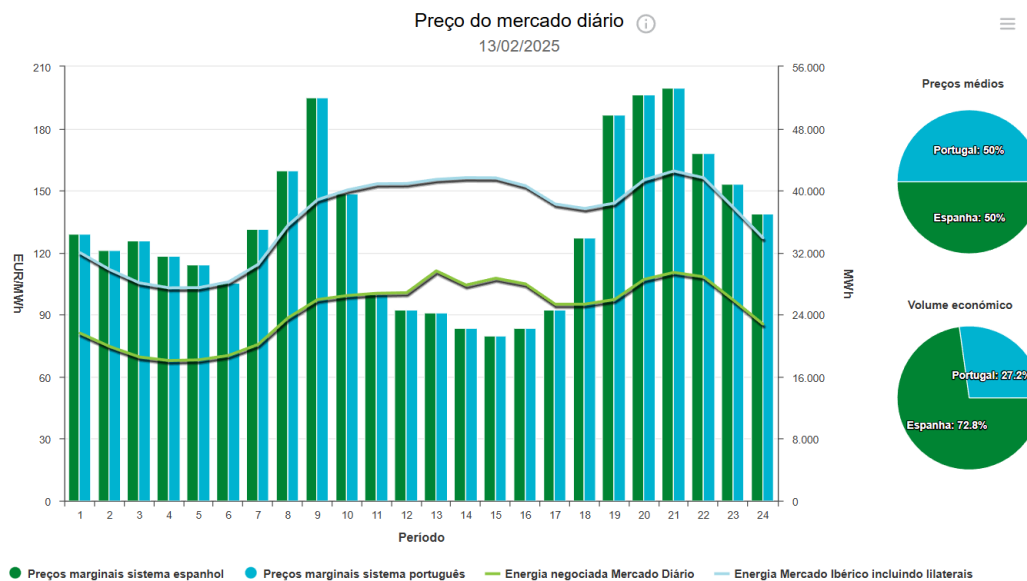


Figura 1 – Valor da eletricidade no MIBEL no dia 13/02/2025 (fonte: [1])

Frequentemente, os períodos em que o valor da eletricidade no mercado é inferior coincidem com períodos de maior produção de energia nos sistemas fotovoltaicos, o que impacta de forma significativa no desempenho económico destes sistemas de produção. Neste contexto, a flexibilidade emerge como uma característica essencial, permitindo que esses sistemas se adaptem a flutuações na oferta e na procura de eletricidade e, em consequência, às oscilações nos preços do mercado. Esta flexibilidade envolve o desacoplamento entre a produção e o consumo e/ou injeção na rede elétrica da eletricidade produzida, o qual pode ser conseguido com a adoção de sistemas de armazenamento adequados. Este desacoplamento, através do armazenamento, possibilita a gestão da produção de sistemas fotovoltaicos tendo em consideração o comportamento do mercado de energia elétrica, aportando flexibilidade que pode potenciar o desempenho económico de sistemas fotovoltaicos.

O presente trabalho tem como principal objetivo estudar, propor e desenvolver soluções que auxiliem os detentores de sistemas fotovoltaicos na gestão da energia produzida, visando melhorar o seu valor económico num contexto de mercados de energia cada vez mais complexos e dinâmicos. Assim, a presente dissertação tem os seguintes objetivos principais: i) avaliação das vantagens/desvantagens resultantes da associação de sistemas de armazenamento de energia a instalações fotovoltaicas, incluindo a identificação dos custos inerentes à utilização dos sistemas de armazenamento; ii) e

desenvolvimento de um algoritmo destinado à gestão ativa do armazenamento em função de previsão de produção, consumo e de preços de energia no mercado.

1.3 Estrutura e organização da dissertação

A presente dissertação é composta por 5 capítulos, incluindo este capítulo 1, em que se realiza um enquadramento do trabalho desenvolvido, expõe os objetivos que se pretende atingir e apresenta a organização do documento.

No segundo capítulo concretiza-se uma revisão sobre os principais desenvolvimentos ocorridos nos sistemas elétricos, técnicos e regulatórios, que conduziram à possibilidade de gestão ativa da energia elétrica produzida em sistemas, objetivo central do trabalho.

O capítulo 3 centra-se na exposição das metodologias que permitem avaliar o desempenho económico de sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento de energia associado. Neste capítulo é também descrito o algoritmo proposto para permitir a gestão ativa da produção de um gerador fotovoltaico associado a um sistema de armazenamento.

O capítulo 4 apresenta resultados relacionados com o desempenho económico esperado para sistemas fotovoltaicos explorados com e sem armazenamento bem como com e sem gestão ativa da produção. Neste capítulo também é testado o desempenho do algoritmo de gestão ativa desenvolvido.

A dissertação encerra com o capítulo 5, no qual se extraem conclusões do trabalho desenvolvido e se apresentam perspectivas de desenvolvimento e trabalhos futuros.

Capítulo 2. Revisão bibliográfica

2.1 Sistema elétrico

2.1.1 Importância do sistema elétrico

Os sistemas elétricos desempenham um papel fundamental para as sociedades modernas, sendo essenciais ao respetivo desenvolvimento económico, tecnológico e social.

Efetivamente, os sistemas elétricos, em particular os que existem nos países mais desenvolvidos, fornecem energia de forma contínua, confiável e acessível, o que é imprescindível para o funcionamento dos setores industrial, agrícola, dos edifícios de habitação e de serviços (escolas, comércio, saúde), dos transportes (em especial transportes públicos como comboios e similares), etc. [2]. Na realidade, a segurança energética proporcionada pelos modernos sistemas elétricos é crucial para a estabilidade económica, social e financeira dos países.

Além disso, uma vez que a eletricidade é a principal fonte de energia para o funcionamento de equipamentos eletrónicos, incluindo sistemas computacionais, sistemas de comunicação e tecnologias sustentáveis, o setor elétrico é responsável por impulsionar a inovação e o progresso tecnológico.

Acresce ainda que a eletrificação das economias tem vindo a ser encarada como uma das medidas imprescindíveis no âmbito do combate às alterações climáticas produzidas pelas emissões de gases com efeito de estufa. Efetivamente, um sistema elétrico eficiente e bem estruturado, com integração de fontes de energia limpa (solar, eólica, hidroelétrica, etc.) contribuirá de forma decisiva para a redução do impacto ambiental, promovendo um desenvolvimento mais sustentável.

O setor elétrico é, desta forma, essencial não só para o funcionamento diário das modernas sociedades, mas também para o seu crescimento sustentável e a melhoria da qualidade de vida das populações.

2.1.2 Constituição do sistema elétrico

O sistema elétrico é constituído por um conjunto de subsistemas dotados de instalações e equipamentos utilizados para produzir, transportar, distribuir e comercializar

energia elétrica, envolvendo todas as etapas e processos associados à utilização da eletricidade, tal como se ilustra na Figura 2 [3].

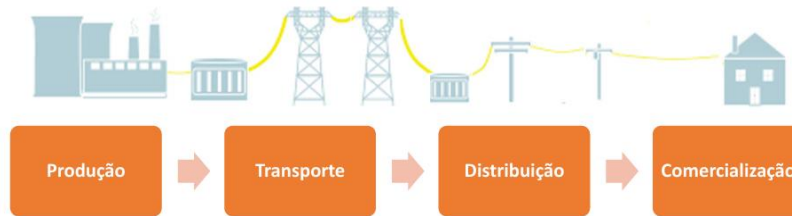


Figura 2 – Cadeia de valor do sistema elétrico (fonte: [4])

2.1.2.1 Subsistema de produção

O subsistema de produção inclui os recursos para a produção da energia elétrica em centrais de média e grande dimensão de diferentes tecnologias, nomeadamente [5]:

- centrais eólicas que convertem a energia do vento em energia elétrica através de turbinas eólicas instaladas em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*);

- centrais hidroelétricas que aproveitam a energia dos fluxos e das quedas de água com recurso à utilização turbinas hidráulicas que convertem essa energia em energia mecânica de rotação e a aplicam a geradores elétricos que a convertem em eletricidade;

- centrais solares fotovoltaicas que convertem a radiação solar em energia elétrica através do efeito fotoelétrico;

- centrais termoelétricas alimentadas com combustíveis fósseis (gás natural, carvão, fuelóleo, outros hidrocarbonetos (propano, metano), biomassa florestal, resíduos urbanos, florestais, agrícolas e perigosos (industriais, hospitalares)). Estas centrais convertem, na generalidade, a energia química dos combustíveis utilizados para obtenção de energia térmica a qual produz vapor que é expandido numa turbina a vapor permitindo a obtenção de energia mecânica de rotação. Esta energia mecânica é depois aplicada a geradores elétricos que a convertem em energia elétrica. No caso das centrais a gás natural, o gás pode também ser utilizado como combustível numa turbina a gás, sendo queimado para produzir movimento de rotação que é posteriormente aplicado aos geradores elétricos.

- centrais nucleares, as quais utilizam a energia libertada pela cisão dos núcleos de átomos específicos (por exemplo urânio) para produzir vapor que é expandido numa turbina a vapor para obtenção de energia mecânica de rotação. Esta energia é depois convertida em eletricidade nos geradores elétricos;

- centrais geotérmicas, que utilizam o calor naturalmente existente no subsolo para obtenção de vapor que após expansão numa turbina a vapor permite acionar geradores elétricos;

Para além das tecnologias referidas, existam outras mais ou menos desenvolvidas, mas que são menos comuns, incluindo: centrais maremotrizes, centrais baseadas no aproveitamento das ondas, centrais solares-térmicas, etc. Naturalmente que diferentes países apresentam diferentes combinações de centrais de produção de eletricidade, em função das respetivas condições específicas (nomeadamente a disponibilidade de fontes de energia primária).

Note-se que a produção de eletricidade não se cinge, atualmente, às centrais de média e grande dimensão. Com efeito, desde os anos 80 do século passado que se tem vindo a assistir a um processo de descentralização da produção de eletricidade. Este processo tem-se vindo a intensificar ao longo dos anos, quer no que concerne ao número e à potência instalada em unidades de produção distribuída, quer no que respeita à sua localização nas redes elétricas. Neste último aspeto, existem hoje unidades de produção em todos os níveis de tensão das redes elétricas, incluindo as redes de baixa tensão.

Segundo o Decreto-Lei n.º 15/2022, a distinção entre Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE) deixou de existir [6]. O Decreto-Lei n.º 15/2022 teve como finalidade disciplinar os regimes de produção de energia elétrica e fazer avançar o crescimento das atividades de autoconsumo e armazenamento [5].

De acordo com o Decreto-Lei nº 76/2019, os produtores de energia elétrica estão sujeitos a dois regimes de remuneração, regime de remuneração geral e regime de remuneração garantida. No regime de remuneração geral, os produtores apenas têm possibilidade de vender a energia elétrica ao preço do mercado [7]. No regime de remuneração garantida, os produtores têm possibilidade de vender a energia elétrica produzida a um preço garantido num certo período, seja ele fixo ou indexado a um preço de referência de mercado, com ou sem determinação de limites [5].

2.1.2.2 Subsistema de transporte

Por razões diversas, incluindo razões de segurança e de disponibilidade geográficas de energias primárias, as grandes centrais de produção de eletricidade situam-se, frequentemente, afastadas dos centros de consumo. Em consequência, o estabelecimento de uma infraestrutura capaz de veicular a energia entre os locais de produção e consumo é crucial. Esta estrutura é designada por rede de transporte e opera com níveis de tensão elevados (em Portugal valores de 150 kV, 220 kV e 400 kV) com o objetivo de diminuir as perdas (em particular por efeito de Joule) que ocorrem no processo de veiculação de energia elétrica entre diferentes localizações geográficas [8], [9].

A rede de transporte é operada, em regime de monopólio regulado, por um operador – operador da rede de transporte (ORT) - (em Portugal é REN – Redes Energéticas Nacionais) cujas funções incluem o planeamento do subsistema de transporte e a respetiva operação. A operação do sistema inclui a sua gestão global que inclui a gestão em tempo real dos equilíbrios entre produção e consumo, visando a estabilidade do sistema em termos de tensão e frequência (procurando evitar situações de apagão, por exemplo). Assim, o ORT tem a função de articular e monitorizar em tempo real todo o sistema elétrico, garantindo o fluxo seguro e eficiente de eletricidade desde os produtores até os pontos de consumo, incluindo a coordenação da operação das linhas de transmissão e subestações. Para além da monitorização, o ORT tem de implementar planos de contingência e responder rapidamente a quaisquer incidentes que possam afetar o fornecimento de energia, procurando garantir a continuidade do abastecimento elétrico.

O ORT atua ainda no processo de coordenação do mercado de eletricidade, facilitando a integração e funcionamento do mercado e assegurando o equilíbrio entre oferta e procura em tempo real.

As funções referidas apenas são possíveis se existir uma rede de transporte adequada. Assim, o ORT tem também a importante missão de planejar o desenvolvimento da Rede Transporte, incluindo linhas de alta tensão, subestações e interligações com redes vizinhas [8], bem como assegurar a necessária manutenção. Neste contexto, os planos de expansão e modernização da rede de transporte são essenciais. Estes planos definem a evolução a médio e longo prazo da rede tendo em consideração cenários diversos relacionados com o desenvolvimento de redes de distribuição (evolução dos consumos e de nova capacidade de produção) [8].



Figura 3 – Rede de transporte em Portugal no ano de 2023 (fonte: [10])

2.1.2.3 Subsistema de distribuição

O papel do subsistema de distribuição é garantir o trânsito de energia elétrica entre a Rede Nacional de Transporte (RNT) e os consumidores. Assim, a rede de distribuição receciona a energia elétrica proveniente da RNT, em subestações próprias para o efeito, e procede à sua distribuição utilizando redes em alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT) [11]. As redes de distribuição alimentam, em diferentes níveis de tensão, as instalações elétricas da esmagadora maioria dos consumidores de eletricidade.

Tal como no caso da rede de transporte, também em cada rede de distribuição existe um operador de rede, designado por operador da rede distribuição (ORD). O ORD é responsável gestão, operação e manutenção das redes que lhe estão afetas. O ORD tem também a função de planear as redes de distribuição, incluindo a respetiva expansão e a ligação de novos consumidores.

A manutenção das redes envolve a atuação nas linhas, postos de transformação e instalações e equipamentos auxiliares, garantindo a qualidade do serviço prestado.

Os ORD têm a possibilidade de contratar serviços de flexibilidade, particularmente para efetuar a gestão de congestionamentos nas suas zonas de atuação,

com objetivo de aumentar a eficiência do funcionamento e o desenvolvimento da rede distribuição. Também podem contratar os serviços mencionados a unidades de produção distribuída, consumidores e entidades que atuam no armazenamento de energia.

A leitura dos consumos de energia por parte dos consumidores é também, geralmente, uma incumbência dos ORD, sendo que em muitos sistemas elétricos esta tarefa é efetuada com recurso a contadores inteligentes. Note-se que estes contadores permitem aos ORD uma monitorização mais próxima das redes, incluindo no que se refere à qualidade da energia fornecida aos consumidores, bem como a redução de custos de operação e de manutenção.

Tal como no caso do transporte de eletricidade, a atividade de distribuição de eletricidade é desempenhada, numa determinada região geográfica, em regime de monopólio regulado. Em Portugal existem diversos ORD (o de maior dimensão é a E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A), sendo que em cada área geográfica apenas atua um ORD.

2.1.2.4 Subsistema de comercialização

A comercialização de eletricidade não é um subsistema no sentido de existência de uma infraestrutura física como as descritas nas subsecções anteriores. Com efeito, a comercialização refere-se à transação do produto energia elétrica, sendo a última etapa da cadeia de valor de fornecimento desta forma de energia.

Em Portugal, a atividade de comercialização de eletricidade é exercida em regime livre ou em regime regulado.

No caso do regime regulado, a atividade é exercida por um comercializador de último recurso (CUR), sendo a eletricidade transacionada a preços definidos pelo Regulador (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE). A existência do CUR é justificada pela necessidade de garantir: i) o fornecimento de eletricidade em zonas onde possam não existir propostas do mercado livre; ii) acesso, a preços controlados, à energia elétrica por parte de consumidores que se encontrem em situação de vulnerabilidade económica; iii) acesso à energia elétrica a clientes cuja comercializadora no mercado liberalizado tenha sido impedido de exercer a sua atividade. Em Portugal, existem 13

comercializadoras de energia elétrica no mercado regulado (11 operam em Portugal continental e 1 em cada uma das regiões autónomas dos Açores e da Madeira) [12].

No regime livre a atividade de comercialização é exercida em mercado (concorrência) pelas entidades que se constituam como comercializadoras. Assim, as comercializadoras do regime livre podem estabelecer as respetivas ofertas comerciais de acordo com as estratégias que entendam definir para o desenvolvimento da sua atividade. Em Portugal existem 38 comercializadoras de energia elétrica no mercado liberalizado (Anexo A).

Independentemente se um determinado consumidor se encontrar integrado no mercado regulado ou no mercado livre, há um conjunto de custos associados ao preço da eletricidade que têm de ser suportados. Esses custos podem ser subdivididos em custos de redes, custos de energia e custos relacionados com taxas e impostos. Naturalmente que as comercializadoras impõem ainda aos seus clientes um custo relacionado com a margem relativa à comercialização do produto eletricidade.

A Figura 4 mostra, para o caso de consumidores inseridos no mercado liberalizado, a estrutura de custos associados à aquisição de energia elétrica [13]. O custo associado às redes (tarifa de acesso às redes) é fixado pelo regulador, sendo composto por diversas tarifas, nomeadamente a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A tarifa associada à energia pode ser negociada de forma livre entre o comercializador e os consumidores. A parcela dos impostos é definida pelo Governo português.

A Figura 5 mostra a estrutura de custos para o caso dos consumidores inseridos no mercado regulado. Note-se que a estrutura é similar à que se verifica no mercado livre, embora neste caso se evidencie os custos de comercialização de forma separada face aos custos de energia (o que pode também ocorrer no caso dos consumidores do mercado regulado).

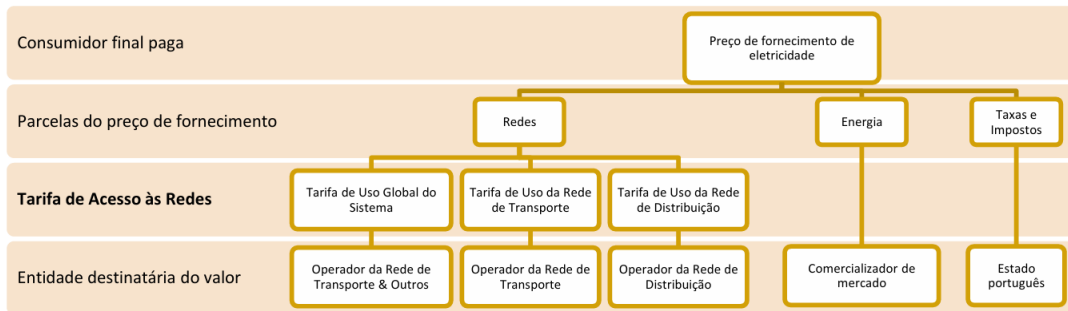


Figura 4 – Estrutura do preço de fornecimento de energia elétrica no mercado liberalizado (fonte: [13])

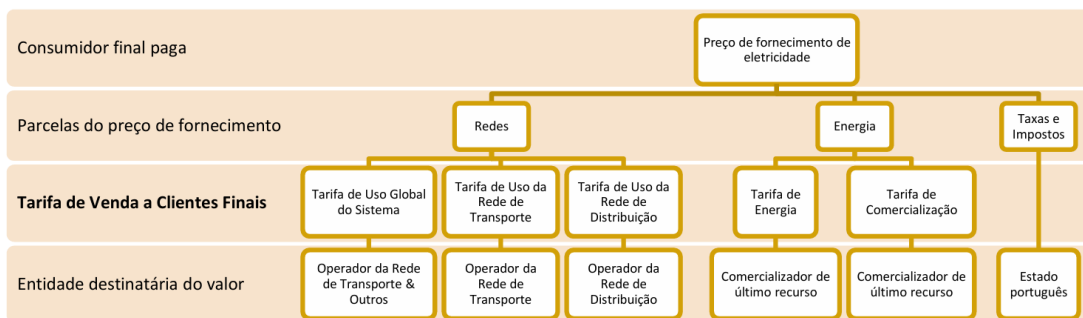


Figura 5 – Estrutura do preço de fornecimento de energia elétrica no mercado regulado (fonte: [13])

2.2 Desafios aos sistemas elétricos

2.2.1 Enquadramento

No seu início, os sistemas elétricos eram constituído por redes de pequena potência e com extensão geográfica limitada, sendo exploradas em corrente contínua [14]. Ao longo dos anos, estes sistemas sofreram evoluções significativas motivadas pelo aumento progressivo das cargas a alimentar bem como ao desenvolvimento de novas tecnologias.

Um dos desenvolvimentos mais marcantes, promovido pela necessidade de transmissão da energia elétrica a grandes distâncias (devido ao aproveitamento de recursos hídricos localizados em zonas longínquas dos locais de consumo), foi a transição para sistemas a operar em corrente alternada. Esta transmissão exigia a utilização e níveis de tensão mais elevados, para redução de perdas, o que por sua vez impunha a necessidade de conversão entre tensão de produção, transporte e de alimentação de recetores elétricos.

Esta conversão era, naquela altura, difícil de efetuar com sistemas elétricos a operar em corrente contínua, sendo muito mais fácil em sistemas em corrente alternada devido aos transformadores elétricos.

Outro desenvolvimento relevante foi a interligação entre sistemas independentes, motivada por razões associadas à segurança da exploração e à necessidade de uma maior estabilidade. Esta interligação associada ao elevado volume de investimento necessário ao desenvolvimento dos sistemas elétricos (à sua expansão), levou a que na generalidade dos países estes funcionassem em regime de monopólio verticalmente integrado. Assim, uma entidade única (por vezes detida pelo Estado) detinha, num determinado espaço geográfico (país ou região), o monopólio das atividades de produção, transporte e distribuição e venda da energia elétrica. Os processos de planeamento e expansão das redes e do sistema electroprodutor eram centralizados, beneficiando da previsibilidade da potencia das cargas. Por outro lado, os consumidores não possuíam qualquer liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica.

O advento da produção distribuída (PD) e a sua interligação às redes elétricas em níveis de tensão cada vez menores foi outro desenvolvimento importante para os sistemas elétricos, aportando desafios e oportunidades relevantes. Em particular, a PD permitiu a entrada de novos agentes nos sistemas elétricos bem como o aproveitamento de recursos endógenos e, frequentemente renováveis, para a produção de energia elétrica.

Mais recentemente têm vindo a emergir outros desenvolvimentos que têm pautado alterações significativas na forma de planeamento, expansão, operação e manutenção dos sistemas elétricos. Entre estes desenvolvimentos incluem-se a liberalização do setor elétrico, o desenvolvimento das redes inteligentes e micro-redes, a digitalização, a mobilidade elétrica, o armazenamento de energia e os desafios relacionados com a descarbonização.

Estes desenvolvimentos têm vindo a determinar alterações profundas em todo o sistema elétrico, desde a produção de energia até à sua comercialização e consumo. Na realidade, muitos destes desenvolvimentos procuram conciliar os desafios da descarbonização com a obtenção de energia de forma fiável e a um menor custo.

Neste contexto, os recentes desenvolvimentos têm impacto nos consumidores de eletricidade, incluindo os de menor dimensão (como os domésticos). Na realidade, muitos dos desenvolvimentos já ocorridos e em curso permitem atribuir aos consumidores um

papel mais ativo no sistema elétrico, podendo produzir e armazenar eletricidade. Esta possibilidade de produção e armazenamento possibilita aos consumidores o ajustamento do seu perfil de consumo em função dos custos de energia (ou de outros mais altruístas como o volume de emissões de gases para atmosfera).

Nesta secção apresenta-se uma revisão dos desenvolvimentos que potenciam esta alteração de paradigma no comportamento dos consumidores de eletricidade e que suportam o objetivo principal deste trabalho que consiste no desenvolvimento de estratégias para gestão da energia autoproduzida pelos consumidores.

2.2.2 Descarbonização e mobilidade elétrica

O aquecimento global e as conseqüentes alterações climáticas são um dos maiores desafios que a humanidade enfrenta na atualidade. Em conseqüência, ao longo dos últimos anos, vários países e organizações têm vindo a desenvolver medidas e a implementar políticas que permitam reduzir a emissão de gases com efeito de estufa, particularmente o dióxido de carbono.

Neste contexto, o sistema elétrico tem sido apontado como um dos principais contribuintes para as emissões globais de gases com efeito estufa, devido à utilização de combustíveis fósseis (em particular carvão e gás natural) na produção de eletricidade. Não obstante, o sistema elétrico tem, nos últimos anos, vindo a ser referido como um dos pilares fundamentais para a descarbonização, através da eletrificação das economias.

Obviamente, este papel no âmbito da descarbonização apenas será possível se a produção de eletricidade por via renovável for significativamente incrementada [15], substituindo não apenas a produção de base fóssil, mas também satisfazendo o crescimento do consumo, incluindo aquele que resultará da eletrificação de setores tradicionalmente alimentados por energia de base fóssil.

Para além do setor elétrico, o setor dos transportes é também um dos maiores contribuintes para a emissão de gases com efeito de estufa. Assim, a eletrificação deste setor é referida como determinante para a descarbonização [16]. No entanto, a transição para a mobilidade elétrica irá impor um aumento da procura de eletricidade e, conseqüentemente uma maior necessidade de produção de energia por via renovável. Ademais, o crescimento da mobilidade elétrica poderá conduzir a uma utilização mais

intensiva das infraestruturas elétricas (redes de transporte e de distribuição), determinando a necessidade de alterações importantes nestas redes. Associado a estas alterações, será também necessário o desenvolvimento e utilização de tecnologias de carregamento inteligente e bidirecional que permitam uma melhor integração das fontes renováveis de produção e também a instalação de mais potência sem exigir expansões das redes de transporte e distribuição [17]. A tecnologia *Vehicle to Grid* (V2G), associada as redes inteligentes (ver secção 2.2.4) tenderá a ter um papel determinante neste contexto [18].

A tecnologia V2G pode ser utilizada para permitir que as baterias instaladas nos veículos elétricos sejam utilizadas como sistemas que permitem, quando necessário, compensar desequilíbrios entre produção e consumo de eletricidade. Este tipo de operação, coordenado no âmbito de redes inteligentes, poderá assumir um papel crucial no processo de acomodar uma crescente penetração de produção distribuída de base renovável (em concreto as flutuações na respetiva produção). Assim, sempre que a oferta seja maior que a procura, os veículos elétricos podem funcionar como sistemas de armazenamento. Quando a procura supera a oferta, a energia armazenada poderá ser injetada nas redes, compensando os desequilíbrios. Note-se que a gestão de energia com recurso à tecnologia V2G pode também ser efetuada em função do interesse económico dos proprietários de veículos elétricos. Com efeito, a energia armazenada nas baterias dos veículos elétricos pode ser utilizada nos períodos em que a energia importada da rede tenha preços superiores e eventualmente vendida nestes mesmos períodos [18].

2.2.3 Produção distribuída

Ao longo das últimas décadas, a produção de eletricidade tem evoluído no sentido da sua descentralização, assistindo-se ao rápido crescimento do número de unidades de produção distribuída (PD) interligadas com as diversas redes do sistema elétrico.

Apesar das unidades de PD utilizarem diversas fontes de energia primária, incluindo recursos não renováveis, a maioria utiliza, efetivamente, recursos renováveis para a produção de energia elétrica, nomeadamente: energia eólica, radiação solar, recursos hídricos e biomassa.

A evolução da PD tem sido muito significativa não apenas no número de unidades interligadas às redes, mas também na potência individual destas unidades. Com efeito,

assiste-se hoje à instalação de unidades de produção com baixa potência instalada (na ordem dos kW). O regime de autoconsumo (individual e coletivo) de eletricidade tem contribuído para um crescimento muito rápido de unidades de PD de menor potência instalada.

Note-se que, no regime de autoconsumo, o principal objetivo é o de autoconsumir a eletricidade produzida, procurando benefícios relacionados com a não importação de energia proveniente da rede pública. Neste contexto, importa realçar que o valor do benefício obtido com o autoconsumo está relacionado com o valor da energia cuja importação da rede se evita. Este valor, por sua vez, está relacionado com o preço da eletricidade importada e com a produção do gerador em regime de autoconsumo. Por exemplo, no caso dos geradores fotovoltaicos, a produção de eletricidade pode coincidir com períodos temporais em que o valor da energia importada é relativamente reduzido, afetando negativamente o valor económico da produção, tal como se evidencia na secção 3.1.

Assim, os consumidores de energia têm hoje ao seu dispor um conjunto de tecnologias que podem utilizar para procurar otimizar os seus custos com a energia elétrica, em particular com a eletricidade. Efetivamente estão hoje disponíveis diversas tecnologias de produção de eletricidade para integração nas instalações dos consumidores, incluindo: fotovoltaico, eólico e cogeração. Os custos relacionados com a aquisição, exploração e manutenção destas tecnologias começam a mostrar-se competitivos, pelo que se tem assistido à sua proliferação e se espera que continuem em rápida disseminação.

Ainda no contexto da PD, o conceito de hibridização tem vindo a ganhar cada vez mais destaque nos últimos anos. A hibridização consiste na integração de duas ou mais centrais de produção de energia renovável, de diferentes tecnologias, que partilham o mesmo ponto de interligação à rede elétrica. Essas combinações podem ou não estar associadas a sistemas de armazenamento de energia. Este conceito proporciona uma maior flexibilidade ao sistema elétrico, aumentando a eficiência no aproveitamento dos recursos disponíveis. Além disso, contribui para a rentabilização e otimização das infraestruturas existentes, evitando a necessidade de construir novas instalações, como subestações e redes de transporte e distribuição. Geralmente, as tecnologias envolvidas complementam-se (do ponto de vista da produção de energia) pelo que a hibridização maximiza a capacidade de receção das redes, reduz a imprevisibilidade inerente às

energias renováveis e melhora a estabilidade do fornecimento de energia elétrica [19]. As combinações mais comuns de sistemas híbridos incluem: a associação de uma central hidroelétrica com um parque fotovoltaico (Central Solar Flutuante do Alqueva [20]), a integração de um parque fotovoltaico com um parque eólico (Parque Eólico e Solar do Sabugal [21]) e a união de uma central hidrelétrica com um parque eólico (como no sistema electroprodutor do Tâmega [22]).

2.2.4 Redes inteligentes e micro-redes

Como referido na secção anterior, a PD tem vindo a apresentar um desenvolvimento muito rápido em termos do número de unidades instaladas. Esse desenvolvimento tem também ditado o surgimento de unidades de PD com potência instalada relativamente baixa o que tem conduzido à sua ligação com as redes de baixa tensão. Assim, o desenvolvimento da PD tem pressionado as redes elétricas (no sentido técnico) em todos os seus níveis de tensão, impondo a necessidade de definição de estratégias que permitam a sua adequada integração (interligação com as redes em condições técnicas apropriadas).

Devido ao facto deste tipo de fontes se tornar cada vez mais predominante, surge a necessidade de adaptar as infraestruturas existentes no sistema elétrico, as quais foram projetadas para suportar a produção de energia de forma centralizada e previsível.

A maior dificuldade técnica da integração das fontes de energia renovável é o facto de estas se caracterizarem por um comportamento sazonal e intermitente ao longo do tempo, devido aos recursos primários utilizados (por exemplo, a produção de energia através de sistemas fotovoltaicos depende da radiação solar, a qual varia ao durante o dia e ao longo das estações do ano).

Uma potencial estratégia para facilitar a integração de crescente quantidade de PD consiste no aumento da flexibilidade dos diferentes agentes que atuam nos sistemas elétricos, incluindo os produtores, os operadores das redes e os consumidores de energia. Esta flexibilidade, que pode ser obtida com recurso a tecnologia disponível, permitirá um mais fácil equilíbrio em tempo real da oferta e da procura de eletricidade.

A utilização de ferramentas para previsão da produção em unidades de PD bem como a integração de sistemas de armazenamento de energia constituem-se como

recursos vitais no contexto da implementação de uma maior flexibilidade nos sistemas elétricos. Note-se que a associação destas tecnologias pode potenciar a gestão antecipada da produção existente e coordenar a energia disponível com os consumos a satisfazer.

A modernização das redes elétricas é também crucial no contexto da flexibilização dos sistemas elétricos. Com efeito, estas redes foram construídas para veicular energia proveniente das grandes centrais para os centros de consumo. Em particular as redes de distribuição foram concebidas para efetuar esta veiculação de forma unidirecional, ou seja, dos níveis de tensão mais elevada para os mais baixos. Contudo, a proliferação da PD e a sua interligação em todos os níveis de tensão do sistema elétrico impõe que estas redes sejam capazes de veicular energia de forma bidirecional, tal como ilustrado na Figura 6 [15], [23]. As redes elétricas têm, desta forma, de evoluir do papel passivo que tiveram ao longo de muitas décadas para um papel mais ativo que permita não apenas lidar com os desafios técnicos de trânsitos de potência bidirecionais (qualidade de serviço, sistemas de proteção, etc.) mas também reforçar a sua capacidade para ativamente aumentar a penetração de PD.

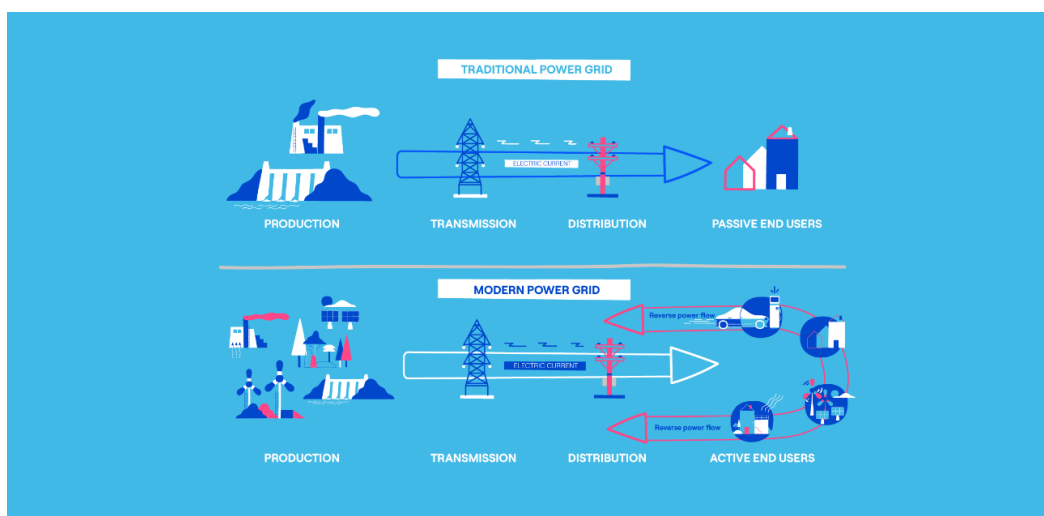


Figura 6 – Evolução das redes tradicionais para as redes modernas (fonte: [23])

As redes inteligentes (*smart grids* na literatura inglesa) têm vindo a emergir como uma ferramenta fundamental para a modernização das redes elétricas existentes, permitindo que estas possam lidar com os desafios que enfrentam. Na prática, as redes inteligentes representam uma evolução das redes de distribuição tradicionais, integrando

tecnologias digitais, de automação e de comunicação para otimizar o sistema elétrico desde a produção de eletricidade até ao seu consumo.

A transformação das redes existentes em redes inteligentes implica a incorporação de sensores, dispositivos avançados de medição e sistemas de controlo e atuação que permitem uma gestão mais eficiente, confiável e sustentável do fluxo de energia, promovendo uma interação mais dinâmica entre consumidores e fornecedores. Assim, a transição das redes convencionais para redes inteligentes implica a modernização de muitos recursos existentes nas redes, a instalação de medidores inteligentes, a implementação de sistemas de automação e a integração de PD (maioritariamente renovável), além de melhorias na infraestrutura de comunicação.

As redes inteligentes, pelas suas características e tecnologias integradas, têm a capacidade de possibilitar uma monitorização em tempo real do sistema elétrico [24]. Esta monitorização promove uma gestão mais eficiente de recursos de rede, a redução de perdas técnicas, a resposta mais rápida a situações de falha (reduzindo o tempo sem fornecimento de energia elétrica aos consumidores) e a possibilidade de oferecer serviços diferenciados aos consumidores, incluindo a gestão ativa do seu consumo de energia (em função, por exemplo, dos preços da eletricidade). Além disso, as redes inteligentes têm capacidade para permitir uma maior integração de PD e para promover maior eficiência no uso dos recursos energéticos (ajudando no processo de equilíbrio da curva de procura e oferta), incluindo a gestão ativa associada a sistemas de armazenamento de energia.

As potencialidades das redes inteligentes ultrapassam os aspetos técnicos (controlo de parâmetros técnicos como a tensão elétrica) e económicos (redução dos custos de operação e manutenção das redes e permitindo um melhor planeamento dos investimentos), encerrando também vantagens no que concerne à transição energética e à sustentabilidade ambiental [24], uma vez que facilitam a incorporação de energias limpas.

Por outro lado, a implementação de redes inteligentes apresenta desafios que incluem o investimento na infraestrutura tecnológica (incluindo a substituição de equipamentos existentes nas redes tradicionais), as questões relacionadas com a privacidade e segurança dos dados e a segurança cibernética [23]. A segurança cibernética é, na realidade, um aspeto crucial no âmbito do desenvolvimento das redes inteligentes. Com efeito, integração de tecnologias da informação e comunicação, essenciais para o estabelecimento das redes inteligentes, potenciam a ocorrência de ataques cibernéticos à infraestrutura elétrica [25]. Assim, o desenvolvimento das redes

inteligentes tem, necessariamente, de ser acompanhado da implementação de sistemas de segurança cibernética que procurem garantir a resiliência dos sistemas elétricos a eventuais ataques. Note-se que ataques ao sistema elétrico podem resultar em danos nas infraestruturas, interrupções do fornecimento de energia, captura de dados, perdas financeiras, etc. [26].

A digitalização dos sistemas elétricos é, como já referido, um dos pilares para a constituição das redes elétricas inteligentes. Em particular, a tecnologia *digital twin* assume um papel de crescente importância. Esta tecnologia consiste na representação virtual do sistema físico que são as redes elétricas com a finalidade de prever o seu comportamento [27] e, tanto quanto o possível, determinar as ações a tomar perante os eventos que ocorrem. A tecnologia *digital twin* pode funcionar em três níveis, tal como representados na Figura 7: i) o nível básico; ii) o nível intermédio; iii) e o nível avançado. No nível básico, os equipamentos de monitorização limitam-se a recolher dados sobre os objetos físicos para utilizar futuramente. No nível intermédio, são criados cenários hipotéticos, os quais permitem que sejam adaptados parâmetros para encontrar a melhor situação de funcionamento. No nível avançado, utilizando recursos de Inteligência Artificial (AI), é possível detetar desvios no comportamento dos objetos reais, e, em função disso, tomar decisões tendentes a corrigir as situações, procurando evitar consequências mais severas.

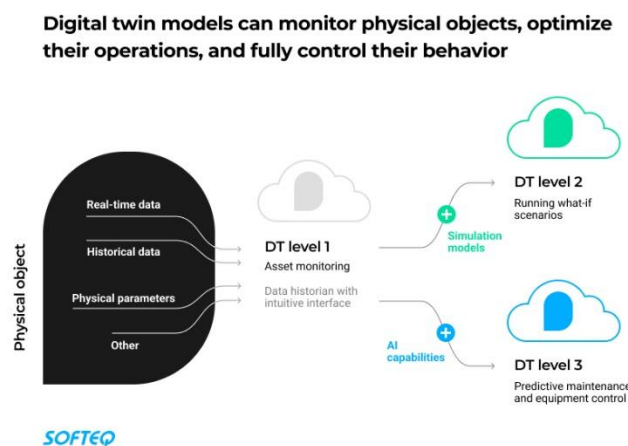


Figura 7 – Níveis de funcionamento da tecnologia *digital twin* (fonte: [28])

As micro-redes são outro elemento fundamental ao desenvolvimento das redes inteligentes (embora possam funcionar independentemente da existência daquelas), oferecendo vários benefícios que melhoram a resiliência do sistema elétrico [29]. Uma micro-rede é uma rede de pequena escala constituída por cinco componentes fundamentais: i) fontes de energia (renováveis ou não); ii) sistemas de armazenamento de energia elétrica; iii) rede elétrica; iv) sistemas de controlo, que inclui um controlador central da micro-rede e controladores individuais para cargas e unidades de produção de energia, e que assegura a gestão da micro-rede; v) rede de comunicação que permite a interação entre os diversos sistemas que integram a micro-rede.

As micro-redes podem operar em dois modos de funcionamento distintos: o modo interligado e o modo isolado. No modo interligado, modo de funcionamento em condições normais (ausência de problemas na rede principal com a qual a micro-rede se interliga) a micro-rede encontra-se ligada com a rede principal, podendo encontrar-se a importar ou a exportar energia. O modo isolado é ativado quando a rede principal apresenta problemas como interrupção na alimentação ou aspetos relacionados com a qualidade de energia. Nestes casos, a micro-rede isola-se da rede principal e inicia o seu funcionamento em ilha, utilizando os recursos internos disponíveis, nomeadamente os sistemas de produção e armazenamento e o controlo ativo do consumo [30].

Pelas suas características, as micro-redes podem melhorar de forma significativa os índices de fiabilidade das redes elétricas, uma vez que permitem manter os consumidores internos alimentados mesmo em caso de falha da rede principal. Por outro lado, as micro-redes podem suportar a gestão ativa da rede elétrica de distribuição pelo operador da rede. Efetivamente, estas estruturas prestam-se a prestar serviços como o controlo da sua produção e consumos internos em resposta a solicitações do operador da rede, contribuindo desta forma para uma maior flexibilidade do sistema elétrico.

2.2.5 Sistemas de armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento de energia têm vindo a granjear um interesse crescente no âmbito dos sistemas elétricos. Esta importância está relacionada não apenas com a gestão técnica do sistema elétrico, nomeadamente no caso se sistemas com elevada penetração de energias renováveis, mas também no que concerne à gestão de energia por parte dos consumidores.

Efetivamente, os consumidores podem utilizar sistemas de armazenamento para efetuar uma gestão da energia disponível em função do seu valor económico. Por exemplo, o armazenamento de energia pode ser efetuado em períodos em que o valor da eletricidade importada é menor para posterior consumo em períodos em que esse valor é superior. No caso de consumidores com produção própria (autoconsumo), os sistemas de armazenamento podem ser utilizados para armazenar excedentes de produção que ocorram em determinados períodos para posterior consumo, evitando assim a injeção desses excedentes na rede com baixa remuneração. Numa visão ainda mais avançada, os sistemas de armazenamento podem ser utilizados por consumidores com autoprodução para consumarem uma gestão ativa da energia produzida, tal como se explica na secção 3.2.3. Neste caso, a energia autoproduzida em períodos em que o custo da eletricidade importada da rede é reduzido pode ser armazenada para consumo em períodos em que o custo da importação é superior. Note-se que, neste caso, não se trata de armazenar apenas excedentes de produção relativamente ao consumo em determinados períodos.

Ao longo dos anos tem-se assistido a um rápido desenvolvimento dos sistemas de armazenamento de energia, existindo atualmente múltiplas tecnologias que podem ser classificadas com base na sua funcionalidade, velocidade de resposta, capacidade de armazenamento e forma da energia armazenada [31], tal como se ilustra na Figura 8.

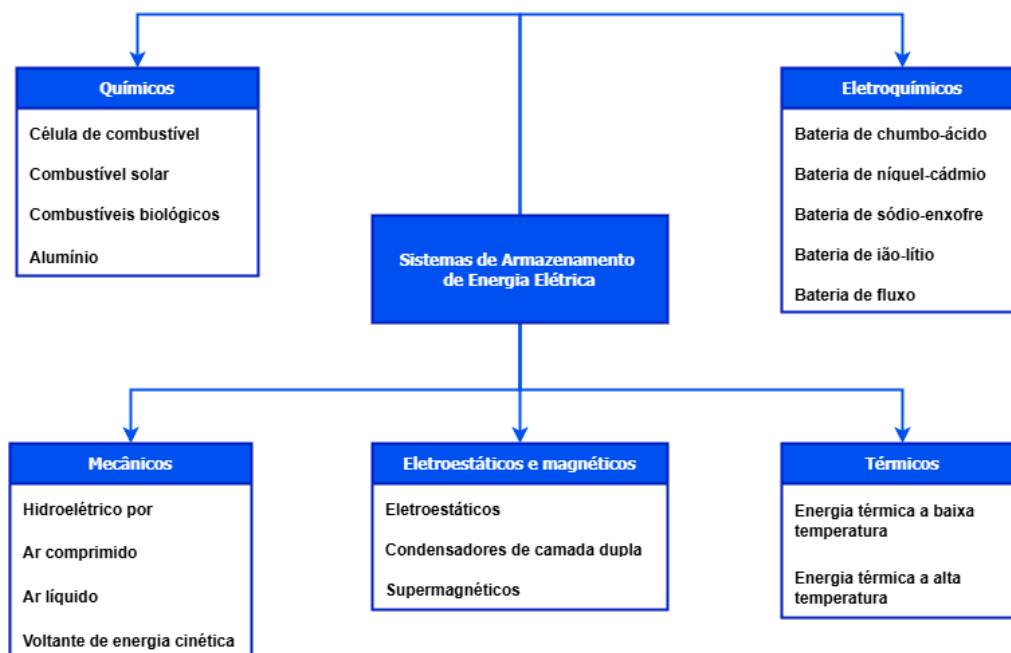


Figura 8 – Classificação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica

O armazenamento eletroquímico é aquele que, no âmbito dos sistemas elétricos, tem tido maior aplicação. Este facto deve-se a que estes sistemas de armazenamento se caracterizam por necessitarem de pouca manutenção, apresentarem eficiências relativamente elevadas (70 a 92%), possuírem densidade de energia relativamente elevada (20 a 350 Wh/kg) e serem de construção simples. Estes sistemas convertem energia química em energia elétrica, e vice-versa, apresentando-se sob a forma de diversas tecnologias, tal como evidenciado na Figura 8. Não obstante, estes sistemas de armazenamento apresentam algumas desvantagens, incluindo a relativamente curta vida útil [31].

A tecnologia de armazenamento eletroquímico que atualmente se tem revelado mais utilizada no âmbito dos sistemas elétricos é a baseada nas baterias de iões de lítio (Li-ion), pelo que esta será alvo de uma avaliação mais aprofundada neste trabalho.

A bateria de ião de lítio (Li-ion) é, geralmente, utilizada em aplicações portáteis, devido ao facto de ser leve, apresentar um bom desempenho, uma resposta rápida e uma elevada eficiência de ciclo. O cátodo desta bateria é constituído por um óxido metálico de lítio (LiMO_2), em que a letra M refere-se ao elemento metálico que pode ser manganês (Mn), ferro (Fe) ou cobalto (Co) [32]. O ânodo é constituído por grafite, conforme demonstro na Figura 9.

Este tipo de baterias apresenta uma alta densidade de energia (200 a 350 Wh/kg), uma baixa taxa de autodescarga (cerca de 5% por mês), uma profundidade de descarga (DoD) de 100%, um longo ciclo de vida (1000 a 5000 ciclos) [31].

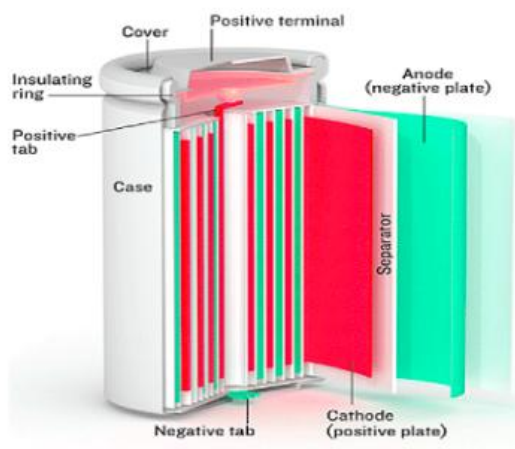


Figura 9 – Composição da bateria de ião-lítio (fonte: [31])

Os sistemas de armazenamento (SA) com baterias de lítio têm vindo a registar uma queda muito significativa nos seus custos ao longo da última década, tornando-se progressivamente mais competitivos e acessíveis. A Figura 10 mostra, de acordo com a referência [33], a evolução desses custos entre os anos de 2013 e 2024, constatando-se uma redução muito significativa do custo médio (o custo desceu de 806 \$/kWh para 115 \$/kWh).

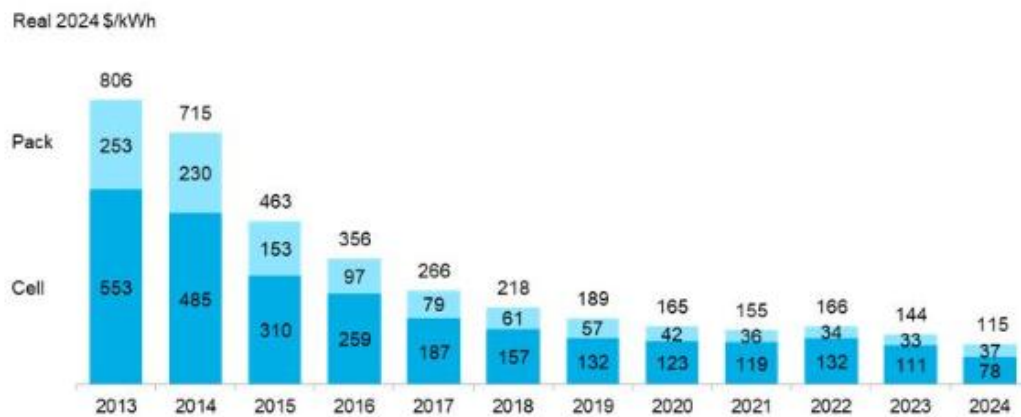


Figura 10 – Evolução do custo dos SA (fonte: [33])

Com o objetivo de verificar a situação dos custos dos sistemas de armazenamento em Portugal, procedeu-se à recolha de informação relativa a SA comercialmente disponíveis, nomeadamente sobre capacidade estipulada e custo. O Anexo B contém a lista completa dos SA cuja informação foi obtida, sendo que a Tabela 1 apresenta uma síntese dos resultados que se extraíram da recolha de informação.

Tabela 1 – Custos de SA em Portugal

Capacidade (kWh)	Custo absoluto (€)			Custo relativo (€/kWh)		
	mínimo	médio	máximo	mínimo	médio	máximo
1	599,00	875,16	1 287,26	574,05	752,00	879,90
2	569,00	974,54	1 517,95	237,08	452,52	686,55
3	505,41 €	1 312,81	2 617,00	142,37	390,50	793,03
4	989,00	1 237,65	1 639,44	206,04	275,64	409,86
5	771,52	1 673,52	3 430,00	150,69	325,45	672,55
6	1 148,66	3 169,22	4 509,00	187,08	489,26	688,40
7	1 801,99	3 541,91	4 479,90	250,28	484,80	639,99
8	2 843,86	3 731,08	4 387,46	355,48	446,30	512,10
9	2 396,99	4 849,92	6 480,00	249,69	500,69	661,22
10	781,62	3 754,35	5 710,85	76,40 €	371,35	559,89
11	1 862,05	3 978,79	5 775,33	161,22 €	351,41	502,20
12	2 991,99	5 143,68	6 834,03	249,33	410,80	533,91
13	6 300,00	7 964,73	9 614,90	484,62	601,98	712,21
14	2 955,00	4 901,62	7 629,91	206,12	344,86	544,99
15	2 159,00	5 029,26	7 991,70	143,93	331,99	522,33
16	5 252,69	7 544,23	9 714,42	328,29	466,47	592,34
17	5 757,50	7 154,29	8 551,07	334,74	415,9	497,16
20	5 076,40	7 694,20	10 272,55	247,87	379,93	503,56

Com a totalidade da informação recolhida (um total de 130 SA com múltiplas capacidades), traçou-se o gráfico constante da Figura 11. Nesta mesma figura foi incluída uma linha de tendência linear para estabelecer a relação entre o custo por unidade de capacidade e a capacidade dos SA.

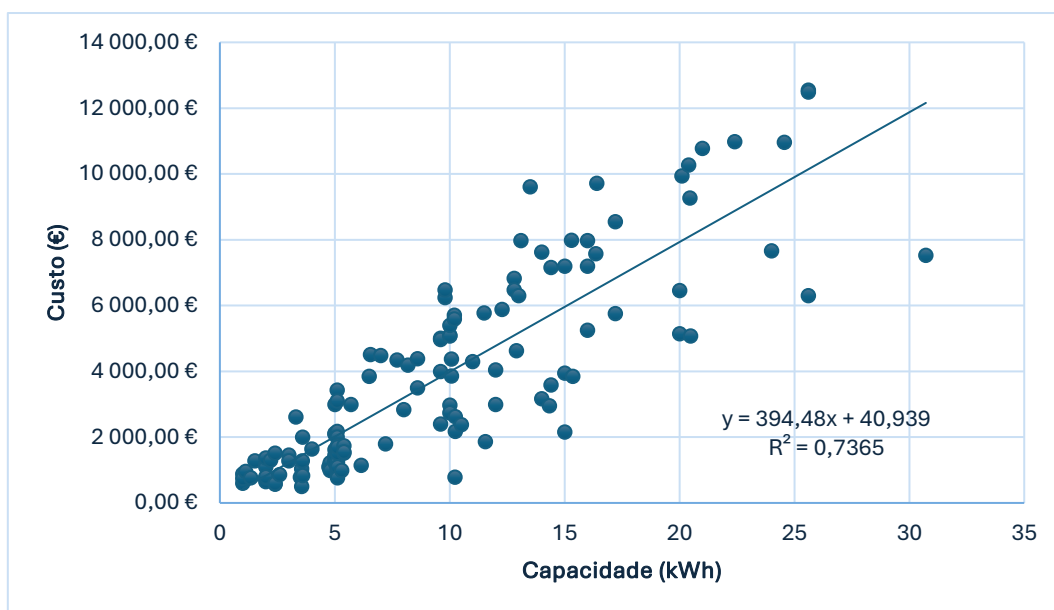


Figura 11 – Gráfico que relaciona a capacidade do SA com o seu custo (em euros)

A análise aos dados da Tabela 1 e da Figura 11 permite perceber a elevada variabilidade no preço dos SA comercializados em Portugal, bem como o facto do valor por unidade de capacidade (€/kWh) ser significativamente superior ao constante no estudo apresentado em [33]. A linha de tendência evidenciada na Figura 11 mostra que existe uma relação linear positiva entre a capacidade dos SA comercializados e o seu custo total, ou seja, quanto maior a capacidade de armazenamento, maior é o preço praticado no mercado nacional. O coeficiente de determinação ($R^2 = 0,7365$) reforça que existe uma ligação significativa entre as variáveis analisadas, com a capacidade a explicar aproximadamente 74 % da variação de preços observados. Contudo, a dispersão dos pontos em torno da linha da linha de tendência destaca a influência de outros fatores na formação do preço, como diferenças de tecnologias, fabricante, condições de instalação ou serviços adicionais.

2.2.6 Liberalização dos sistemas elétricos

2.2.6.1 Conceito e objetivos

A crise petrolífera de 1973 marcou uma mudança significativa na estabilidade econômica, elevando inflação e juros, o que dificultou a previsão e o planejamento do setor elétrico [34].

A partir dos anos 80 do século XX, países como Chile, Reino Unido e países nórdicos iniciaram processos de liberalização dos sistemas elétricos, promovendo a entrada de novos agentes econômicos, a concorrência em algumas atividades e maior escolha para os consumidores [34].

O Chile foi pioneiro, criando a *Comisión Nacional de Energía* (CNE) em 1979 para incentivar investimentos privados. Em 1990, o Reino Unido e o País de Gales também reformaram o seu sistema elétrico. Os passos dados por estes países acabaram por funcionar como catalisadores para a reestruturação em outros países, o que impulsionou a formação de mercados transnacionais como o *Nord Pool*, criado em 1996 com a integração dos sistemas elétricos da Noruega, da Suécia a que posteriormente se juntaram a Finlândia (1998) e a Dinamarca (2000) [34], [35]. A Figura 12 mostra uma cronologia do início dos processos de liberalização dos sistemas elétricos de alguns países.

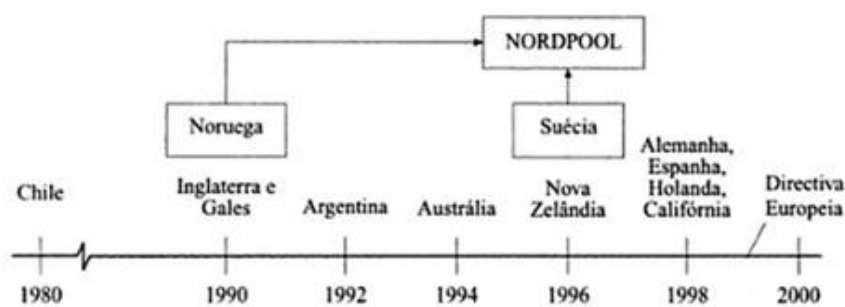


Figura 12 – Cronologia da evolução dos sistemas elétricos (fonte: [34])

O objetivo fundamental que se pretendia atingir com a liberalização dos setores elétricos era a obtenção de energia mais barata e o reforço da segurança no abastecimento, promovendo a competição nas atividades em que tal fosse possível. Assim, a liberalização

dos sistemas elétricos resultou em várias alterações na estrutura verticalmente integrada dos sistemas tradicionais. Ou seja, a liberalização determinou a separação entre as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização da eletricidade.

As atividades de produção e comercialização passaram a ser desenvolvidas em regime de mercado (competição), enquanto as atividades de rede (transporte e a distribuição) mantiveram-se em regime de monopólio, mas agora regulado pela entidade reguladora.

A introdução da competição na produção e na comercialização deveria, pelo menos do ponto de vista concecional, permitir o surgimento de novos agentes de mercado que, pela disputa entre si, conduziriam a maior eficiência económica e à redução dos custos da energia. Efetivamente, neste modelo, os produtores de eletricidade competem entre si para venda da sua produção aos comercializadores (ou a grandes consumidores). As comercializadoras, por sua vez, competem entre si para venda de eletricidade aos consumidores.

A introdução de concorrência nas atividades de rede não seria viável do ponto de vista económico e ambiental, pois exigiria a duplicação das redes existentes. Por conseguinte, estas duas atividades continuam a ser exercidas sob a forma de monopólios naturais regulados, sendo que numa determinada área geográfica, apenas existe uma rede de transporte e/ou distribuição.

A estrutura liberalizada dos sistemas elétricos determina, portanto, a existência de quatro grupos fundamentais de agentes, tal como se ilustra na Tabela 2. Note-se que o operador independente de sistema (inglês: *Independent Systems Operators* (ISO)) e o operador de mercado (inglês: *Market Operators* (MO)) ganham relevância significativa neste contexto [34].

Tabela 2 – Agentes da nova estrutura do sistema elétrico (fonte: [34])

Agente	Descrição
Atividade de Produção	Inclui a produção de energia elétrica em regime normal, regime especial e o fornecimento de serviços auxiliares.
Atividade de Rede Transporte e de Rede de Distribuição	Inclui o planeamento da expansão, manutenção, construção e operação das redes.
Atividade de transação de energia, incluindo a comercialização aos consumidores	Permite o relacionamento entre entidades produtoras, consumidores elegíveis e comercializadores. Inclui o operador do mercado de eletricidade.
Atividades de Coordenação Técnica e de Operação do mercado	São desempenhadas pelo Operador Independente do Sistema e pelo Operador de Mercado respetivamente

A Figura 13 mostra a forma de relacionamento entre os diversos agentes que operam numa estrutura liberalizada de um sistema elétrico. Note-se que o operador de mercado encontra-se a coordenar o bloco “Mercados Centralizados”, zelando pelo funcionamento destes mercados.



Figura 13 – Nova estrutura do sistema elétrico (fonte: [34])

Situadas nas extremidades da Figura 13, as atividades de Produção e Comercialização, juntamente com a atividade Intermediação Financeira são praticadas em ambiente de mercado liberalizado. As atividades de Transporte e de Distribuição são exercidas em regime de monopólio regulado.

A zona central da Figura 13 corresponde ao operador do sistema que tem a competência de garantir o bom funcionamento técnico do sistema elétrico, tendo em

consideração as transações de energia previstas entre produtores, comercializadores e consumidores elegíveis para atuar diretamente no mercado de energia. Assim, o operador do sistema recebe os despachos relativos as transações de energia (contratos bilaterais e dos mercados organizados), e procede à análise da viabilidade técnica do sistema, especialmente no que se refere a eventuais situações de congestionamento da rede. Se a viabilidade dos despachos for confirmada, o Operador de Sistema procederá à contratação de serviços auxiliares necessários¹. No caso de inviabilidade técnica, o ISO é responsável por gerir a situação através da atuação nos mercados e nos contratos bilaterais. Note-se que, em diversos sistemas elétricos de diferentes países, a atividade de transporte e a de operador de sistema encontram-se agregadas na mesma entidade.

2.2.6.2 Mercados de energia elétrica e contratos bilaterais

Como anteriormente referido, a liberalização dos sistemas elétricos permitiu a introdução de concorrência na atividade de produção de eletricidade. Assim, diversos produtores competem entre si pela venda da energia produzida aos comercializadores e, eventualmente, a consumidores elegíveis (grandes consumidores). Estas transações entre produtores e comercializadores/consumidores elegíveis podem ser efetivadas através de mercados organizados e energia ou por contratos bilaterais.

Os contratos bilaterais permitem um relacionamento comercial direto, traduzido pelo estabelecimento de contratos, entre produtores e comercializadores/consumidores elegíveis para transação de eletricidade. Estes contratos têm como objetivo atenuar os riscos inerentes ao funcionamento dos mercados de curto prazo e permitem aos compradores de eletricidade escolher livremente o produtor a quem pretendem adquirir a eletricidade. Os contratos bilaterais podem ser físicos ou financeiros, sendo que os físicos incluem informações essenciais, como o preço e a quantidade de eletricidade a ser transacionada bem como as condições de fornecimento (períodos, modulação da potência, etc.). Os contratos bilaterais financeiros emergiram como uma solução para mitigar o risco elevado associado à volatilidade dos preços nos mercados a curto prazo. Entre os principais tipos, os mais conhecidos são os Contratos às Diferenças, da literatura inglesa *Contracts for Differences* (CFD); os Contratos de Futuros e os Contratos de Opções. Nos

¹ Serviços que permitem assegurar os níveis de qualidade, segurança e fiabilidade do sistema.

CFD, as partes envolvidas estabelecem um preço-alvo. Caso este valor seja superior ao preço de mercado, a entidade que adquire a energia paga à entidade produtora a diferença entre ambos. Por outro lado, quando o preço-alvo é inferior ao preço de mercado, a entidade produtora compensa a entidade que adquire a energia pela diferença entre esses valores. Nos Contratos de Futuros e os nos Contratos de Opções, é possível garantir o direito de utilização de energia elétrica para um determinado período, a um preço previamente acordado entre as partes. Nos Contratos de Futuros, a utilização do recurso torna-se obrigatória no final do prazo estipulado, independentemente das flutuações do preço de mercado. Nos Contratos de Opções, o risco financeiro é reduzido, uma vez que a entidade contratante tem a possibilidade de não utilizar a energia reservada caso surja uma alternativa mais conveniente, o que permite uma maior flexibilidade na gestão do investimento [34].

A transação de energia através de mercados organizados não permite a identificação de que produtores transacionam com que comercializadores, uma vez que as propostas de ambas as partes são apresentadas a um mercado centralizado, responsável por organizar as propostas de modo a alcançar um despacho estritamente económico. Efetivamente, os produtores apresentam ofertas de venda, enquanto os comercializadores e os consumidores elegíveis formulam propostas de compra. Estas ofertas consistem na indicação da quantidade de energia que se pretende vender e comprar bem como o preço que se pretende efetuar a referida venda ou compra. O operador de mercado recebe as referidas ofertas e organiza o mercado, definindo o ponto de encontro que se traduz pela quantidade de energia que vai ser transacionada (MWh) e a que preço (€/MWh). Habitualmente, o preço de mercado será pago por todos os agentes cujas ofertas de compra foram incluídas no despacho e recebido por todos os produtores cujas ofertas de venda integram o despacho. O processo de negociação é, normalmente, realizado para o dia seguinte, ou seja, no dia $n-1$ são determinadas as propostas aceites, os preços e as quantidades de energia transacionada para o dia n (*Day Ahead Markets*). O mercado estabelece preços e quantidades para períodos de tempo bem definidos do dia seguinte (por exemplo para as 24 horas ou para as 48 meias horas do dia seguinte).

Após a conclusão do processo de negociação, o operador de mercado transmite o despacho económico ao operador do sistema, o qual procede à análise da viabilidade técnica das redes. Com base nesta avaliação, o despacho pode ser aceite ou rejeitado, de modo a garantir a estabilidade e a segurança do sistema elétrico. A Figura 14 ilustra o

modelo de exploração e funcionamento do sistema elétrico na presença de um mercado organizado [34].

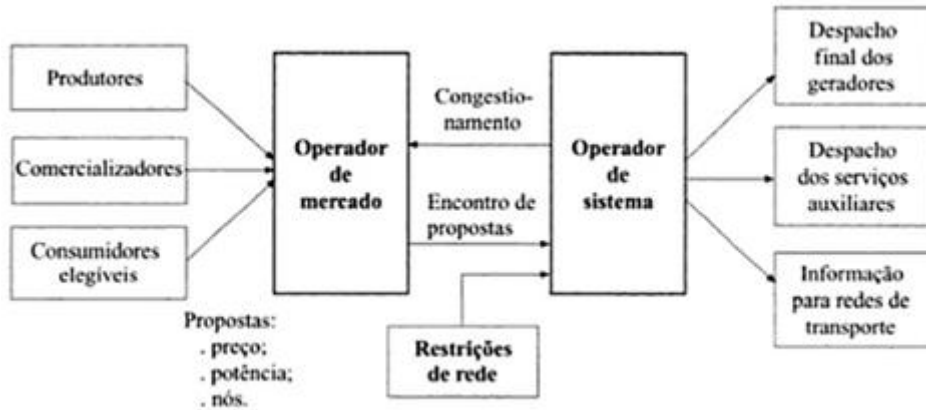


Figura 14 – Modelo de exploração e funcionamento do sistema elétrico na presença de um mercado organizado (fonte: [34])

Na maioria dos países onde ocorreu a reestruturação do sistema elétrico, tem sido adotado um modelo que combina um mercado centralizado com a possibilidade de serem realizados contratos bilaterais, tanto físicos como financeiros, tal como se ilustra na Figura 15.

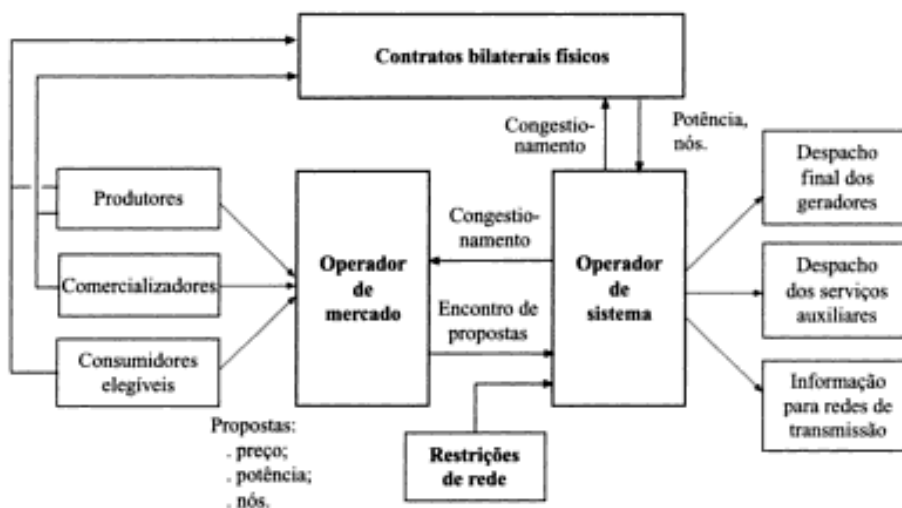


Figura 15 – Modelo misto de exploração do sistema elétrico (fonte: [34])

O mercado organizado pode assumir diferentes configurações, incluindo o modelo simétrico e o modelo assimétrico. No modelo simétrico, são submetidas ao mercado ofertas de compra e de venda de energia elétrica. As ofertas de venda devem especificar o nó de injeção, a disponibilidade de produção em cada período e o preço mínimo que se pretende receber pela energia a produzir. As ofertas de compra devem indicar o nó de absorção, a potência pretendida para cada intervalo de tempo e o preço máximo que se pretende pagar pela energia elétrica.

O operador do mercado ordena em seguida as ofertas de venda (que podem ser simples ou complexas²) por ordem crescente dos preços propostos e as ofertas de compra por ordem decrescente dos respetivos preços. A intersecção das curvas obtidas pela ordenação das ofertas de compra e de venda define o ponto de funcionamento do mercado em termos de energia transacionada e preço (preço marginal³) em cada período de tempo, tal como se ilustra na Figura 16 [34]. As propostas aceites são as situadas à esquerda do ponto de intersecção das curvas de compra e venda (as situadas à direita são rejeitadas). Após a verificação da viabilidade técnica do despacho, os agentes produtores são remunerados e as cargas pagam o preço definido pelo mercado.

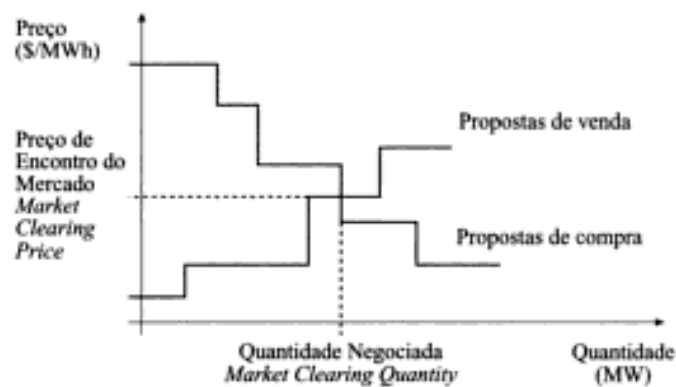


Figura 16 – Configuração simétrica do mercado (fonte: [34])

² As propostas de venda podem incluir condições de blocos completos de energia, restrições relacionadas com condições de rampa de aumento ou diminuição de produção entre períodos, etc.

³ Num mercado em *pool*, os preços de venda têm tendência para corresponder aos custos marginais de produção das diversas centrais, resultando em preços marginais. A atribuição de preços muito superiores aos custos marginais coloca os produtores em risco de não serem despachados. Ofertas com preços muito baixos aumentam a possibilidade de serem aceites, podendo levar a remunerações inferiores aos custos de produção. Assim, num mercado em que os pagamentos são definidos pelo preço da última oferta aceite — preço de mercado marginal — a estratégia mais eficiente consiste em apresentar ofertas de venda alinhadas com os custos marginais.

O modelo de mercado assimétrico só permite a submissão de ofertas de venda, sendo que os comercializadores e os clientes elegíveis apenas especificam as suas previsões de consumo para o intervalo de tempo de negociação [34]. A Figura 17 ilustra o funcionamento este modelo, o qual se caracteriza por uma maior volatilidade dos preços, os quais são influenciados de forma significativa pelas ofertas de venda, pelos níveis de procura e pela eventual indisponibilidade de unidades de produção. Para garantir a satisfação de toda a procura de energia elétrica, é possível que seja necessário aceitar ofertas de venda a preços elevados, o que resulta no aumento do preço de mercado, uma vez que se assume que a procura é inelástica, ou seja, admite-se que os consumidores estão dispostos a pagar qualquer preço pela energia elétrica que necessitam.

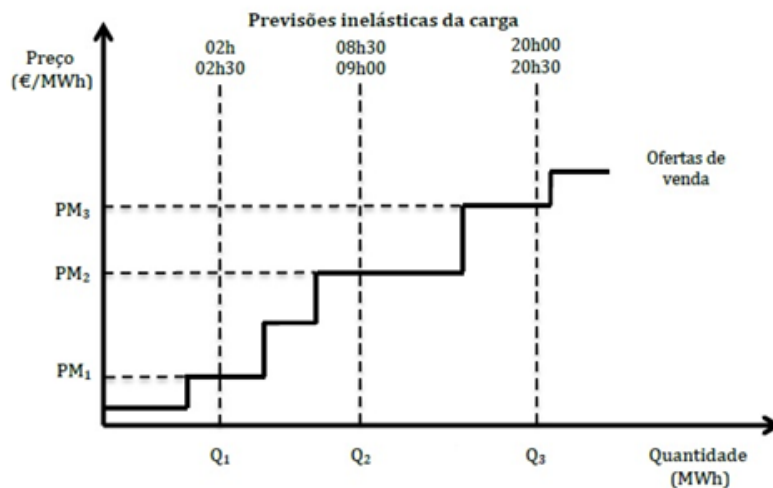


Figura 17 – Configuração assimétrica do mercado (fonte: [34])

2.2.6.3 Liberalização do sistema elétrico em Portugal

Portugal iniciou a reestruturação do seu sistema elétrico em 1994 com a fundação da REN, que era uma subsidiária da EDP [36] e era responsável pela gestão da rede de transporte. Este acontecimento marcou o início do processo de separação das atividades fundamentais dos sistemas elétricos.

A liberalização do sistema elétrico português foi consolidada em 1995, com a publicação de um conjunto de sete diplomas, os Decretos-Lei n.º 182/95 a 188/95, de 27 de julho [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], os quais introduziram mudanças

significativas nas atividades na produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Estas medidas anteciparam as diretrizes estabelecidas pela Diretiva n.º 96/92/CE [44], que definiu as regras comuns para o mercado interno de energia elétrica [45], [46]. Entre os sete Decretos-Leis, destaca-se o Decreto-Lei n.º 182/95, que estabeleceu a estrutura do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e os princípios orientadores das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Também em 1995, foi fundada a ERSE, designada na época por Entidade Reguladora do Setor Elétrico, com responsabilidades regulamentares, sancionatórias e administrativas no âmbito do sistema elétrico nacional [47].

O modelo criado pela referida legislação dividia o SEN em duas vertentes: o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI) [37]. O SEP era composto pela RNT, explorada em regime privilegiado de serviço público, e por entidades contratualmente vinculadas ao sistema, as quais se comprometiam a abastecer ou ser abastecidas pelo sistema elétrico, e que também exerciam as atividades de produção e distribuição mediante atribuição de licenças vinculadas através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE). A gestão global do SEP era efetuada pela entidade concessionária da RNT. O SEI compreendia o exercício de atividades fora do sistema, para uso próprio ou uso de terceiros, em regime de concorrência, e por meio de licenças não vinculadas (Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV)) [48].

Em 2001, foi assinada uma nota diplomática de entendimento entre Portugal e Espanha com objetivo de criar um mercado transnacional, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)⁴, promovendo a integração dos mercados de ambos os países [49].

Em 2006, com a publicação do Decreto-Lei n.º 29/2006 foi estabelecida uma nova estrutura organizacional do SEN [50]. Juntamente com o Decreto-Lei n.º 172/2006 e 264/2007 foram postos em execução princípios de organização de funcionamento do SEN e dos mercados de energia elétrica, bem como regras para as áreas de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica [51]. Assim, os princípios e políticas definidos na Diretiva Europeia 2003/54/CE foram incorporados na legislação nacional, com vista à criação de um mercado de energia elétrica livre e competitivo [52]. As atividades de produção e de comercialização de eletricidade passaram a ser realizadas em regime de livre concorrência estando sujeitas à atribuição de licenças. Por outro lado,

⁴ Ver secção 2.2.6.4

as atividades de transporte e de distribuição foram definidas como serviços públicos, sendo exercidas mediante concessão de serviço público [14].

O MIBEL começou a operar efetivamente no dia 1 de julho de 2007, representando um ponto importante na liberalização e integração do sistema elétrico a nível ibérico [52].

A 14 de janeiro de 2022 através da publicação do Decreto-Lei nº 15/2022, foi estabelecida uma nova organização e ainda o novo funcionamento do SEN [6], transpondo a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno de energia elétrica [53], e a Diretiva (UE) 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [47], [48]. As alterações introduzidas organizam-se em cinco eixos fundamentais: a atividade administrativa de controlo prévio das atividades do SEN; o planeamento das redes; a introdução de mecanismos concorrenciais para o exercício das atividades do SEN; a participação ativa dos consumidores, na produção e nos mercados; e o enquadramento e densificação legislativa de novas realidades como o reequipamento, os híbridos ou a hibridização e o armazenamento [54].

A estrutura do SEN em vigor atualmente está representada na Figura 18, a qual foi desenvolvida de acordo com a informação do Decreto-Lei nº 15/2022 [6] e com base no site Portugal Energia [55].

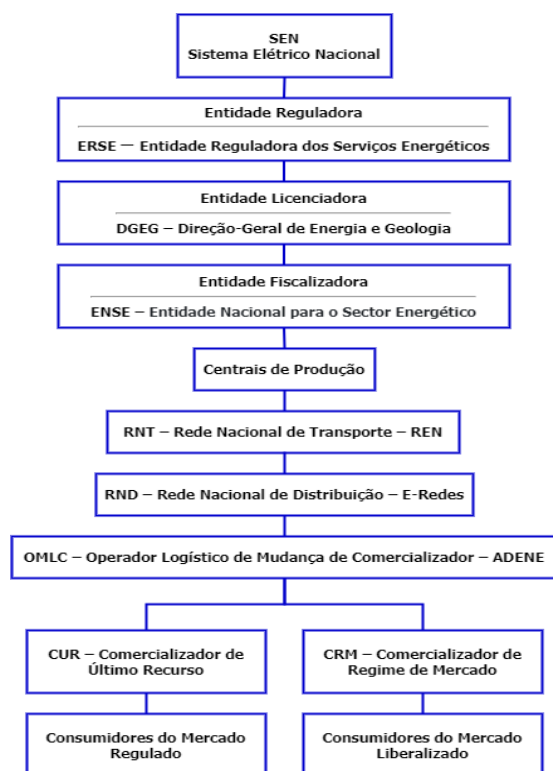


Figura 18 – Estrutura do SEN em vigor atualmente

2.2.6.4 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)

No âmbito da construção de um mercado interno de energia elétrica e como consequência da liberalização dos sistemas elétricos em Portugal e em Espanha, surge a formação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). A configuração geográfica, as características dos dois sistemas elétricos, a dimensão reduzida do sistema elétrico português e ainda o facto de não existir, até ao momento, capacidade suficiente de interligação entre a Península Ibérica e o resto da Europa, contribuíram também para a constituição do MIBEL [56].

Apesar de existirem conversações anteriores, foi no dia 14 de novembro de 2001, com a assinatura do “Protocolo de Colaboração”, que o processo de formação do MIBEL foi oficialmente iniciado [57]. Este documento estabelecia as bases necessárias para o início da cooperação entre o Estado, reguladores e operadores do sistema elétrico de cada país, e ainda a data prevista de começo de funcionamento (1 de janeiro de 2003) [58].

Após sucessivos atrasos nas datas previstas, o MIBEL entrou em funcionamento a 1 de julho de 2007, abrangendo todo o território ibérico e permitindo a concorrência na produção de energia elétrica em Portugal e em Espanha [59].

A estrutura do MIBEL, definida ao longo de múltiplas cimeiras entre Portugal e Espanha, comporta dois operadores de sistema: a REN (Portugal) [60] e a REE (Espanha) [61]. Estas entidades operam as redes de transporte dos dois países envolvidos bem como o sistema elétrico global, encerrando na sua atividade funções como: i) a validação das propostas de produção através da verificação e gestão de restrições técnicas das redes ou das interligações; ii) a gestão dos serviços do sistema elétrico; iii) e a gestão de congestionamentos nas interligações [58].

As entidades competentes pela supervisão e regulação do MIBEL são, em Portugal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Comissão de Mercados de Valores Mobiliários (CMVM), e, em Espanha, a *Comisión Nacional de la Energía* (CNE) e a *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (CNMV). Estas entidades têm a função de acompanhar a aplicação e desenvolvimento do MIBEL, dar parecer prévio obrigatório e não vinculativo à aplicação de sanções, no âmbito do MIBEL, coordenar a atuação dos seus membros no exercício das competências de supervisão do MIBEL, emitir e/ou modificar pareceres modificados sobre propostas de regulamentação do funcionamento do MIBEL, e por fim, outras funções que porventura sejam acordadas entre os Governos de ambos os países [62].

O funcionamento do MIBEL baseia-se num modelo misto constituído por um mercado grossista e um mercado retalhista [59].

O mercado retalhista permite a interação entre comercializadores de eletricidade e a generalidade dos consumidores (aqueles que não atuam diretamente no mercado grossista), no sentido de os segundos adquirirem eletricidade aos primeiros. Os consumidores podem estar integrados no mercado regulado ou no mercado liberalizado. No primeiro caso, os consumidores adquirem a energia elétrica a um comercializador regulado (CUR), com tarifas determinadas pela entidade reguladora. No caso do mercado liberalizado os comercializadores atuam livremente, nomeadamente no que se refere às ofertas comerciais que propõem aos consumidores, podendo estes fazer as opções que julgarem mais conveniente. A secção 2.2.7.2 apresenta, de forma mais detalhada, este assunto.

O mercado grossista permite a interação entre produtores e comercializadores, possibilitando a contratação de energia elétrica através de contratos bilaterais ou do mercado organizado, sendo que este último se subdivide no mercado de derivados (a prazo) e no mercado à vista (*spot market*), conforme se ilustra na Figura 19.

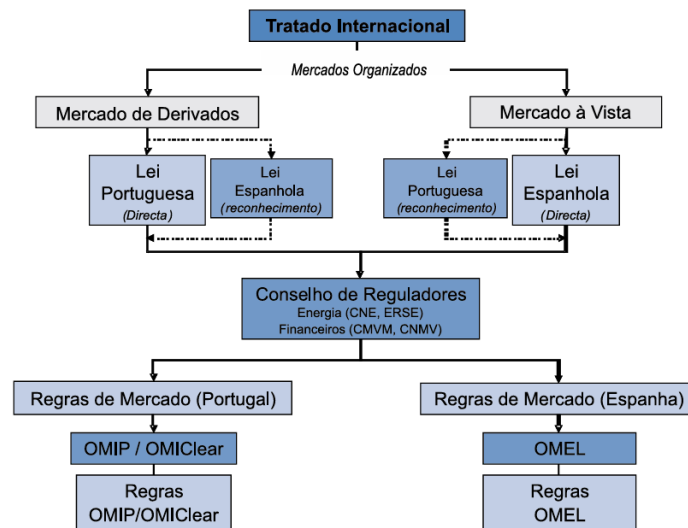


Figura 19 – Estrutura organizacional do MIBEL (fonte: [63])

Os contratos bilaterais são diretamente estabelecidos entre vendedores e compradores de eletricidade, comprometendo-se os vendedores a fornecer energia aos compradores em períodos temporais e a preços acordados por ambos.

O mercado de contratação a prazo permite a transação de eletricidade em contratos de futuros, permitindo que a liquidação seja efetivada com a entrega de energia elétrica (liquidação física) ou através de compensação monetária (liquidação financeira). O tipo de produtos transacionados varia conforme a necessidade de gestão de risco e de troca de energia elétrica pelos diferentes agentes. O Operador do Mercado Ibérico de Energia-pólo português (OMIP), sediado em Portugal, é a entidade responsável pela sua gestão deste mercado, incluindo a realização das negociações. A OMIEClear também é responsável pela gestão, efetuando a compensação, liquidação, registo e gestão de risco das operações [64], tal como se ilustra na Figura 20.



Figura 20 – Estrutura do mercado de contratação a prazo do MIBEL (fonte: [64])

A gestão do mercado de contratação *spot* (diário) é assegurada pelo OMEL, com sede em Espanha. Este mercado é composto por duas componentes [59]: i) o mercado diário, no qual se estabelecem propostas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação [65]; ii) e o mercado intradiário, que funciona como mecanismo de compensação, e no qual são processadas propostas de compra e de venda de energia elétrica para o próprio dia de negociação [66].

O mercado diário é do tipo simétrico, sendo que são apresentadas ofertas de venda e de compra pelos agentes habilitados para o efeito. As ofertas são apresentadas para cada hora do dia seguinte e englobam informação sobre quantidades e preços de energia bem como eventuais limitações técnicas (por exemplo rampas de aumento ou redução de potência) [67]. Como se ilustra na Figura 21, o operador do mercado (OMIE) ordena as ofertas de venda (curva a verde) por ordem crescente de preço e as ofertas de compra (curva azul) por ordem decrescente de preço. A interseção das curvas da oferta e da procura determina o ponto de funcionamento do mercado, sendo que esse preço irá ser recebido por todos os produtores e pago por todos os consumidores incluídos no despacho final [59], [68]. Note-se que este mecanismo é executado para cada uma das 24 horas do dia seguinte, seguindo-se a divulgação, pelo OMIE, dos preços e da quantidade de energia transacionada em cada hora [69].

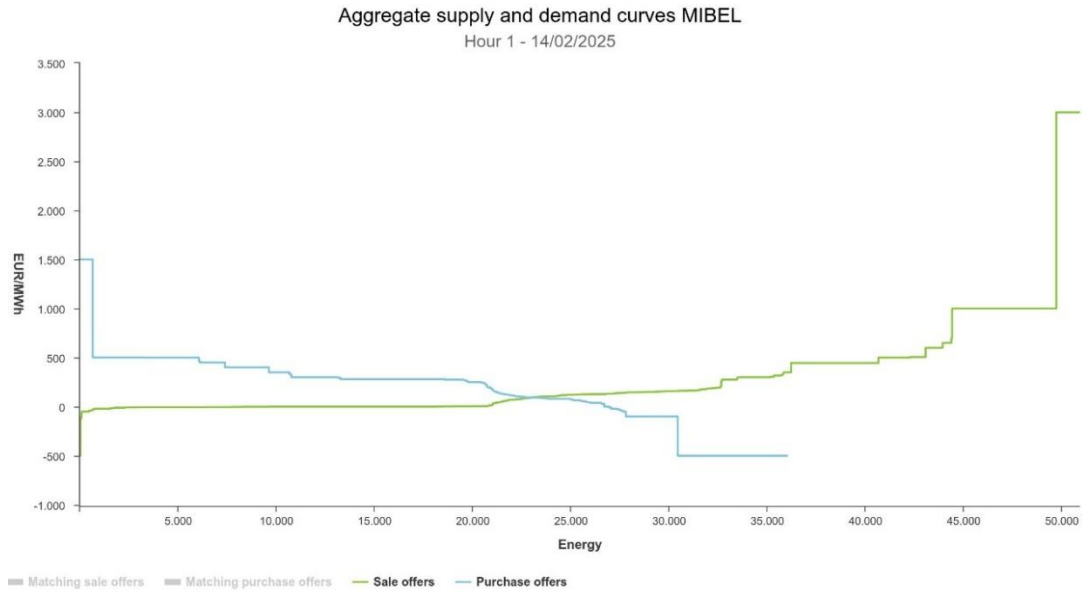


Figura 21 – Curva da procura/oferta para o dia 14 de fevereiro de 2025 (fonte: [70])

O mercado intradiário complementa o mercado diário permitindo aos agentes ajustar a energia contratada para cada período às necessidades efetivas. Neste mercado, os agentes que atuam como compradores no mercado diário podem transformar-se em agentes que efetuam ofertas de venda de eletricidade, nomeadamente quando a energia que adquiriram para um determinado período é superior aquela que será efetivamente necessária para suprir as suas necessidades (devido a erros de previsão, por exemplo). De igual forma, os agentes que atuam como vendedores de energia no mercado diário podem, no mercado intradiário, atuar como compradores de energia, aproveitando eventuais oportunidades de aquisição de energia a um custo inferior aquele em que incorreriam para consumir a produção necessária ao cumprimento dos seus compromissos. Os horários destas sessões encontram-se descritos na Tabela 3.

Tabela 3 – Horários das sessões do mercado intradiário do MIBEL (fonte: [59])

	1ª sessão	2ª sessão	3ª sessão	4ª sessão	5ª sessão	6ª sessão
Abertura de sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento da sessão	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Receção de desagregações de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicações PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programação (períodos horários)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

2.2.7 Resposta da procura

2.2.7.1 Conceito e importância

Como anteriormente referido, a liberalização dos sistemas elétricos e o desenvolvimento tecnológico ocorridos nas últimas décadas têm vindo a contribuir para que os consumidores de eletricidade (incluindo os domésticos) possam ter um comportamento mais ativo. Este comportamento inclui a possibilidade de responder aos preços da eletricidade, que podem variar em períodos relativamente curtos (por exemplo de hora a hora), utilizando recursos como a autoprodução, o armazenamento e o controlo dos consumos. Este conceito é conhecido como resposta da procura e tenderá a alterar os hábitos de consumo de energia elétrica (através de atuação manual ou se sistemas automatizados).

A resposta da procura, para além de produzir benefícios para os consumidores, tenderá também a proporcionar benefícios para a própria rede, aumentando a fiabilidade, a flexibilidade e a eficiência desta, reduzindo picos de procura, congestionamentos e perdas. Além disso, a resposta da procura tem potencial para contribuir para uma melhor integração das energias renováveis, ajudando a responder às flutuações da produção. Efetivamente, o comportamento mais ativo dos consumidores, utilizando os recursos que tenham disponíveis (produção, armazenamento e modulação do consumo) poderá suportar o funcionamento do sistema elétrico e, desta forma, reduzir a necessidade de

recurso a serviços de sistema oferecidos por centrais de reserva (nomeadamente a gás natural), reduzindo assim as emissões e custos do sistema elétrico [71].

2.2.7.2 Influência da estrutura tarifária

Como antecipado na secção anterior, o custo da energia elétrica, e em particular a sua variação ao longo do tempo, é determinante no processo de resposta da procura. Com efeito, se o custo da importação de energia elétrica não variar ao longo do tempo (horas do dia), os consumidores adotarão uma postura passiva, ou seja, não terão um comportamento ativo no que concerne ao consumo da energia elétrica.

O preço da eletricidade encerra diversas componentes, incluindo o custo da energia, os custos de acesso às redes (regulados), os custos de perdas, a margem dos comercializadores bem como taxas e impostos aplicáveis [13].

Atualmente, fruto da liberalização do setor elétrico, os tarifários disponibilizados pelos comercializadores, incluindo o CUR, assumem diversos formatos. Neste contexto, importa distinguir, numa primeira instância, os tarifários indexados ao mercado dos tarifários não indexados ao mercado.

Os tarifários não indexados caracterizam-se pelo facto de o preço da energia elétrica apresentar um valor bem definido no momento em que é estabelecido o contrato entre o consumidor e o comercializador de energia. Note-se que o preço da eletricidade pode ser constante para todos os períodos temporais (tarifário simples) ou variar entre períodos tarifários (tarifário bi-horário, tri-horário ou tetra-horário). Os períodos tarifários são fixados pela ERSE, podendo ser definidos em termos de ciclo diário ou ciclo semanal e variar ao longo do ano. A Tabela 4 mostra, a título de exemplo, os períodos aplicáveis ao tarifário bi-horário com ciclo diário em Portugal continental, podendo a informação completa sobre este assunto ser consultada em [72].

Tabela 4 – Ciclo diário correspondente á tarifa bi-horária em Portugal Continental (fonte: [13])

Período	Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Fora do vazio	08:00/22:00 h	08:00/22:00 h
Vazio	22:00/08:00 h	22:00/08:00 h

O tarifário não indexado apresentado pelos comercializadores apresenta, geralmente, duas parcelas de custos: a parcela de energia e a parcela de potência, tal como ilustra a Figura 22 para o caso de consumidores em baixa tensão normal (BTN) alimentados pelo CUR e na Figura 23 para o caso de uma comercializadora de mercado. A parcela de potência traduz-se em um custo fixo diário que é função da potência contratada pelo consumidor, enquanto a parcela de energia é um custo variável que depende do consumo efetivo de eletricidade.

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,1786
	4,6	0,2325
	5,75	0,2860
	6,9	0,3396
	10,35	0,5004
	13,8	0,6612
	17,25	0,8220
20,7	0,9827	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1658
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,2008
	Horas de vazio	0,1094
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2448
	Horas cheias	0,1777
	Horas de vazio	0,1094

Figura 22 – Tarifário do CUR para consumidores em BTN (fonte: [72])

ELETRICIDADE - TARIFA SIMPLES					
POTÊNCIA CONTRATADA (kVA)	DESCONTO SOBRE A POTÊNCIA	DESCONTO SOBRE A ENERGIA	PREÇO COM DESCONTO		
			POTÊNCIA (€/dia)	ENERGIA (€/kWh)	
3,45	0%	15%	0,2901	0,1424	
4,6	0%	15%	0,4631	0,1424	
5,75	0%	15%	0,5467	0,1424	
6,9	0%	15%	0,5801	0,1424	
10,35	0%	15%	0,8427	0,1424	
13,8	0%	15%	1,1015	0,1424	
17,25	0%	15%	1,4435	0,1424	
20,7	0%	15%	1,7325	0,1424	

ELETRICIDADE - TARIFA BI-HORÁRIA					
POTÊNCIA CONTRATADA (kVA)	DESCONTO SOBRE A POTÊNCIA	DESCONTO SOBRE A ENERGIA	PREÇO COM DESCONTO		
			POTÊNCIA (€/dia)	FORA DE VAZIO (€/kWh)	VAZIO (€/kWh)
3,45	0%	15%	0,4439	0,1633	0,0987
4,6	0%	15%	0,5721	0,1633	0,0987
5,75	0%	15%	0,6765	0,1633	0,0987
6,9	0%	15%	0,7708	0,1633	0,0987
10,35	0%	15%	1,1052	0,1633	0,0987
13,8	0%	15%	1,3402	0,1633	0,0987
17,25	0%	15%	1,7391	0,1633	0,0987
20,7	0%	15%	2,1302	0,1633	0,0987

Figura 23 – Tarifário de uma comercializadora para consumidores em BTN (fonte: [73])

No caso de consumidores em baixa tensão especial (potência contratada superior a 41,4 kVA) e dos alimentados pelas redes de tensão superior (média, alta e muito alta tensão), as parcelas de potência e de energia são, geralmente, desagregadas em duas componentes, tal como evidencia o tarifário do CUR em Portugal para consumidores em MT que se exhibe na Figura 24. No caso da componente relacionada com a energia, surge uma parcela referente ao consumo ou injeção de energia reativa nas redes. No que concerne à componente de potência, emerge a parcela de potência em horas de ponta. A potência em horas de ponta resulta do quociente entre a energia consumida em horas de ponta e o número de horas de ponta do dia em que o consumo foi efetuado. O valor desse quociente multiplicado pelo preço da energia em horas de ponta determina o valor desta componente a ser suportado pelo consumidor. Importa ainda realçar que nestes consumidores o pagamento fixo diário não é estabelecido em função da potência contratada, mas sim em função da potência tomada.

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3697
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,2291
Contratada		0,0398
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1229
	Horas cheias	0,1151
	Horas de vazio normal	0,0975
	Horas de super vazio	0,0868
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1149
	Horas cheias	0,1106
	Horas de vazio normal	0,0954
	Horas de super vazio	0,0909
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0252
Capacitiva		0,0189

Figura 24 – Tarifário do CUR em Portugal para consumidores em MT (fonte: [72])

Note-se que, neste tipo de tarifário, todos os custos, com exceção de impostos e taxas, estão já incluídos nas parcelas fixa e variável. Significa isto que os custos relacionados com perdas e acesso às redes estão já internalizados. No caso do CUR, a tarifa de comercialização está também já incluída, o que normalmente também acontece nos tarifários de comercializadores de mercado destinados a pequenos consumidores (nomeadamente os domésticos). Contudo, para consumidores de maior dimensão, os comercializadores em regime de mercado podem apresentar tarifários que não incluam todas as parcelas de custo, sendo necessário verificar cuidadosamente a situação.

Um consumidor alimentado em BTN pode ainda optar pela tarifa sazonal quando este apresenta consumos referentes a qualquer atividade económica que apresente pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se consumos referente a casas de habitação [74].

Os tarifários indexados apresentam uma filosofia de preços da eletricidade significativamente diferente. Com efeito, nos tarifários indexados, o preço da energia elétrica não é conhecido no momento em que se estabelece o contrato de compra de energia, uma vez que fica indexado ao preço de mercado (MIBEL). A indexação pode assumir diferentes formas, nomeadamente ser horária, diária ou mensal. No caso da indexação horária, o preço da energia varia de hora em hora, em função do preço horário no mercado. A indexação diária faz com que o preço da eletricidade apenas varie de dia para dia, considerando para o efeito a média dos preços da eletricidade no mercado ao

longo do dia em questão. Uma situação similar ocorre para a indexação mensal, sendo que, neste caso, o que releva é o preço médio mensal da eletricidade no mercado.

Diversos comercializadores apresentam expressões diferentes para o cálculo do preço da energia, tornando explícitas mais ou menos componentes que integram a estrutura de custos (fatores de adequação, perdas, margem comercial, etc.). Não obstante as diferentes expressões existentes, é possível estabelecer a expressão seguinte para o cálculo do custo do unitário da energia elétrica:

$$C_{kWh,h} = P_{omie,h} \times (1 + p_h) \times FA + M \quad (1)$$

onde: $P_{omie,h}$ é o preço da energia elétrica no mercado diário no período h (€/kWh);

p_h é o fator de perdas aplicável no período h, sendo estes fatores definidos pela ERSE (%);

FA é o fator de adequação, quando aplicável (adimensional);

M é a margem comercial do comercializador (€/kWh).

Note-se que a expressão (1) apenas fornece o valor unitário da energia, não incluindo os custos relacionados com tarifas de acesso às redes nas componentes de energia e potência, custos de energia reativa (quando aplicável) e impostos e taxas. Ou seja, a fatura mensal para um determinado consumidor com um tarifário indexado pode ser calculada por:

$$V_{pagar} = \sum_h (C_{kWh,h} \times Cons_h) + C_{pot} + C_{acesso\ redes} + C_{reativa} + I \quad (2)$$

onde: $Cons_h$ é o consumo de energia no período h (kWh);

C_{pot} são os custos relacionados com a potência (contratada, tomada, ponta) (€);

$C_{acesso\ redes}$ é o custo de acesso às redes (€);

$C_{reativa}$ é o custo relacionado com o consumo ou injeção, acima dos limites permitidos, de energia reativa (€);

I são os impostos e taxas aplicáveis que inclui a taxa de exploração da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade

(IEC), a taxa de Contribuição para o Audiovisual (CAV) e o Imposto sobre Valor Acrescentado (IVA) (€).

Recorda-se que as tarifas de acesso às redes são determinadas pela ERSE e apresentam componentes relacionadas com a energia e com a potência respetivamente. A Figura 25 mostra os valores aplicáveis a consumidores em BTN com potências contratadas até aos 20,7 kVA. As tarifas aplicáveis a outros consumidores podem ser encontradas no sítio da ERSE [72].

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0529
	2,3	0,1058
	3,45	0,1587
	4,6	0,2116
	5,75	0,2645
	6,9	0,3174
	10,35	0,4761
	13,8	0,6348
	17,25	0,7935
20,7	0,9522	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0600
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0830
	Horas de vazio	0,0149
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2469
	Horas cheias	0,0388
	Horas de vazio	0,0149

Figura 25 – Tarifas de acesso às redes para consumidores em BTN (fonte: [72])

Capítulo 3. Modelos de gestão de sistemas fotovoltaicos

3.1 Enquadramento

A energia fotovoltaica, tal como constatado no capítulo 2, tem vindo a crescer de forma significativa, tanto em sistemas destinados à injeção da totalidade da energia produzida na rede elétrica como ao autoconsumo (caso em que pode também ocorrer injeção de energia na rede, sendo esta energia a correspondente a eventuais excedentes face ao consumo na instalação). O crescimento referido deve-se, entre outros fatores, à redução dos custos da tecnologia, ao aumento da sua eficiência e à maior consciencialização sobre a descarbonização do setor elétrico.

No entanto, a energia fotovoltaica enfrenta dificuldades intrínsecas. A principal é a intermitência que caracteriza a sua produção. Efetivamente, a produção depende da irradiância solar (que varia ao longo do dia), das estações do ano e das condições meteorológicas num dado momento.

Em sistemas destinados ao autoconsumo existe, também, o desafio de poder não se verificar uma correspondência exata entre o perfil de produção e o de consumo, o que gera desequilíbrios entre o que é produzido e o que é efetivamente utilizado. Por outro lado, a energia fotovoltaica tende a ter uma valorização económica menor quando a produção ocorre em períodos de preços de mercado da eletricidade baixos, limitando, em alguns cenários, o retorno financeiro.

Uma via promissora para mitigar essas dificuldades é a integração de sistemas de armazenamento de energia, especialmente os baseados em baterias. É um facto que os Sistemas Fotovoltaicos (SF) sem armazenamento apresentam maior simplicidade de instalação e, também por isso, menores custos de investimento de operação e de manutenção. No entanto, a ausência de armazenamento pode limitar a autonomia proporcionada pelo SF devido ao desalinhamento entre o perfil de produção e o perfil de consumo. O armazenamento permite reter a energia produzida em determinados períodos e utilizá-la posteriormente. Excedentes de energia no autoconsumo podem, assim, ser armazenados para uso em períodos subsequentes, caracterizados por uma procura de energia superior à produção, reduzindo a dependência de oferta externa e ajudando a alinhar o perfil de produção ao perfil de consumo.

Ademais, a utilização de sistemas de armazenamento associados aos sistemas fotovoltaicos pode, também, permitir uma gestão mais ativa da energia produzida com o objetivo de maximizar o seu valor económico. O armazenamento pode ser utilizado para potenciar o consumo (ou a injeção na rede, no caso de sistemas destinados a esse fim) da eletricidade gerada em momentos de maior valor económico, flexibilizando a forma como a energia produzida é consumida ou injetada nas redes. Por outras palavras, a energia produzida em períodos caracterizados por um baixo custo associado à importação de eletricidade da rede pode ser armazenada para ser utilizada em períodos em que os preços de importação da eletricidade sejam mais elevados.

Dessa forma, o armazenamento pode suavizar a intermitência, melhorar a correspondência entre produção e consumo (no autoconsumo) e aumentar o valor económico da produção fotovoltaica. Contudo, essa capacidade exige a implementação de mecanismos de gestão da produção nos sistemas fotovoltaicos, com vista a otimizar o funcionamento conjunto de produção e armazenamento.

Assim, importa compreender as potenciais vantagens, especialmente as económicas, resultantes da adoção de algoritmos de gestão da energia associados a sistemas de armazenamento nos sistemas fotovoltaicos, que é o principal objetivo deste capítulo.

3.2 Modelos de exploração de SF

3.2.1 Sistema sem armazenamento de energia

Este modo de exploração de SF é o mais habitual, caracterizando-se pela inexistência de um sistema de armazenamento associado ao SF, conforme ilustrado na Figura 26. O funcionamento consiste no encaminhamento da energia produzida para utilização de forma direta, ou seja, consumo no regime de autoconsumo ou injeção na rede no caso de centrais destinadas a esse fim. Significa isto que, no caso do autoconsumo, eventuais excedentes de produção são injetados na rede elétrica (ou, se tal for o caso, são eliminados por atuação no controlo MPPT dos inversores associados ao SF). Os eventuais consumos não supridos pelo SF, no caso deste estar integrado num regime de autoconsumo, são alimentados por energia importada da rede elétrica.

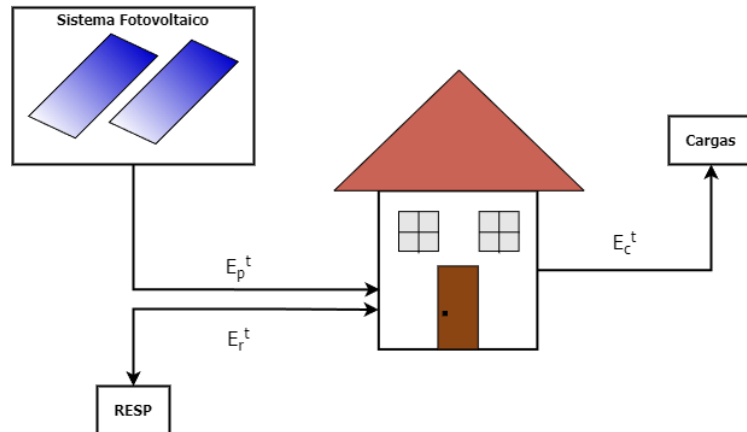


Figura 26 – Sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo direto sem armazenamento

A equação (3) descreve, para o regime de autoconsumo, o funcionamento em termos de fluxo de energia deste modo de operação dos SF:

$$E_p^t - E_c^t + E_r^t = 0 \quad (3)$$

onde: E_p^t é a energia produzida pelo SF no período t (kWh);

E_c^t é a energia consumida na instalação no período t (kWh);

E_r^t é a energia importada ou exportada para a rede no período t (kWh).

Note-se que o valor E_r^t pode ser positivo ou negativo consoante exista, respetivamente, importação ou exportação de energia no período t . O valor económico da energia produzida no SF num determinado período t (V^t) pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$V^t = E_{AC}^t \times p^t + E_{exp}^t \times q^t \quad (4)$$

onde: E_{AC}^t é a energia autoconsumida no período t (kWh);

p^t é o preço a que seria importada energia da rede no período t (€/kWh);

E_{exp}^t é a energia excedente exportada para a rede no período t (kWh);

q^t é a remuneração da energia exportada no período t (€/kWh).

Os valores E_{AC}^t e E_{exp}^t podem ser obtidos, para cada período t , através das expressões (5) e (6), respetivamente.

$$E_{AC}^t = \min (E_c^t ; E_p^t) \quad (5)$$

$$E_{exp}^t = \begin{cases} E_p^t - E_c^t & \text{se } E_p^t \geq E_c^t \\ 0 & \text{se } E_p^t < E_c^t \end{cases} \quad (6)$$

Note-se que os valores p^t e q^t dependem dos tarifários em vigor para o consumidor em causa, tal como discutido na secção 2.2.7.2.

Caso o SF se destine à produção de energia para injeção na rede, a situação é menos complexa. Efetivamente, neste caso, toda a energia será exportada para a rede e a respetiva valorização económica dependerá do preço a que esta energia é remunerada, podendo ser o preço de mercado ou outro estabelecido, por exemplo, no contexto de acordos bilaterais. Assim, neste caso teremos:

$$V^t = E_p^t \times s^t \quad (7)$$

onde: s^t é a remuneração da energia produzida e injetada na rede no período t (€/MWh);

E_p^t é a energia produzida pelo SF no período t (€/kWh).

O valor económico da energia produzida por um SF ao longo de um ano (V) pode ser calculado por:

$$V = \sum_{t=1}^Y V^t \quad (8)$$

onde: Y é o número de períodos considerados para o ano.

Observe-se que, neste caso, não é possível implementar qualquer algoritmo de gestão da energia produzida. Na prática, a energia produzida em cada período t é diretamente injetada na rede, caso o SF não seja destinado ao regime de autoconsumo. Quando o SF estiver integrado num sistema de autoconsumo, a energia produzida em cada período t será imediatamente consumida na instalação, desde que o seu valor seja

inferior ou igual ao consumo daquela. Se a produção exceder o consumo, parte da energia será utilizada na própria instalação, enquanto o excedente será injetado diretamente na rede elétrica ou, se aplicável, eliminado.

Apesar de não se implementar qualquer algoritmo de gestão da energia produzida nesta forma de exploração do SF, importa proceder à avaliação do seu desempenho económico. Esta avaliação serve não apenas para aferir o interesse de investir no SF, mas também para ser um ponto de referência que possibilite a comparação do desempenho de SF explorados com sistema de armazenamento e gestão ativa da energia produzida.

Assim, o fluxograma da Figura 27 evidencia a forma como se pode estimar o valor económico da energia produzida por um SF destinado ao autoconsumo ao longo de um ano de funcionamento.

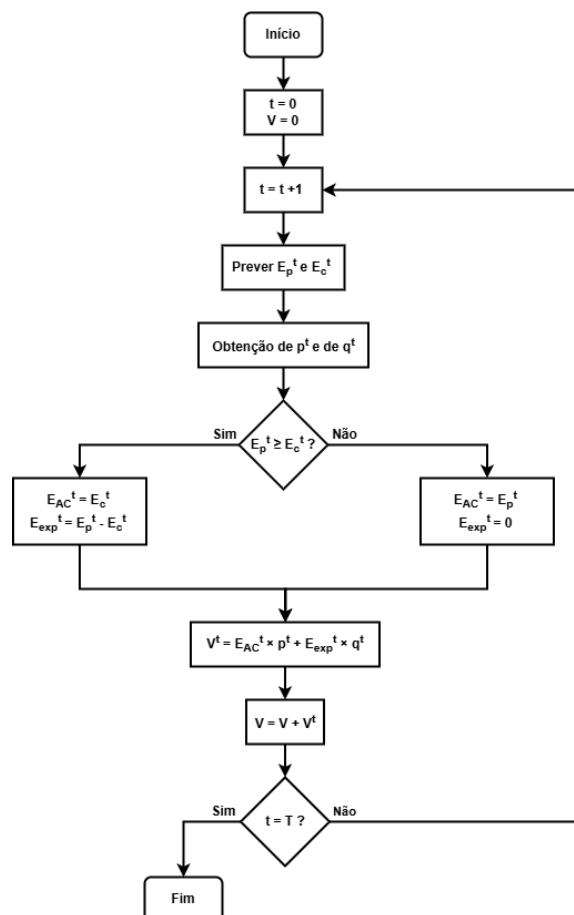


Figura 27 – Fluxograma para avaliação económica para sistema sem armazenamento

A previsão dos valores de produção em cada período t , E_p^t , pode ser conseguida através da expressão (9), a qual impõe a existência de informação sobre radiação solar para um ano típico (esta informação pode ser obtida em bases de dados adequadas como, por exemplo, a disponível no projeto PVGIS [75]). Note-se que a expressão (9) é uma expressão simplificada, existindo modelos mais complexos que permitem melhor precisão nas previsões.

$$E_p^t = I \times A \times \eta_{SF} \times \Delta t = \frac{\eta_{SF} \times I \times P_p}{v} \times \Delta t \quad (9)$$

onde: E_p^t representa a energia produzida pelo SF, no período t (kWh);

I representa a radiação solar que incide na superfície do SF (kW/m²);

A representa a superfície do SF (m²);

η_{SF} representa o rendimento de conversão de energia do SF, incluindo o rendimento da conversão fotovoltaica nos painéis, as perdas nos componentes do sistema (DC e AC) e os efeitos da temperatura (%);

P_p representa a potência instalada do SF (kW);

v representa o quociente entre a potência instalada e a superfície que o SF ocupa (kW/m²);

Δt é a duração do período t (hora).

Alternativamente podem ser utilizados valores de densidade de produção para um ano típico (expressos em kWh/kWp), os quais podem também ser obtidos em bases de dados especializadas como, por exemplo, as do projeto PVGIS [75].

No que concerne ao consumo, os valores para cada período t , E_c^t , podem ser obtidos com base em perfis típicos de consumidores, os quais estão hoje disponíveis por força da existência dos sistemas de contagem inteligentes.

Note-se que, no caso da avaliação para um SF não integrado em regime de autoconsumo, a previsão do consumo está relacionada com a alimentação de serviços auxiliares, sendo esse consumo diminuto face ao valor de produção. Por outro lado, para este caso, a previsão do preço da energia refere-se apenas à remuneração da eletricidade injetada na rede. Para o caso de um SF que participe no mercado diário do MIBEL, o

valor da energia em cada período t , s^t , pode ser estimado com base nos valores históricos do referido mercado diário.

Os valores de valorização da energia autoconsumida, p^t , e exportada, q^t , dependem do tipo de tarifários que os consumidores com SF em regime de autoconsumo possuam. Estes tarifários podem, ou não, ser indexados ao mercado de energia, pelo que podem assumir valores mais estáveis ou mais variáveis ao longo do ano. Não obstante, a informação histórica sobre preços de compra e venda (exportação) da eletricidade permite prever valores para p^t e q^t .

O fluxograma da Figura 27 tem a necessária flexibilidade para ser utilizado com intervalos t de qualquer duração. Efetivamente, no final de cada iteração, é verificado se já foi atingido o valor máximo de iterações, dado pela variável T (que, por exemplo, assume o valor 8760 se a simulação for efetuada assumindo intervalos de uma hora). O modelo termina o seu funcionamento quando atinge o número de intervalos de tempo definidos na variável T .

O algoritmo apresentado na Figura 27 permite calcular, para um ano típico, o valor económico da energia produzida num determinado gerador fotovoltaico. Contudo, a avaliação económica do investimento num SF impõe a necessidade de se utilizar uma metodologia adequada para o efeito. Neste trabalho adota-se a bem conhecida metodologia do Valor Atualizado Líquido (VAL), a qual se traduz através da equação:

$$VAL = -Inv_{in} + \sum_{a=1}^A \frac{(V \times (1+i)^{a-1} - C_{O\&M} \times (1+j)^{a-1})}{(1+r)^{a-1}} \quad (10)$$

onde: Inv_{in} é o valor do investimento inicial (€);

V é o benefício económico anual resultante do funcionamento do SF (€);

a representa o ano;

i é a taxa anual de crescimento do preço da energia elétrica (%);

$C_{O\&M}$ é o custo anual de operação e manutenção do SF (€);

j é a taxa de inflação aplicável aos custos de operação e manutenção (%);

r é taxa de atualização (%);

A é a vida útil do investimento (anos).

Note-se que a utilização da metodologia VAL permite com facilidade obter outros parâmetros de avaliação económica muito frequentemente utilizados, em concreto a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o Período de Retorno do Investimento (PRI). A obtenção da TIR pode ser facilmente concretizada procurando o valor da taxa de atualização r que torna nulo o VAL do investimento, como se pode verificar na equação (11) [76].

$$\sum_{a=1}^A \frac{(V \times (1+i)^{a-1} - C_{O\&M} \times (1+j)^{a-1})}{(1+TIR)^{a-1}} - Inv_{in} = 0 \quad (11)$$

O PRI pode também ser obtido com facilidade procurando o ano U em que os valores acumulados dos fluxos de caixa atualizados igualem o investimento inicial, ou seja [77]:

$$\sum_{a=1}^U \frac{(V \times (1+i)^{a-1} - C_{O\&M} \times (1+j)^{a-1})}{(1+r)^{a-1}} = Inv_{in} \quad (12)$$

onde: U é o ano em que o valor acumulado dos fluxos de caixa dos anos iguala o investimento.

3.2.2 Sistema com armazenamento de energia sem gestão ativa

Este modo de gestão difere da solução apresentada na secção anterior pelo facto de os excedentes, na totalidade ou parcialmente, poderem ser armazenados para utilização posterior, conforme evidenciado na Figura 28. Note-se que, contudo, este modelo dá prioridade ao uso direto da energia produzida pelo SF, apenas existindo armazenamento quando ocorrem excedentes. Assim, neste modelo de gestão, assume-se que qualquer excedente de produção em qualquer período t é enviado para o sistema de armazenamento, desde que este possua capacidade disponível para o efeito. A exportação de energia para a rede apenas ocorrerá nas situações em que o sistema de armazenamento não possa acomodar a energia excedente disponível, quer por limitações de capacidade de armazenamento quer por restrições técnicas ligadas com limitações de potência de carga do sistema de armazenamento.

No que concerne ao consumo, assume-se neste modelo que este é primeiramente suprido com energia produzida no SF e, caso esta seja insuficiente, complementada com energia proveniente do sistema de armazenamento. A importação de energia da rede é apenas efetivada quando a energia disponível no SF acrescida da energia disponível no armazenamento é insuficiente para suprir o consumo. Note-se que a energia que pode ser extraída do armazenamento é condicionada pela disponibilidade de energia armazenada e por eventuais limitações impostas pela potência de descarga do sistema de armazenamento.

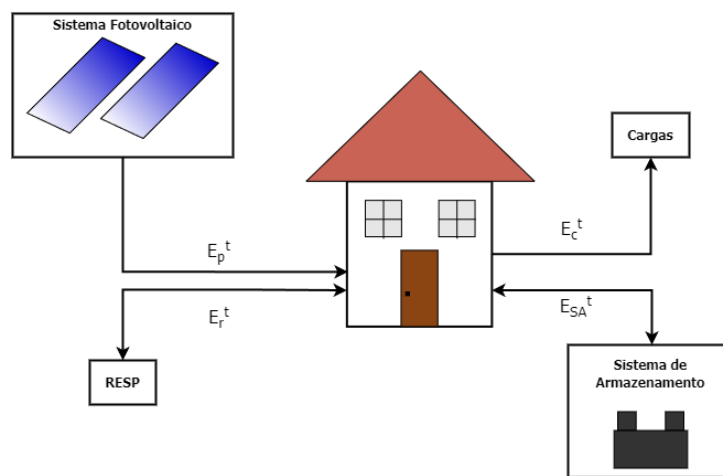


Figura 28 – Sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo direto com armazenamento

Importa realçar que, em princípio, este modelo de gestão apenas faz sentido no caso do SF se encontrar integrado num regime de autoconsumo, caso em que o objetivo é o de ampliar o autoconsumo da energia produzida, sem que tal optimize necessariamente o respetivo valor económico (como se discute no 3.2.3).

A aplicação ao caso de SF destinados à injeção da energia produzida na rede seria um caso muito específico relacionado com a eventual existência de limites, estáticos ou dinâmicos ao longo do tempo, à injeção de energia na rede recetora. Neste caso, o sistema de armazenamento poderia ser utilizado para armazenar os excedentes de produção, possibilitando a sua injeção em períodos em que a produção do gerador fosse menor que o limite de injeção permitido.

A análise da Figura 28 permite escrever a equação que descreve o equilíbrio dos fluxos de energia no sistema em cada período t:

$$E_p^t - E_c^t - E_{SA}^t + E_r^t = 0 \quad (13)$$

onde: E_{SA}^t é a energia enviada ou obtida a partir do sistema de armazenamento (kWh).

Os valores E_{SA}^t e E_r^t podem ser positivos, negativos ou nulos, dependendo dos valores de produção, consumo e das limitações físicas do sistema de armazenamento (capacidade disponível e limitações na potência de carga e descarga).

O valor E_{SA}^t será positivo quando existir produção em excesso face ao consumo e o sistema de armazenamento (SA) possuir capacidade disponível para armazenamento. O mesmo valor será negativo se o consumo for superior à produção do SF e existir energia disponível no sistema de armazenamento para suprir, integralmente ou em parte, o défice de energia verificado. Finalmente, E_{SA}^t será nulo se a produção do SF igualar o consumo ou quando o sistema de armazenamento não tenha capacidade disponível para descarregar ou carregar respetivamente nas situações em que existe défice ou excesso de produção do SF face ao consumo.

No caso das trocas de energia com a rede, estas serão positivas quando o consumo for superior à soma da produção do SF com a energia que pode ser disponibilizada pelo armazenamento, negativas quando o consumo for inferior à produção do SF e não for possível armazenar a totalidade ou parte do excedente verificado e nulas quando o consumo e a produção do SF se igualam. Assim, atendendo aos pressupostos supracitados, o valor E_{SA}^t pode ser obtido por:

$$E_{SA}^t = \begin{cases} \min \left\{ E_p^t - E_c^t ; \frac{lmc - B_{disp}^{t-1}}{\eta_{car}} ; P_{maxcar} \times \Delta t \right\} & se E_p^t > E_c^t \\ - \min \{ E_c^t - E_p^t ; (B_{disp}^{t-1} - lmd) \times \eta_{desc} ; P_{maxdesc} \times \Delta t \} & se E_p^t < E_c^t \\ 0 & se E_p^t = E_c^t \end{cases} \quad (14)$$

onde: B_{disp}^{t-1} é a energia disponível no sistema de armazenamento no período t-1 (kWh);

η_{car} é o rendimento de carga do sistema de armazenamento (%);

η_{desc} é o rendimento de descarga do sistema de armazenamento (%);

P_{maxcar} é a potência máxima de carga do sistema de armazenamento (kW);

$P_{maxdesc}$ é a potência máxima de descarga do sistema de armazenamento (kW);

lmc simboliza a energia máxima que se pode ser armazenada no SA, cujo valor limite é a capacidade do SA (kWh);

lmd simboliza a energia mínima que terá de permanecer no SA, dependendo do DoD predefinido (kWh).

O estado de carga do sistema de armazenamento no final de cada período t poderá então ser calculado por:

$$B_{disp}^t = \begin{cases} B_{disp}^{t-1} + E_{SA}^t \times \eta_{car} & \text{se } E_p^t \geq E_c^t \\ B_{disp}^{t-1} + \frac{E_{SA}^t}{\eta_{desc}} & \text{se } E_p^t < E_c^t \end{cases} \quad (15)$$

O valor da importação ou exportação de energia da rede, E_r^t , pode ser obtido através da equação (13).

Os valores E_{AC}^t e E_{exp}^t são alterados pela presença do armazenamento, podendo ser obtidos por:

$$E_{AC}^t = \min(E_c^t; E_p^t) \quad (16)$$

$$E_{exp}^t = \begin{cases} E_p^t - E_c^t - E_{SA}^t & \text{se } E_p^t \geq E_c^t \\ 0 & \text{se } E_p^t < E_c^t \end{cases} \quad (17)$$

O fluxograma da Figura 29 evidencia, para o caso de um SF destinado ao autoconsumo, a forma como a energia produzida no SF é tratada neste modelo de funcionamento.

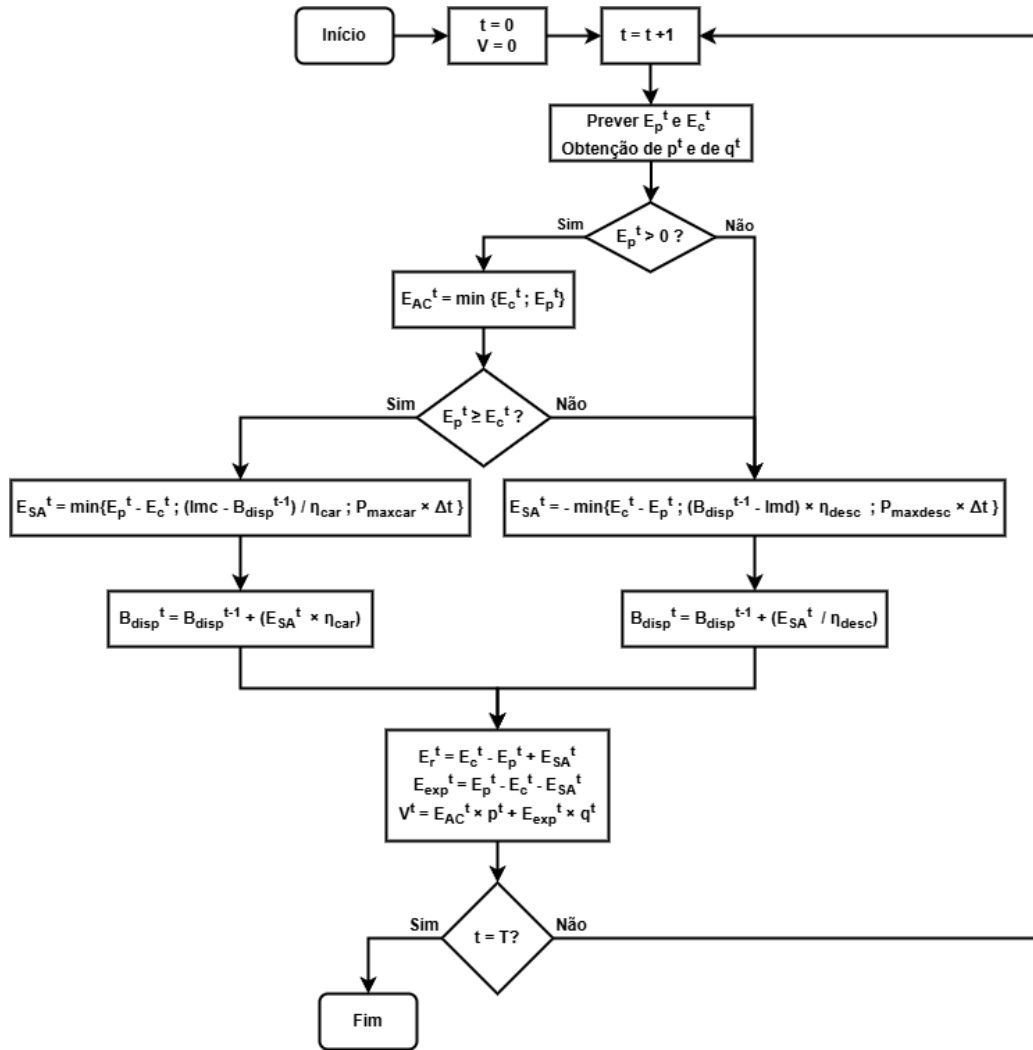


Figura 29 – Fluxograma de funcionamento do modelo com armazenamento sem gestão ativa

O valor económico, num determinado período t , resultante da energia produzida pelo SF e da energia retirada do SA (O^t) pode ser calculado com recurso à expressão (18), tendo em consideração os valores E_{AC}^t e E_{exp}^t das expressões (16) e (17), e ainda o valor da energia que é retirada do SA dada pelo segundo ramo da equação (14).

$$O^t = \begin{cases} E_{AC}^t \times p^t + E_{exp}^t \times q^t & \text{se } E_{SA}^t \geq 0 \\ (E_{AC}^t + |E_{SA}^t|) \times p^t + E_{exp}^t \times q^t & \text{se } E_{SA}^t < 0 \end{cases} \quad (18)$$

O valor económico da energia produzida por um SF e da energia retirada do SA ao longo de um ano (O) pode ser calculado por:

$$O = \sum_{t=1}^Y O^t$$

onde: Y é o número de períodos considerados para o ano.

A avaliação económica do investimento num SF dotado de armazenamento, utilizando os indicadores VAL, TIR e PRI anteriormente referidos é também aqui aplicável. Contudo, face à situação presente na secção anterior, é agora necessário considerar o custo associado à existência do sistema de armazenamento. Para o efeito, neste trabalho, adota-se o modelo de custo de degradação anual do sistema de armazenamento apresentado em [78].

De acordo com o modelo apresentado em [78], o custo de degradação anual de um SA, considerando preços do ano zero ($cd_{SA}^{anual,0}$), é dado pela expressão:

$$cd_{SA}^{anual,0} = ci_{SA} \times \frac{r \times (1+r)^{T_{ciclo}}}{(1+r)^{T_{ciclo}} - 1} \quad (19)$$

onde: ci_{SA} é o investimento no SA (€);

r é a taxa de atualização (%);

T_{ciclo} é a vida útil do SA (anos).

Note-se que a anuidade obtida com a expressão (20) é um valor fixo aplicável a cada um dos anos de vida útil do sistema de armazenamento (T_{ciclo}), a preços do final de cada um desses anos.

O valor T_{ciclo} pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$T_{ciclo} = \frac{N_{100}}{0.5 \times \sum_{t \in T} (DoD_t)^k} \quad (20)$$

onde: N_{100} é o número de ciclos que o SA pode realizar com um DoD de 100%;

k é o expoente de *Peukert*, que traduz a velocidade com que a capacidade do SA diminuirá em função do DoD;

T é o número anual de intervalos de tempo adotado no modelo (para discretização horária, $T= 8760$).

O parâmetro k da expressão (20) pode variar entre 1 e 1,6 [79], correspondendo o valor 1 ao valor ideal teórico. Note-se que, quanto maior for o valor de k , maior será a velocidade de degradação do SA [80]. O valor de k para um determinado SA pode ser estimado através da informação que relaciona o número de ciclos previsto para um SA como o valor do DoD a que este é sujeito. Esta informação é, habitualmente, disponibilizada pelos fabricantes. Não obstante, existem valores típicos para o parâmetro k que, na falta de melhor informação, podem ser considerados, tal como se evidencia na Tabela 5.

Tabela 5 – Expoente de *Peukert* para alguns tipos de baterias

Tipo de bateria	Expoente de <i>Peukert</i>	Fonte
Chumbo-ácido	1,3 - 1,6	[81]
Níquel-cadmio	1,1 - 1,2	[82]
Lítio ferro fosfato	1,05	[81]

O valor $\sum_{t \in T} (DoD_t)^k$ presente na expressão (20) é dado por:

$$\sum_{t \in T} (DoD_t)^k = \sum_{t \in T} (DoD_t^{car})^k + \sum_{t \in T} (DoD_t^{desc})^k \quad (21)$$

onde: DoD_t^{car} é a variação de estado de carga no período t , quando se verifica uma carga do SA (%);

DoD_t^{desc} é a variação de estado de carga no período t quando se verifica uma descarga do SA (%).

Os valores DoD_t^{car} e DoD_t^{desc} são calculados pelas seguintes expressões:

$$DoD_t^{car} = \begin{cases} \Delta SoC & \text{se } E_{SA}^t > 0 \\ 0 & \text{se } E_{SA}^t \leq 0 \end{cases} \quad (22)$$

$$DoD_t^{desc} = \begin{cases} |\Delta SoC| & \text{se } E_{SA}^t < 0 \\ 0 & \text{se } E_{SA}^t \geq 0 \end{cases} \quad (23)$$

A variação do estado de carga do estado de carga do SA é calculada por:

$$\Delta SoC = \frac{B_{disp}^t - B_{disp}^{t-1}}{Cn_{SA}} \times 100\% \quad (24)$$

onde: B_{disp}^t é a energia disponível no sistema de armazenamento no período t (kWh);

B_{disp}^{t-1} é a energia disponível no sistema de armazenamento no período $t-1$ (kWh);

Cn_{SA} é a capacidade estipulada do SA (kWh).

A metodologia do Valor Atualizado Líquido (VAL) pode também aqui ser utilizada para a avaliação económica do investimento num SF dotado de armazenamento. A diferença mais relevante face à situação descrita na secção anterior (SF sem armazenamento associado) é a internalização do custo de degradação da bateria (cd_{SA}), ou seja:

$$VAL = -Inv_{in} + \sum_{a=1}^T \left(\frac{O \times (1+i)^{a-1} - ((c_{MSA} + C_{O\&M}) \times (1+j)^{a-1})}{(1+r)^{a-1}} - \frac{cd_{SA}^{annual}}{(1+r)^a} \right) \quad (25)$$

onde: Inv_{in} é o custo do investimento inicial, apenas considerando o custo do SF (€);

O é valor económico anual (primeiro ano) resultante do funcionamento do SF e do SA (€);

a representa o ano;

T é a prazo do investimento (anos);

i é a taxa de crescimento do preço da energia elétrica (%);

j é a taxa de inflação geral, assumida como aplicável aos custos de operação e manutenção (%);

r é taxa de atualização (%);

c_{MSA} é o custo anual de manutenção do SA (€);

$C_{O\&M}$ é o custo anual de operação e manutenção do SF (€);

cd_{SA}^{anual} é o custo de degradação anual do SA (€).

Note-se que na expressão (25), a atualização dos valores não é efetuada da mesma forma. Este facto deve-se a que os valores O , c_{MSA} e $C_{O\&M}$ são conhecidos no início de cada ano para esse mesmo ano. Contudo, o valor cd_{SA}^{anual} , como anteriormente mencionado está referido ao final de cada ano.

Outro aspeto importante na análise económica prende-se com a vida útil das baterias, a qual é calculada com base na expressão (20). Esta vida útil é uma função dos ciclos de carga-descarga a que as baterias serão sujeitas durante a exploração do SF dotado de SA, podendo ser mais ou menos prolongada. Dependendo do período temporal considerado para a análise económica, e da vida útil das baterias, poderá ter de ocorrer a substituição (uma ou mais vezes) das baterias e mesmo do sistema BMS (*battery management system*) que assegura o seu correto funcionamento. Por exemplo, se as baterias apresentarem uma vida útil de 10 anos e o período de análise económica for de 20 anos, então terá de ser efetuada uma substituição das baterias (e eventualmente do BMS) no início do ano 11 da análise económica. Esta substituição, como é evidente, representa um investimento que necessita de ser contabilizado no processo de avaliação económica. Esta contabilização pode ser feita utilizando a expressão (26), mas tendo em consideração que o valor ci_{SA} será dado por:

$$ci_{SA} = ci_{Bat} \times \sum_{w=0,1,2,\dots,n} \left(\frac{1+i_{Bat}}{1+r} \right)^{w \times T_{ciclo}} + ci_{BMS} \times \sum_{w=0,1,2,\dots,n} \left(\frac{1+i_{BMS}}{1+r} \right)^{w \times T_{BMS}} \quad (26)$$

onde: ci_{Bat} representa o custo das baterias a preços do momento 0 (€);

ci_{BMS} representa o custo do sistema BMS a preços do momento 0 (€);

i_{Bat} e i_{BMS} são as taxas de crescimento de preços para as baterias e BMS (%);

T_{ciclo} representa a vida útil das baterias (anos);

T_{BMS} representa a vida útil do sistema BMS (anos);

w representa o número de substituições que terão de ocorrer.

Note-se que a expressão (26) permite a ocorrência de substituição das baterias e do sistema BMS de forma síncrona ou assíncrona (ou seja, a substituição das baterias num determinado ano não implica a necessária substituição do BMS).

A análise económica descrita anteriormente pode ser efetuada de uma forma alternativa que não implica a determinação explícita do cálculo do custo anual de degradação da bateria. Efetivamente, essa análise pode ser efetuada utilizando a expressão (27) em vez da expressão (25).

$$VAL = -Inv_{inT} + \sum_{a=1}^T \left(\frac{O \times (1+i)^{a-1} - ((C_{MSA} + C_{O\&M}) \times (1+j)^{a-1})}{(1+r)^{a-1}} \right) \quad (27)$$

Sendo Inv_{inT} o valor total dos investimentos realizados no SF e no SA ao longo do período de análise económica a preços do ano zero, ou seja:

$$Inv_{inT} = Inv_{in} + ci_{Bat} \times \sum_{k=0,1,2,\dots,n} \left(\frac{1+i_{Bat}}{1+r} \right)^{k \times T_{ciclo}} + ci_{BMS} \times \sum_{k=0,1,2,\dots,n} \left(\frac{1+i_{BMS}}{1+r} \right)^{k \times T_{BMS}} \quad (28)$$

Tal como descrito para o modelo da secção 3.2.1 também aqui é possível determinar a TIR e o PRI.

Importa, neste momento, realçar que, apesar da aparente maior simplicidade desta abordagem, a determinação do custo anual de degradação do SA é relevante no contexto da metodologia de gestão ativa da energia que se propõe na secção 3.2.3 deste trabalho.

3.2.3 Sistema com armazenamento de energia e com gestão ativa

3.2.3.1 Enquadramento

As formas de operação de SF descritas nas duas secções anteriores assumem que, no caso de sistemas em regime de autoconsumo, a eletricidade produzida em cada período t é diretamente utilizada (na totalidade ou parcialmente) para satisfazer consumos. Os eventuais excedentes são injetados na rede ou, caso exista armazenamento associado, armazenados. Neste último caso, a energia armazenada é imediatamente utilizada nos períodos em que exista défice de produção face ao consumo.

Esta forma de operação de SF em regime de autoconsumo não envolve, portanto, uma gestão ativa da energia produzida, nomeadamente no sentido de maximizar o respetivo valor económico. Efetivamente, a energia produzida no SF tende a ser consumida nos momentos em que é produzida ou, no caso da energia armazenada, nos momentos em que a produção é inferior ao consumo, independentemente do preço da eletricidade importada da rede.

Assim, nas situações em que o consumidor esteja sujeito a um tarifário de eletricidade com preços variáveis ao longo do tempo (tarifas por períodos ou indexadas) poderá verificar-se consumo da energia produzida no SF em períodos em que a energia importada da rede tem baixo custo e a posterior importação de energia em períodos em que esse custo é superior.

A gestão ativa da energia produzida, com recurso ao armazenamento, poderá, tal como se ilustra na Figura 30, permitir aos autoconsumidores armazenar a energia produzida no SF em determinados períodos coincidentes com baixos preços da energia importada da rede. Essa energia armazenada poderá posteriormente ser utilizada em períodos em que o preço da energia importada da rede é superior.

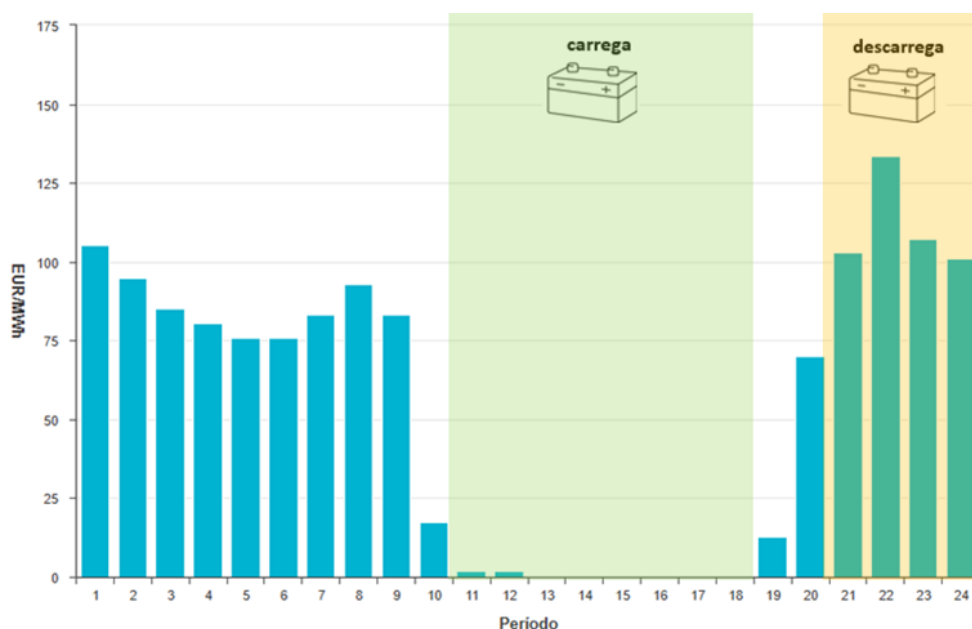


Figura 30 – Possíveis períodos de carga e descarga do SA

A gestão ativa da produção do SF deve ser feita tendo em consideração informação sobre parâmetros como os preços da importação de eletricidade pelo consumidor, os custos associados ao armazenamento e os perfis de consumo e de produção, tal como se evidencia na Figura 31 e se explicita detalhadamente na secção 3.2.3.2.

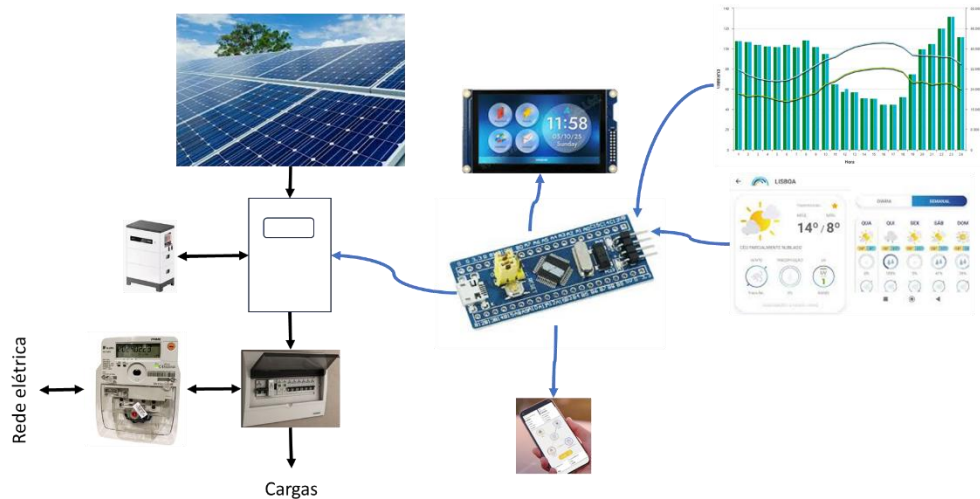


Figura 31 – Esquema representativo da gestão ativa

3.2.3.2 Dados necessários ao algoritmo de gestão ativa

O algoritmo de gestão ativa da energia tem por objetivo otimizar o valor económico da eletricidade que ainda vai ser produzida. Esta otimização depende, para além do armazenamento de excedentes de produção em determinados períodos, do armazenamento de energia produzida que não é excedente e que seria autoconsumida. Este armazenamento ocorrerá quando o custo da eletricidade importada da rede for mais reduzido e do seu posterior consumo quando o custo da importação é mais elevado.

Assim, num determinado momento, o algoritmo de gestão ativa tem de decidir o despacho da energia produzida relativamente a períodos futuros, estabelecendo se essa energia será consumida ou armazenada em função da otimização do respetivo valor.

Consequentemente, o funcionamento do algoritmo de gestão ativa requer, num determinado momento de decisão, informação relativa a períodos futuros, com o objetivo de elaborar o despacho para a energia produzida no SF, visando a otimização económica.

Alguma da informação requerida pelo algoritmo de gestão ativa, apesar de referida a períodos futuros, pode ser conhecida com exatidão no momento de tomada de decisão. Neste caso inclui-se a informação relativa ao preço da eletricidade importada da rede. Efetivamente, se o consumidor tiver contratualizado um tarifário com períodos (não indexado ao mercado), o valor de cada unidade de energia consumida é antecipadamente conhecido, correspondendo ao tarifário contratado pelo consumidor junto do seu comercializador. Este valor será diferente em função dos períodos horários, mas efetivamente conhecido.

Caso o consumidor possua um tarifário com preços indexados ao mercado, o preço de cada unidade de eletricidade em cada período (geralmente de 1 hora) é também conhecido, até certa extensão temporal. Tomando como exemplo o MIBEL, os preços da energia elétrica para cada hora do dia D+1 são conhecidos no dia D. Em concreto, os preços de mercado para o dia D+1 são publicados às 12h45min do fuso-horário espanhol (11:45h do fuso-horário português) [83], como se exemplifica na Figura 32, na qual se apresentam os preços de mercado revelados no dia 7 de novembro de 2025 para as 24 horas do dia seguinte. No caso do MIBEL, esta informação pode ser recolhida de forma automática a partir do sítio na internet do operador do mercado diário do MIBEL5, utilizando uma Interface de Programação de Aplicações (API) adequada.

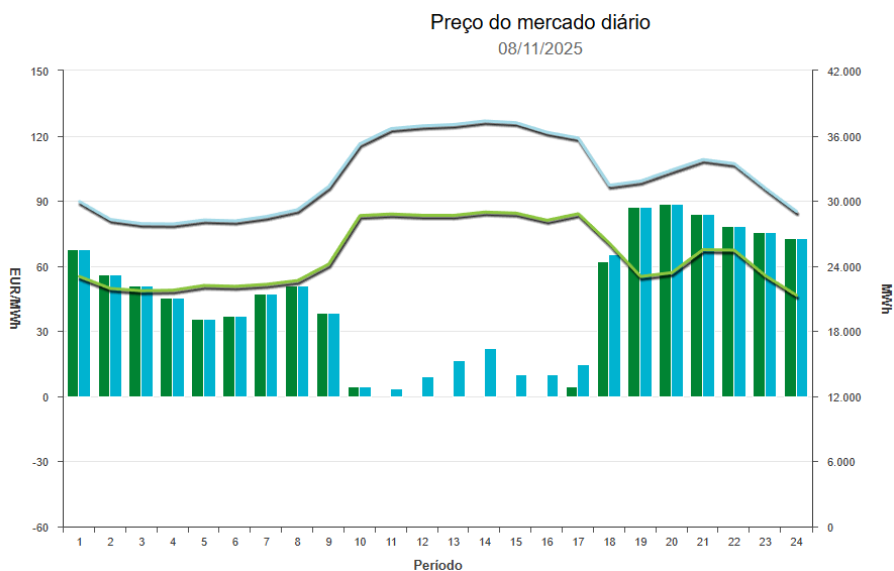


Figura 32 – Informação disponibilizada pelo operador de mercado do MIBEL (fonte: [1])

⁵ www.omie.es

Como explicitado na secção 2.2.7.2, os preços de mercado para a eletricidade não correspondem ao preço a ser pago pelo consumidor, uma vez que será necessário adicionar e esses um conjunto de custos relacionados com o acesso às redes, as perdas, as margens do comercializador, etc. Não obstante, o conhecimento dos preços de mercado no dia D para cada hora do dia D+1 permite, por simples adição de custos bem conhecidos, obter o custo da eletricidade importada da rede. Note-se que, no momento do dia D em que são divulgados os preços de mercado, é possível ter informação sobre estes preços para um período de 36 horas (12 do próprio dia D, obtidos no dia D-1, e 24 do dia D+1, obtidos no dia D).

A informação sobre o preço da eletricidade importada permite determinar o valor económico da energia que será produzida no SF nos períodos futuros a considerar pelo sistema de gestão ativa. Efetivamente, o valor por unidade da energia autoconsumida num determinado período será o preço que teria de ser pago pela importação dessa energia da rede, incluindo impostos aplicáveis. Assim, é possível utilizar o conhecimento sobre o valor da eletricidade importada em cada período para definir uma ordem de mérito que suporte o processo de decisão relativo ao encaminhamento da energia produzida no SF, como adiante se explicita.

A gestão dinâmica implica também a utilização de informação relativa à produção fotovoltaica e ao consumo de eletricidade na instalação. Neste caso, contrariamente ao que sucede com os preços da eletricidade, não existe um conhecimento exato destes valores para períodos futuros. Assim, torna-se necessário efetuar a previsão, para cada um dos períodos t considerados, da energia que irá ser produzida pelo SF e da energia que será consumida.

No que concerne à produção fotovoltaica, a informação relativa à previsão de radiação solar para cada período do dia D+1 é utilizada para, conhecendo os parâmetros do gerador fotovoltaico instalado (potência instalada, rendimentos, características dos painéis solares), prever a energia produzida. As previsões da radiação podem ser adquiridas de forma automática em sítios web que disponibilizem esta informação, utilizando API adequada. No presente trabalho a informação sobre previsão da radiação solar é obtida através da API do sítio da meteoblue⁶. A Figura 33 ilustra, a título de

⁶ www.meteoblue.com

exemplo, os valores previstos de radiação, obtidos através da API referida, para cada uma das 24 horas do dia 8 de outubro de 2025.

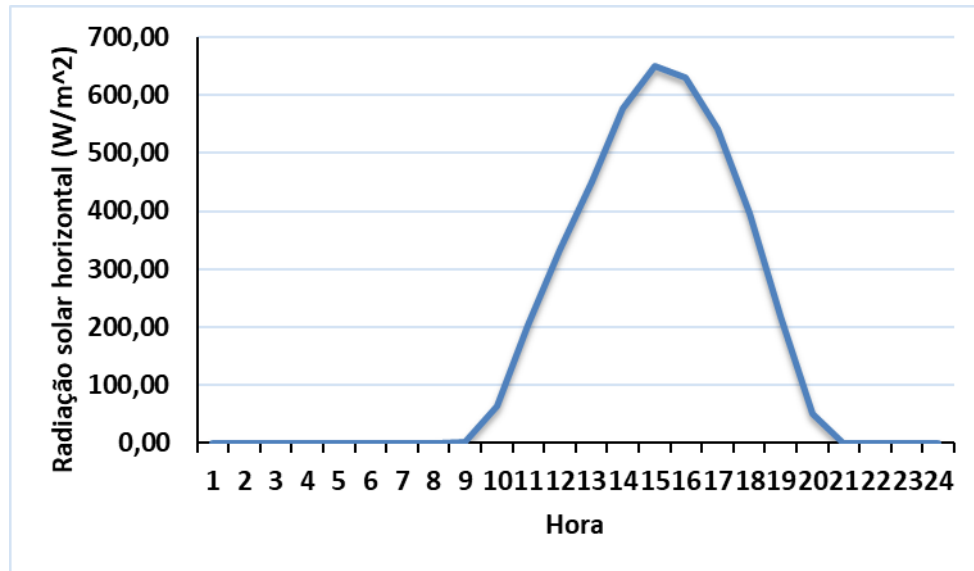


Figura 33 – Previsão da radiação solar horizontal

Note-se que a previsão de radiação solar obtida refere-se ao plano horizontal, tendo esta de ser convertida para o valor aplicável ao gerador em análise, nomeadamente no que se refere à orientação e inclinação respetivas.

O valor da radiação solar horizontal (G_h) é constituído por duas componentes: a radiação direta e a radiação difusa:

$$G_h = B_h + D_h \quad (29)$$

onde: G_h é o valor da radiação solar horizontal (W/m^2);

B_h é o valor correspondente à componente da radiação solar direta no plano horizontal (W/m^2);

D_h é o valor correspondente à componente da radiação solar difusa no plano horizontal (W/m^2).

O primeiro passo para calcular o valor da radiação solar numa superfície inclinada consiste em obter o índice de claridade (K_T), o qual é necessário para obter as componentes descritas na equação (29). O índice de claridade pode ser obtido por [84].

$$K_T = \frac{G_h}{G_{on}} \quad (30)$$

sendo: G_{on} o valor da radiação extraterrestre horizontal (constante solar ajustada para a distância entre a Terra e o Sol (W/m^2) [85], o qual pode ser obtido, de forma simplificada, por:

$$G_{on} = G_{sc} \times \left(1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{360 \times N}{365}\right)\right) \quad (31)$$

onde: G_{sc} corresponde à constante solar, cujo valor é 1361 W/m^2 ;

N é o dia do ano (1 a 365/366 dependendo se ano for comum ou bissexto, respetivamente).

Conhecido o valor de K_T é possível determinar o valor correspondente ao quociente entre a radiação solar difusa e a global. Para tal foi utilizado o modelo de separação de *Erbs* [86]:

$$\frac{D_h}{G_h} = \begin{cases} 1 - 0,09 \times K_T & \text{se } K_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1640 \times K_T + 4,388 \times K_T^2 - 16,638 \times K_T^3 + 12,366 \times K_T^4 & \text{se } 0,22 < K_T \leq 0,8 \\ 0,165 & \text{se } K_T > 0,8 \end{cases} \quad (32)$$

Deste modo é possível obter os valores referentes à radiação solar direta e difusa no plano horizontal.

A radiação solar num plano inclinado (G_t) é composta por três componentes, ou seja:

$$G_t = B_t + D_t + R_t \quad (33)$$

onde: B_t corresponde à radiação solar direta no plano inclinado (W/m^2);

D_t corresponde à radiação solar difusa no plano inclinado (W/m^2);

R_t corresponde à radiação solar refletida no plano inclinado (W/m^2).

De acordo com o modelo isotrópico de *Liu & Jordan* [87], as componentes da radiação solar no plano inclinado são dadas pelas seguintes equações:

$$B_t = B_h \times \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (34)$$

$$D_t = D_h \times \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (35)$$

$$R_t = G_h \times \rho \times \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (36)$$

onde: θ representa o ângulo de incidência (graus);

θ_z representa o ângulo zenital solar (graus);

ρ é coeficiente de reflexão no chão (albedo);

β é a inclinação que pretendemos (graus).

Os valores para o coeficiente de reflexão dependem do tipo de superfícies que se encontram na vizinhança dos painéis fotovoltaicos. Em [87] indicam-se como valores comuns $\rho = 0,2$ para localizações tropicais húmidas, $\rho = 0,5$ para zonas tropicais secas e $\rho = 0,9$ para terrenos cobertos com neve.

O cosseno do ângulo de incidência é calculado através da equação (37), enquanto o cosseno do ângulo zenital solar é calculado pela equação (38) [87].

$$\cos \theta = (\sin \delta \times \sin \phi - \beta) + (\cos \delta \times \cos \phi - \beta) \quad (37)$$

$$\cos \theta_z = (\sin \delta \times \sin \phi) + (\cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega) \quad (38)$$

onde: δ é a declinação solar do dia (graus), a qual é dada pela equação (39);

ϕ é a latitude do local do SF (graus);

ω é o ângulo horário solar (graus), o qual é dado pela equação (40).

$$\delta = 23,45 \times \sin \left(\frac{360}{365} \times (N + 284) \right) \quad (39)$$

$$\omega = 15 \times (T_{solar} - 12) \quad (40)$$

onde: T_{solar} é a hora solar, que em Portugal pode ser considerada igual à hora legal, pois a diferença entre elas é cerca de meia hora.

O consumo de energia para cada período do dia D+1 pode ser previsto com recurso a históricos de consumo da instalação existente. Estes históricos estão hoje disponíveis para a maioria das instalações elétricas, uma vez que os sistemas de contagem inteligentes efetuam e guardam medições de consumo em períodos de 15 minutos, sendo estas disponibilizadas no sistema de informação do operador de rede. A Figura 34 mostra, a título de exemplo, o digrama de carga de um dia (1 de janeiro de 2024) para um determinado consumidor doméstico de baixa tensão (valores obtidos na plataforma do operador da rede).

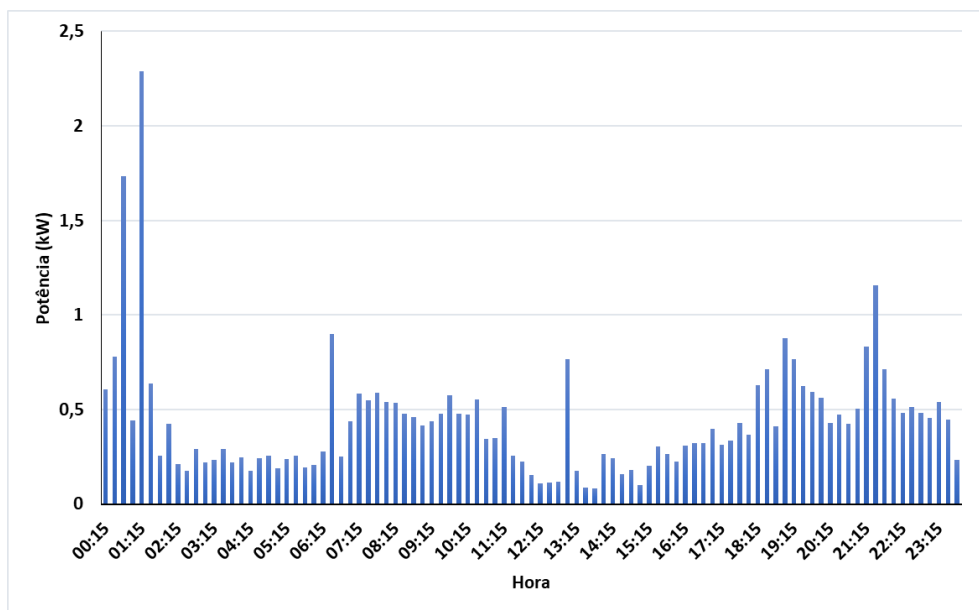


Figura 34 – Diagrama de carga de um dia para um consumidor doméstico

O valor da remuneração da eletricidade vendida a uma comercializadora ou agregador é outro parâmetro que pode relevar no algoritmo de gestão ativa bem como na avaliação económica da solução. Com efeito, a opção pelo armazenamento de energia no SA em detrimento da sua venda a uma comercializadora implica um custo relacionado com a remuneração que deixa de ser recebida. A remuneração da energia exportada (€/kWh) pode ser um valor fixo ao longo do tempo, variável por períodos ou mesmo

variável com indexação ao mercado (por exemplo, expresso como uma percentagem do preço do MIBEL). Em qualquer dos casos, e tendo em consideração a discussão anterior, é possível conhecer com antecedência os valores de remuneração para os períodos t considerados no algoritmo de gestão ativa.

3.2.3.3 Algoritmo de gestão ativa

Como já descrito, o objetivo central do algoritmo de gestão ativa da energia produzida pelo SF é maximizar o seu valor económico. Consequentemente, o algoritmo deve determinar um despacho adequado para a energia produzida, decidindo o melhor encaminhamento para esta energia. Assim, para cada período t , o algoritmo deve definir se a energia produzida no SF será autoconsumida nesse mesmo período, vendida ou armazenada para autoconsumo em períodos subsequentes.

O diagrama de blocos da Figura 35 esquematiza todos os procedimentos que o algoritmo proposto neste trabalho realiza para efetuar a gestão ativa da energia produzida num SF.

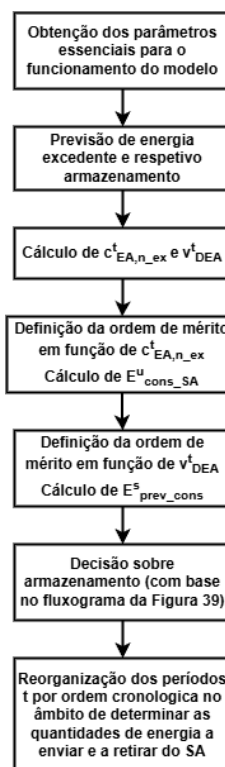


Figura 35 – Funcionamento do modelo de gestão ativa

O primeiro passo do algoritmo consiste na obtenção de dados necessários ao respetivo funcionamento. Em concreto, para cada período t (futuro) considerado no algoritmo, é recolhida informação que permite a determinação do preço associado à importação e exportação de eletricidade, da produção fotovoltaica esperada e do consumo de eletricidade (no caso de um autoconsumidor). Estes dados são obtidos da forma descrita na secção anterior.

O segundo passo resulta do facto do algoritmo ter como pressuposto que o melhor destino para os excedentes de energia que ocorram nos períodos t é o respetivo armazenamento para consumo em períodos em que o custo de importação de eletricidade assume valores mais elevados. Este pressuposto é fundamentado em dois fatores: i) o conceito de autoconsumo, o qual pressupõe que a eletricidade produzida no gerador se deve destinar, em primeira instância, a ser consumida na instalação associada ao SF; ii) o facto de a energia excedente ser aquela que apresentará um menor custo associado ao seu armazenamento, o qual pode ser determinado por:

$$c_{EA,ex}^t = q^t + cd_{SA} \quad (41)$$

onde: $c_{EA,ex}^t$ é o custo de armazenamento de energia excedente (€/kWh);

q^t é a remuneração da energia exportada no período t (€/kWh);

cd_{SA} é o custo de degradação do SA (€/kWh), o qual pode ser obtido por:

$$cd_{SA}(\text{€/kWh}) = \frac{cd_{SA}^{anual,0}}{E_{SA}^{anual}} \quad (42)$$

onde: E_{SA}^{anual} é a energia que é enviada para o SA durante um ano (kWh);

$cd_{SA}^{anual,0}$ é o custo anual de degradação do SA, a preços do momento zero (€), tal como descrito na secção 3.2.2. Ou seja, o valor $cd_{SA}^{anual,0}$ é obtido atualizando ao momento zero o valor calculado através da expressão (19).

Note-se que o valor q^t tende a ser relativamente reduzido, uma vez que os períodos com elevada produção fotovoltaica e com maior possibilidade de apresentarem excedentes coincidem, habitualmente, com períodos em que o preço de mercado da eletricidade é reduzido, sendo frequentemente nulo ou mesmo negativo.

Assim, ainda no segundo passo do algoritmo, é calculada a previsão do valor da energia excedente em cada período t (E_{ex}^t), utilizando para o efeito a expressão:

$$E_{ex}^t = \begin{cases} E_p^t - E_c^t & \text{se } E_p^t - E_c^t > 0 \\ 0 & \text{se } E_p^t - E_c^t \leq 0 \end{cases} \quad (43)$$

Os excedentes de energia são, como referido anteriormente, primeiramente encaminhados, total ou parcialmente, para o SA. O encaminhamento será parcial apenas nos casos em que o SA não tenha capacidade disponível para receber todo o excedente ou quando a potência de carga do SA seja insuficiente para transferir para o SA a totalidade da energia excedente. Assim, a energia excedente enviada para o SA em cada período t ($E_{ex_env_SA}^t$) pode ser calculada por:

$$E_{ex_env_SA}^t = \min \left\{ E_{ex}^t; \frac{lmc - B_{disp}^{t-1}}{\eta_{car}}; P_{maxcar} \times \Delta t \right\} \quad (44)$$

onde: E_{ex}^t é a energia excedente no período t (kWh).

No final de cada período t em que tenha ocorrido armazenamento de energia excedente, o estado de carga do SA (B_{disp}^t) tem de ser atualizado, ou seja:

$$B_{disp}^t = B_{disp}^{t-1} + E_{ex_env_SA}^t \times \eta_{car} \quad (45)$$

A energia excedente que se prevê poder ser armazenada pode não ser suficiente para evitar a importação de eletricidade a partir da rede elétrica em períodos em que esta assume custos mais elevados. Nestes casos, poderá ser economicamente interessante armazenar energia proveniente do SF que seria autoconsumida imediatamente, possibilitando o seu consumo em períodos em que o custo associado à importação de eletricidade seja superior. Naturalmente, o armazenamento nestas condições apenas se justifica se o custo associado for inferior ao valor que resultará do posterior consumo da energia armazenada. O algoritmo proposto efetua esta avaliação com recurso à utilização de duas ordens de mérito, uma definida de acordo com o custo de armazenamento e outra com o valor associado ao consumo da energia armazenada.

Em consequência, o terceiro passo do algoritmo de gestão ativa proposto consiste no cálculo, para cada período t , do custo associado ao armazenamento de energia que seria autoconsumida no próprio período em que é produzida ($c_{EA,n_{ex}}^t$) bem como do valor da energia consumida com origem na descarga do SA (v_{DEA}^t). O valor $c_{EA,n_{ex}}^t$ é determinado por:

$$c_{EA,n_{ex}}^t = p^t + cd_{SA} \quad (46)$$

No que concerne ao valor associado à descarga de energia armazenada (v_{DEA}^t), importa perceber que o envio de 1 kWh de eletricidade para o SA traduzir-se-á num valor inferior de energia para consumo na instalação, devido aos rendimentos de carga (η_{car}) e descarga (η_{desc}) do SA, tal como se ilustra na Figura 36.

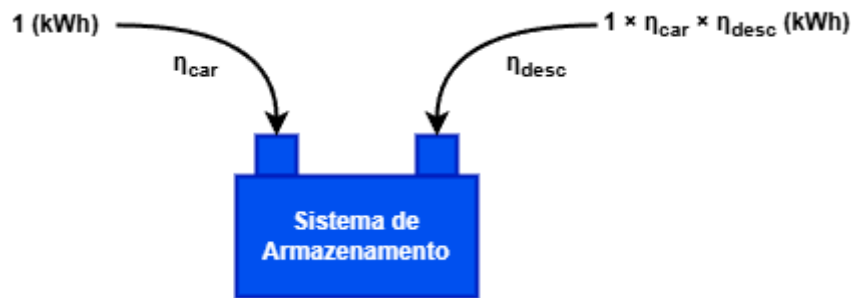


Figura 36 – Representação do efeito dos rendimentos de carga e descarga do SA

Assim, o armazenamento de 1 kWh de energia num determinado período t terá um custo de armazenamento $c_{EA,n_{ex}}^t$. O valor económico do consumo desta energia, num período posterior t' será proporcional ao valor que seria pago pela importação dessa energia da rede, ou seja $p^{t'}$. Contudo, a energia que efetivamente estará disponível para ser consumida por cada unidade de energia armazenada (1 kWh) corresponde a $1 \times \eta_{car} \times \eta_{desc}$ kWh. Consequentemente, o armazenamento no período t para consumo no período t' apenas se justifica se:

$$p^{t'} \times \eta_{car} \times \eta_{desc} \geq c_{EA,n_{ex}}^t \quad (47)$$

Desta forma, para efeitos da definição da ordem de mérito baseada no valor associado ao consumo da energia armazenada o valor v_{DEA}^t deve ser calculado por (ver anexo C):

$$v_{DEA}^t = p^t \times \eta_{car} \times \eta_{desc} \quad (48)$$

O quarto passo do algoritmo proposto consiste na definição da ordem de mérito baseada no custo de armazenamento ($c_{EA,n_{ex}}^t$) de energia em cada período t. Em concreto, os períodos t são seriados por ordem crescente do valor $c_{EA,n_{ex}}^t$ que lhes corresponde. A designação dos períodos é ajustada em função da respetiva posição na ordem de mérito, pelo que os períodos passam a ter associada uma designação u que representa a sua posição na ordem de mérito. Ainda neste passo do algoritmo procede-se à determinação do valor acumulado de energia que estará previsivelmente disponível para enviar para o SA ($E_{disp_SA}^u$):

$$E_{disp_SA}^u = \begin{cases} (E_p^u - E_{ex_env_SA}^u) & se\ u = 1 \\ E_{disp_SA}^{u-1} + (E_p^u - E_{ex_env_SA}^u) & se\ u > 1 \end{cases} \quad (49)$$

Note-se que, em cada período, a energia previsivelmente disponível corresponde à energia produzida nesse período descontada da energia excedente. Ademais, a expressão (49) evidencia a previsão do valor acumulado de energia antes desta ser enviada para o SA. Atendendo aos rendimentos de carga e descarga do SA, a energia disponível para consumo será inferior, podendo ser obtida por:

$$E_{cons_SA}^u = \begin{cases} (E_p^u - E_{ex_env_SA}^u) \times \eta_{car} \times \eta_{desc} & se\ u = 1 \\ E_{cons_SA}^{u-1} + (E_p^u - E_{ex_env_SA}^u) \times \eta_{car} \times \eta_{desc} & se\ u > 1 \end{cases} \quad (50)$$

A Figura 37 mostra, a título de exemplo, o procedimento referido. A primeira coluna da tabela apresentada mostra a nova designação de cada período t (que passa a ser u) em função do posicionamento dos períodos na ordem de mérito. Note-se que a referida ordem de mérito está estabelecida por ordem crescente dos valores $c_{EA,n_{ex}}^t$, os quais se encontram na nona coluna da tabela. A coluna mais à direita da tabela contém o valor

acumulado calculado pela expressão (50), sendo que neste exemplo se assumiram rendimentos de carga e de descarga do SA iguais a 90% e $cd_{SA} = 0,10 \text{ €/kWh}$.

Períodos u	Períodos t	Dia	Hora	$p^u \text{ (€/kWh)}$	$E_p^u \text{ (kWh)}$	$E_{ex}^u \text{ (kWh)}$	$C_{EA,n,ex}$	v_{DEA}	$E_{cons,SA}^u \text{ (kWh)}$
1	1	01/09/25	14	0,0659	0,6340	0,0000	0,1659	0,0534	0,5135
2	2	01/09/25	15	0,0659	0,3530	0,0000	0,1659	0,0534	0,7995
3	3	01/09/25	16	0,0659	0,2790	0,0000	0,1659	0,0534	1,0254
4	4	01/09/25	17	0,0659	0,3431	0,0000	0,1659	0,0534	1,3033
5	5	01/09/25	18	0,0659	0,2163	0,0000	0,1659	0,0534	1,4786
6	23	02/09/25	12	0,0710	0,5203	0,4693	0,1710	0,0575	1,5199
7	25	02/09/25	14	0,0710	0,1658	0,0378	0,1710	0,0575	1,6236
8	26	02/09/25	15	0,0710	0,0329	0,0000	0,1710	0,0575	1,6502
9	28	02/09/25	17	0,0710	0,1708	0,0358	0,1710	0,0575	1,7596
10	24	02/09/25	13	0,0714	0,4927	0,4577	0,1714	0,0578	1,7879
11	27	02/09/25	16	0,0714	0,0354	0,0000	0,1714	0,0578	1,8166
12	29	02/09/25	18	0,0837	0,0267	0,0000	0,1837	0,0678	1,8383
13	11	01/09/25	24	0,1379	0,0000	0,0000	0,2379	0,1117	1,8383
14	16	02/09/25	5	0,1383	0,0000	0,0000	0,2383	0,1120	1,8383
15	17	02/09/25	6	0,1383	0,0000	0,0000	0,2383	0,1120	1,8383
16	18	02/09/25	7	0,1398	0,0000	0,0000	0,2398	0,1133	1,8383
17	15	02/09/25	4	0,1403	0,0000	0,0000	0,2403	0,1136	1,8383
18	14	02/09/25	3	0,1470	0,0000	0,0000	0,2470	0,1191	1,8383
19	10	01/09/25	23	0,1541	0,0000	0,0000	0,2541	0,1248	1,8383
20	13	02/09/25	2	0,1569	0,0000	0,0000	0,2569	0,1271	1,8383
21	19	02/09/25	8	0,1571	0,0256	0,0000	0,2571	0,1272	1,8590
22	12	02/09/25	1	0,1643	0,0000	0,0000	0,2643	0,1331	1,8590
23	35	02/09/25	24	0,1686	0,0000	0,0000	0,2686	0,1365	1,8590
24	20	02/09/25	9	0,1764	0,2282	0,0000	0,2764	0,1429	2,0438
25	34	02/09/25	23	0,1844	0,0000	0,0000	0,2844	0,1494	2,0438
26	9	01/09/25	22	0,1926	0,0000	0,0000	0,2926	0,1560	2,0438
27	33	02/09/25	22	0,2686	0,0000	0,0000	0,3686	0,2176	2,0438
28	6	01/09/25	19	0,3263	0,0281	0,0000	0,4263	0,2643	2,0666
29	22	02/09/25	11	0,3320	0,2643	0,1793	0,4320	0,2689	2,1354
30	30	02/09/25	19	0,3635	0,0012	0,0000	0,4635	0,2945	2,1364
31	21	02/09/25	10	0,3713	0,3199	0,2469	0,4713	0,3007	2,1955
32	7	01/09/25	20	0,3916	0,0000	0,0000	0,4916	0,3172	2,1955
33	8	01/09/25	21	0,4232	0,0000	0,0000	0,5232	0,3428	2,1955
34	31	02/09/25	20	0,4283	0,0000	0,0000	0,5283	0,3469	2,1955
35	32	02/09/25	21	0,4606	0,0000	0,0000	0,5606	0,3731	2,1955

Figura 37 – Exemplo da ordem de mérito em função de $c_{EA,n,ex}^t$

No quinto passo do algoritmo proposto é estabelecida uma segunda ordem de mérito, na qual os períodos t são organizados por ordem decrescente dos respetivos valores v_{DEA}^t . Tal como na ordem anterior, a cada período t é associado um número de ordem, agora designado por s, em função da respetiva posição na ordem de mérito. Ainda neste passo procede-se ao cálculo do valor acumulado de energia que se prevê necessária ($E_{sat,cons}^s$) para satisfazer o consumo, de acordo com:

$$E_{sat,cons}^s = \begin{cases} 0 & \text{se } s = 1 \wedge E_c^s \leq E_p^s \\ E_c^s - E_p^s & \text{se } s = 1 \wedge E_c^s > E_p^s \\ E_{sat,cons}^{s-1} & \text{se } s > 1 \wedge E_c^s \leq E_p^s \\ E_{sat,cons}^{s-1} + (E_c^s - E_p^s) & \text{se } s > 1 \wedge E_c^s > E_p^s \end{cases} \quad (51)$$

A Figura 38 ilustra, a título de exemplo, o procedimento referente à definição da segunda ordem de mérito.

Períodos s	Períodos t	Dia	Hora	p^s (€/kWh)	E_c^s (kWh)	E_p^s (kWh)	$C_{EA,n_{ex}}$	v_{DEA}	$E_{sat_{cons}}^s$ (kWh)
1	32	02/09/25	21	0,4606	0,3790	0,0000	0,5606	0,3731	0,3790
2	31	02/09/25	20	0,4283	0,5050	0,0000	0,5283	0,3469	0,8840
3	8	01/09/25	21	0,4232	0,4030	0,0000	0,5232	0,3428	1,2870
4	7	01/09/25	20	0,3916	0,2520	0,0000	0,4916	0,3172	1,5390
5	21	02/09/25	10	0,3713	0,0730	0,3199	0,4713	0,3007	1,5390
6	30	02/09/25	19	0,3635	1,5930	0,0012	0,4635	0,2945	3,1308
7	22	02/09/25	11	0,3320	0,0850	0,2643	0,4320	0,2689	3,1308
8	6	01/09/25	19	0,3263	0,2200	0,0281	0,4263	0,2643	3,3227
9	33	02/09/25	22	0,2686	0,7060	0,0000	0,3686	0,2176	4,0287
10	9	01/09/25	22	0,1926	0,3950	0,0000	0,2926	0,1560	4,4237
11	34	02/09/25	23	0,1844	0,9790	0,0000	0,2844	0,1494	5,4027
12	20	02/09/25	9	0,1764	0,3780	0,2282	0,2764	0,1429	5,5526
13	35	02/09/25	24	0,1686	0,2850	0,0000	0,2686	0,1365	5,8376
14	12	02/09/25	1	0,1643	0,3140	0,0000	0,2643	0,1331	6,1516
15	19	02/09/25	8	0,1571	0,1810	0,0256	0,2571	0,1272	6,3070
16	13	02/09/25	2	0,1569	0,2020	0,0000	0,2569	0,1271	6,5090
17	10	01/09/25	23	0,1541	0,5180	0,0000	0,2541	0,1248	7,0270
18	14	02/09/25	3	0,1470	0,2140	0,0000	0,2470	0,1191	7,2410
19	15	02/09/25	4	0,1403	0,2140	0,0000	0,2403	0,1136	7,4550
20	18	02/09/25	7	0,1398	0,1820	0,0000	0,2398	0,1133	7,6370
21	16	02/09/25	5	0,1383	0,1860	0,0000	0,2383	0,1120	7,8230
22	17	02/09/25	6	0,1383	0,3570	0,0000	0,2383	0,1120	8,1800
23	11	01/09/25	24	0,1379	0,3200	0,0000	0,2379	0,1117	8,5000
24	29	02/09/25	18	0,0837	0,1830	0,0267	0,1837	0,0678	8,6562
25	24	02/09/25	13	0,0714	0,0350	0,4927	0,1714	0,0578	8,6562
26	27	02/09/25	16	0,0714	0,3410	0,0354	0,1714	0,0578	8,9618
27	23	02/09/25	12	0,0710	0,0510	0,5203	0,1710	0,0575	8,9618
28	25	02/09/25	14	0,0710	0,1280	0,1658	0,1710	0,0575	8,9618
29	26	02/09/25	15	0,0710	0,2080	0,0329	0,1710	0,0575	9,1369
30	28	02/09/25	17	0,0710	0,1350	0,1708	0,1710	0,0575	9,1369
31	1	01/09/25	14	0,0659	1,9840	0,6340	0,1659	0,0534	10,4869
32	2	01/09/25	15	0,0659	0,4610	0,3530	0,1659	0,0534	10,5949
33	3	01/09/25	16	0,0659	0,4040	0,2790	0,1659	0,0534	10,7200
34	4	01/09/25	17	0,0659	0,4300	0,3431	0,1659	0,0534	10,8068
35	5	01/09/25	18	0,0659	0,3560	0,2163	0,1659	0,0534	10,9465

Figura 38 – Exemplo da ordem de mérito em função de v_{DEA}^t

As ordens de mérito criadas nos passos 4 e 5 do algoritmo são o suporte para a tomada de decisão sobre os períodos t em que deverá ser armazenada energia não excedente ou retirada energia do SA para alimentação de consumo. Esta tomada de decisão ocorre no sexto passo do algoritmo presente no diagrama da Figura 35, obedecendo ao procedimento representado no fluxograma da Figura 39. Note-se que o procedimento explicitado tem por objetivo determinar os períodos t em que ocorrerá o armazenamento de energia não excedente ou a retirada de energia do SA para satisfazer consumo. O valor efetivo das energias enviadas ou retiradas do SA são calculadas num passo seguinte.

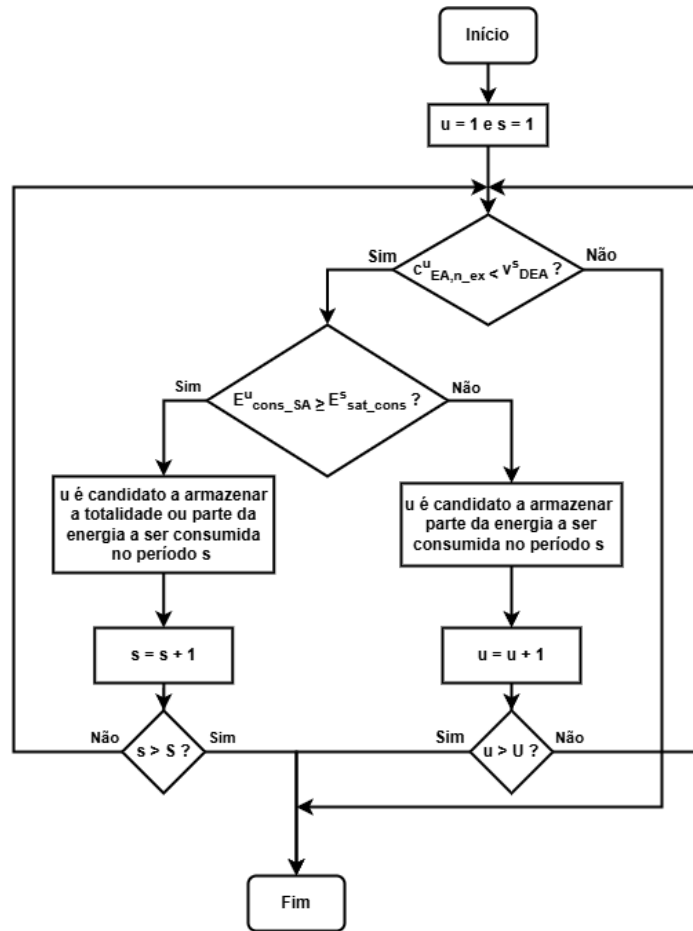


Figura 39 – Fluxograma de decisão sobre armazenamento

Como se constata da Figura 39, o algoritmo inicia com $u=1$ e $s=1$, realizando a comparação entre o valor $c^1_{EA,n_{ex}}$ e o valor de v^1_{DEA} . Caso se verifique $c^1_{EA,n_{ex}} \geq v^1_{DEA}$ então o algoritmo é finalizado, uma vez que não ocorrem situações em que o custo de armazenamento seja inferior ao valor da energia armazenada. Se $c^1_{EA,n_{ex}} < v^1_{DEA}$ então existe viabilidade económica para proceder à carga de energia no período $u=1$, com vista à sua utilização no período $s=1$. Desta forma, o algoritmo assinala o período $u=1$ como candidato a enviar energia não excedente para o SA e o período $s=1$ como candidato a obter energia a partir do SA. O valor de s é em seguida incrementado e, caso tenha um valor inferior ou igual a S , procede-se à comparação entre $c^1_{EA,n_{ex}}$ e v^2_{DEA} . Se $c^1_{EA,n_{ex}} < v^2_{DEA}$, o período $u=1$ é assinalado como candidato a enviar energia para utilização no período $s=2$. Este processo é repetido sucessivamente até que a energia (não excedente) disponível para armazenar no período $u=1$ seja esgotada. Nesta altura, o período u tem de ser incrementado. Assim, admitamos que, para $s=3$, se verifica que $c^1_{EA,n_{ex}} < v^3_{DEA}$ mas

que $E_{cons_SA}^1 < E_{sat_cons}^3$. Neste caso, o período $u=1$ é assinalado como candidato a fornecer energia para o SA destinada a ser consumida no período $s=3$. Contudo, esta energia não é suficiente para suprir todo o consumo do período $s=3$. Logo, o período u é incrementado para $u=2$, seguindo-se a comparação entre c_{EA,n_ex}^2 e v_{DEA}^3 . Caso se verifique que $c_{EA,n_ex}^2 < v_{DEA}^3$ então energia não excedente do período $u=2$ pode ser armazenada para utilização no período $s=3$. Caso $c_{EA,n_ex}^2 \geq v_{DEA}^3$ então o algoritmo é encerrado, não existindo mais períodos u em que seja economicamente viável armazenar energia não excedente. Importa salientar que, para além de finalizar quando se verifica Caso $c_{EA,n_ex}^u \geq v_{DEA}^s$, o algoritmo também finaliza quando o número máximo de períodos u ou s é alcançado (U , no caso dos períodos u ; e S , no caso dos períodos s).

Na Figura 40 é possível perceber o funcionamento do algoritmo representado na Figura 39, na qual cada cor simboliza uma iteração do algoritmo.

Períodos u	Períodos t	Dia	Hora	p^u (€/kWh)	E_p^u (kWh)	E_{ex}^u (kWh)	C_{EA,n_ex}	v_{DEA}	$E_{cons_SA}^u$ (kWh)	Resultado do fluxograma
1	1	01/09/25	14	0,0659	0,6340	0,0000	0,1659	0,0534	0,5135	Candidato a armazenar energia no SA
2	2	01/09/25	15	0,0659	0,3530	0,0000	0,1659	0,0534	0,7995	
3	3	01/09/25	16	0,0659	0,2790	0,0000	0,1659	0,0534	1,0254	Candidato a armazenar energia no SA
4	4	01/09/25	17	0,0659	0,3431	0,0000	0,1659	0,0534	1,3033	Candidato a armazenar energia no SA
5	5	01/09/25	18	0,0659	0,2163	0,0000	0,1659	0,0534	1,4786	
6	23	02/09/25	12	0,0710	0,5203	0,4693	0,1710	0,0575	1,5199	
7	25	02/09/25	14	0,0710	0,1658	0,0378	0,1710	0,0575	1,6236	Candidato a armazenar energia no SA
8	26	02/09/25	15	0,0710	0,0329	0,0000	0,1710	0,0575	1,6502	
9	28	02/09/25	17	0,0710	0,1708	0,0358	0,1710	0,0575	1,7596	
10	24	02/09/25	13	0,0714	0,4927	0,4577	0,1714	0,0578	1,7879	
11	27	02/09/25	16	0,0714	0,0354	0,0000	0,1714	0,0578	1,8166	
12	29	02/09/25	18	0,0837	0,0267	0,0000	0,1837	0,0678	1,8383	
13	11	01/09/25	24	0,1379	0,0000	0,0000	0,2379	0,1117	1,8383	
14	16	02/09/25	5	0,1383	0,0000	0,0000	0,2383	0,1120	1,8383	
15	17	02/09/25	6	0,1383	0,0000	0,0000	0,2383	0,1120	1,8383	
16	18	02/09/25	7	0,1398	0,0000	0,0000	0,2398	0,1133	1,8383	
17	15	02/09/25	4	0,1403	0,0000	0,0000	0,2403	0,1136	1,8383	
18	14	02/09/25	3	0,1470	0,0000	0,0000	0,2470	0,1191	1,8383	
19	10	01/09/25	23	0,1541	0,0000	0,0000	0,2541	0,1248	1,8383	
20	13	02/09/25	2	0,1569	0,0000	0,0000	0,2569	0,1271	1,8383	
21	19	02/09/25	8	0,1571	0,0256	0,0000	0,2571	0,1272	1,8590	
22	12	02/09/25	1	0,1643	0,0000	0,0000	0,2643	0,1331	1,8590	
23	35	02/09/25	24	0,1686	0,0000	0,0000	0,2686	0,1365	1,8590	
24	20	02/09/25	9	0,1764	0,2282	0,0000	0,2764	0,1429	2,0438	
25	34	02/09/25	23	0,1844	0,0000	0,0000	0,2844	0,1494	2,0438	
26	9	01/09/25	22	0,1926	0,0000	0,0000	0,2926	0,1560	2,0438	
27	33	02/09/25	22	0,2686	0,0000	0,0000	0,3686	0,2176	2,0438	
28	6	01/09/25	19	0,3263	0,0281	0,0000	0,4263	0,2643	2,0666	
29	22	02/09/25	11	0,3320	0,2643	0,1793	0,4320	0,2689	2,1354	
30	30	02/09/25	19	0,3635	0,0012	0,0000	0,4635	0,2945	2,1364	
31	21	02/09/25	10	0,3713	0,3199	0,2469	0,4713	0,3007	2,1955	
32	7	01/09/25	20	0,3916	0,0000	0,0000	0,4916	0,3172	2,1955	
33	8	01/09/25	21	0,4232	0,0000	0,0000	0,5232	0,3428	2,1955	
34	31	02/09/25	20	0,4283	0,0000	0,0000	0,5283	0,3469	2,1955	
35	32	02/09/25	21	0,4606	0,0000	0,0000	0,5606	0,3731	2,1955	

Períodos s	Períodos t	Dia	Hora	p^s (€/kWh)	E_c^s (kWh)	E_p^s (kWh)	$C_{EA,n,ex}$	V_{DEA}	$E_{sat,cons}^s$ (kWh)	Resultado do fluxograma
1	32	02/09/25	21	0,4606	0,3790	0,0000	0,5606	0,3731	0,3790	Candidato a retirar energia do SA
2	31	02/09/25	20	0,4283	0,5050	0,0000	0,5283	0,3469	0,8840	Candidato a retirar energia do SA
3	8	01/09/25	21	0,4232	0,4030	0,0000	0,5232	0,3428	1,2870	Candidato a retirar energia do SA
4	7	01/09/25	20	0,3916	0,2520	0,0000	0,4916	0,3172	1,5390	Candidato a retirar energia do SA
5	21	02/09/25	10	0,3713	0,0730	0,3199	0,4713	0,3007	1,5390	Candidato a retirar energia do SA
6	30	02/09/25	19	0,3635	1,5930	0,0012	0,4635	0,2945	3,1308	
7	22	02/09/25	11	0,3320	0,0850	0,2643	0,4320	0,2689	3,1308	
8	6	01/09/25	19	0,3263	0,2200	0,0281	0,4263	0,2643	3,3227	
9	33	02/09/25	22	0,2686	0,7060	0,0000	0,3686	0,2176	4,0287	
10	9	01/09/25	22	0,1926	0,3950	0,0000	0,2926	0,1560	4,4237	
11	34	02/09/25	23	0,1844	0,9790	0,0000	0,2844	0,1494	5,4027	
12	20	02/09/25	9	0,1764	0,3780	0,2282	0,2764	0,1429	5,5526	
13	35	02/09/25	24	0,1686	0,2850	0,0000	0,2686	0,1365	5,8376	
14	12	02/09/25	1	0,1643	0,3140	0,0000	0,2643	0,1331	6,1516	
15	19	02/09/25	8	0,1571	0,1810	0,0256	0,2571	0,1272	6,3070	
16	13	02/09/25	2	0,1569	0,2020	0,0000	0,2569	0,1271	6,5090	
17	10	01/09/25	23	0,1541	0,5180	0,0000	0,2541	0,1248	7,0270	
18	14	02/09/25	3	0,1470	0,2140	0,0000	0,2470	0,1191	7,2410	
19	15	02/09/25	4	0,1403	0,2140	0,0000	0,2403	0,1136	7,4550	
20	18	02/09/25	7	0,1398	0,1820	0,0000	0,2398	0,1133	7,6370	
21	16	02/09/25	5	0,1383	0,1860	0,0000	0,2383	0,1120	7,8230	
22	17	02/09/25	6	0,1383	0,3570	0,0000	0,2383	0,1120	8,1800	
23	11	01/09/25	24	0,1379	0,3200	0,0000	0,2379	0,1117	8,5000	
24	29	02/09/25	18	0,0837	0,1830	0,0267	0,1837	0,0678	8,6562	
25	24	02/09/25	13	0,0714	0,0350	0,4927	0,1714	0,0578	8,6562	
26	27	02/09/25	16	0,0714	0,3410	0,0354	0,1714	0,0578	8,9618	
27	23	02/09/25	12	0,0710	0,0510	0,5203	0,1710	0,0575	8,9618	
28	25	02/09/25	14	0,0710	0,1280	0,1658	0,1710	0,0575	8,9618	
29	26	02/09/25	15	0,0710	0,2080	0,0329	0,1710	0,0575	9,1369	
30	28	02/09/25	17	0,0710	0,1350	0,1708	0,1710	0,0575	9,1369	
31	1	01/09/25	14	0,0659	1,9840	0,6340	0,1659	0,0534	10,4869	
32	2	01/09/25	15	0,0659	0,4610	0,3530	0,1659	0,0534	10,5949	
33	3	01/09/25	16	0,0659	0,4040	0,2790	0,1659	0,0534	10,7200	
34	4	01/09/25	17	0,0659	0,4300	0,3431	0,1659	0,0534	10,8068	
35	5	01/09/25	18	0,0659	0,3560	0,2163	0,1659	0,0534	10,9465	

Figura 40 – Aplicação do algoritmo do fluxograma da Figura 39

No sétimo e último passo, os 35 períodos considerados no algoritmo de gestão ativa (11 do dia D + 24 do dia D+1) retomam a sua organização cronológica, ou seja, de acordo com o valor t. Note-se que cada período t mantém associados os respetivos valores u e s das ordens de mérito anteriormente explicitadas. Esta ordenação cronológica permite definir o despacho das quantidades de energia a enviar e a retirar do SA, tendo em consideração os resultados do algoritmo da Figura 39 (identificação dos períodos candidatos a enviar energia não excedente para o SA e períodos candidatos a obter energia do SA para satisfação de consumo).

A quantidade de energia adicional face à energia de excedentes a ser enviada em cada período t para o SA (E_{ad}^t) pode ser calculada por:

$$E_{ad}^t = \begin{cases} 0 & \text{se } t \notin \vartheta \\ \min \left\{ E_c^t; \frac{lmc - B_{disp}^{t-1}}{\eta_{car}} ; P_{maxcar} \times \Delta t \right\} & \text{se } t \in \vartheta \wedge E_{ex}^t > 0 \\ \min \left\{ E_p^t; \frac{lmc - B_{disp}^{t-1}}{\eta_{car}} ; P_{maxcar} \times \Delta t \right\} & \text{se } t \in \vartheta \wedge E_{ex}^t \leq 0 \end{cases} \quad (52)$$

onde: ϑ é o conjunto de períodos t cujos períodos u correspondentes foram, através do algoritmo da Figura 39, identificados como candidatos a enviar energia não excedente para o SA.

Importa neste momento referir que a expressão (52) possibilita que em alguns períodos $t \in \vartheta$ possa ser enviada para o SA uma quantidade de energia não excedente superior à que seria necessária para se obter o valor $E_{sat_cons}^S$. Contudo, os efeitos desta situação no processo de gestão ativa (em termos de otimização do valor da energia produzida no SF) tenderão a ser reduzidos. Com efeito, esta situação apenas ocorrerá uma vez em cada conjunto de 35 períodos utilizados no processo de despacho. Por outro lado, a capacidade da bateria tenderá também a limitar este efeito, uma vez que os períodos $t \in \vartheta$ em que pode ocorrer o envio de energia não excedente não necessária para satisfazer $E_{sat_cons}^S$ tenderá a ser o último período do conjunto ϑ .

A quantidade de energia a ser consumida em cada período t proveniente de descarga do SA (vista do lado do consumo) pode ser calculada por:

$$E_{desc_SA}^t = \begin{cases} 0 & se\ t \notin \gamma \\ \min\{E_c^t - E_p^t; (B_{disp}^{t-1} - lmd) \times \eta_{desc}; P_{maxdesc} \times \Delta t\} & se\ t \in \gamma \end{cases} \quad (53)$$

onde: γ é o conjunto de períodos t cujos períodos s correspondentes foram, através do algoritmo da Figura 39, identificados como candidatos a obter energia para satisfação do consumo a partir do SA.

O estado de carga da bateria tem de ser atualizado em função das cargas e descargas a que o SA é sujeito. Neste trabalho assume-se que, num determinado período t , o SA pode carregar ou descarregar, mas não ambas as situações no mesmo período t . Assim:

$$B_{disp}^t = \begin{cases} B_{disp}^{t-1} + (E_{ad}^t \times \eta_{car}) & se\ E_{ad}^t > 0 \wedge E_{desc_SA}^t = 0 \\ B_{disp}^{t-1} - \left(\frac{E_{desc_SA}^t}{\eta_{desc}} \right) & se\ E_{ad}^t = 0 \wedge E_{desc_SA}^t > 0 \\ B_{disp}^{t-1} & se\ E_{ad}^t = 0 \wedge E_{desc_SA}^t = 0 \end{cases} \quad (54)$$

Ainda neste passo, é importante referir que, para efeitos da elaboração do despacho da energia produzida no SF, as cargas do SA com energia adicional são efetuadas pela ordem de mérito u e as descargas do SA pela ordem de mérito s . Obviamente que no funcionamento do sistema, as cargas e descargas seguem a ordem cronológica dos períodos t .

A Figura 41 apresenta o resultado do sétimo passo do modelo de gestão ativa. A terceira coluna corresponde ao resultado da aplicação do fluxograma demonstrado na Figura 39; a quarta coluna corresponde à quantidade de energia excedente que será enviada para o SA, determinada de acordo com a equação (44); a quinta coluna mostra a quantidade de energia adicional a enviar para o SA, calculada com base na equação (52); a sexta coluna indica a quantidade de energia que será retirada do SA, conforme a equação (53); e por fim, a última coluna representa o estado de carga do SA, obtido segundo a equação (54).

Períodos t	Dia	Hora	Resultado do fluxograma	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	B_{disp}^t (kWh)
1	01/09/25	14	Candidato a armazenar energia no SA	0,0000	0,6340	0,0000	1,0706
2	01/09/25	15		0,0000	0,0000	0,0000	1,0706
3	01/09/25	16	Candidato a armazenar energia no SA	0,0000	0,2790	0,0000	1,3216
4	01/09/25	17	Candidato a armazenar energia no SA	0,0000	0,3431	0,0000	1,6304
5	01/09/25	18		0,0000	0,0000	0,0000	1,6304
6	01/09/25	19		0,0000	0,0000	0,0000	1,6304
7	01/09/25	20	Candidato a retirar energia do SA	0,0000	0,0000	0,2520	1,3504
8	01/09/25	21	Candidato a retirar energia do SA	0,0000	0,0000	0,4030	0,9027
9	01/09/25	22		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
10	01/09/25	23		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
11	01/09/25	24		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
12	02/09/25	1		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
13	02/09/25	2		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
14	02/09/25	3		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
15	02/09/25	4		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
16	02/09/25	5		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
17	02/09/25	6		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
18	02/09/25	7		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
19	02/09/25	8		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
20	02/09/25	9		0,0000	0,0000	0,0000	0,9027
21	02/09/25	10	Candidato a retirar energia do SA	0,2469	0,0000	0,0000	1,1249
22	02/09/25	11		0,1793	0,0000	0,0000	1,2862
23	02/09/25	12		0,4693	0,0000	0,0000	1,7086
24	02/09/25	13		0,4577	0,0000	0,0000	2,1205
25	02/09/25	14	Candidato a armazenar energia no SA	0,0378	0,1280	0,0000	2,2698
26	02/09/25	15		0,0000	0,0000	0,0000	2,2698
27	02/09/25	16		0,0000	0,0000	0,0000	2,2698
28	02/09/25	17		0,0358	0,0000	0,0000	2,3020
29	02/09/25	18		0,0000	0,0000	0,0000	2,3020
30	02/09/25	19		0,0000	0,0000	0,0000	2,3020
31	02/09/25	20	Candidato a retirar energia do SA	0,0000	0,0000	0,5050	1,7409
32	02/09/25	21	Candidato a retirar energia do SA	0,0000	0,0000	0,3790	1,3197
33	02/09/25	22		0,0000	0,0000	0,0000	1,3197
34	02/09/25	23		0,0000	0,0000	0,0000	1,3197
35	02/09/25	24		0,0000	0,0000	0,0000	1,3197

Figura 41 – Resultado do sétimo passo do modelo de gestão ativa

Analisando a Figura 41, é possível observar que o período $t = 21$ (assinalado pelo retângulo vermelho) corresponde a um candidato para retirar energia, mas simultaneamente apresenta energia excedente. Tendo estes dois aspetos em conta, modelo de gestão ativa toma a decisão de que neste período t não irá retirar energia do SA, visto que existe energia excedente.

3.2.3.4 Avaliação económica do algoritmo de gestão ativa

Tal como nos modelos de gestão anteriores, é relevante efetuar uma avaliação do desempenho económico que se pode esperar com a utilização do algoritmo de gestão ativa proposto neste trabalho. Importa, neste momento, explicitar que nas secções anteriores se descreveu o algoritmo de gestão ativa, o qual se pretende que funcione de forma a efetuar um despacho da energia produzida no SF para um conjunto de períodos t subsequentes. Neste caso concreto, e tendo em consideração o funcionamento do MIBEL, pretende-se que o algoritmo, num determinado momento do dia D , elabore o despacho da energia que se prevê produzir no SF ao longo de 11 horas desse mesmo dia D e nas 24 horas do dia $D+1$. O despacho mencionada refere-se à decisão sobre se a energia produzida em cada período t subsequente será autoconsumida ou armazenada no SA, tendo em consideração o consumo de cada período t , a previsão de produção no SF e os preços da eletricidade.

Não obstante, a avaliação do desempenho económico do algoritmo é importante, uma vez que permitirá comparar resultados com os obtidos pelas metodologias mais tradicionais de gestão dos SF. Assim, tal como nos casos anteriores, utiliza-se neste ponto a metodologia VAL para efetivar a avaliação do desempenho económico.

A utilização da metodologia do VAL impõe a necessidade de se conhecer o investimento efetuado, os custos incorridos e os benefícios obtidos. No que concerne ao investimento, apenas o custo associado à compra e instalação do SF é, neste caso, considerado. O custo associado ao SA é, neste caso, contabilizado através do custo associado à sua degradação por unidade de energia que é enviada para armazenamento. Assim, o custo associado ao armazenamento em cada período t pode ser obtido por:

$$C_{arm_ener}^t = E_{ex_env_SA}^t \times (cd_{SA} + q^t) + E_{ad}^t \times (p^t + cd_{SA}) \quad (55)$$

Note-se que o custo do armazenamento inclui duas parcelas: uma referente ao custo de armazenamento da energia excedente, e outra referente ao custo de armazenamento da energia adicional. No primeiro caso internaliza-se a potencial remuneração que deixa de ser recebida pelo facto de se armazenar energia em detrimento da sua venda a um comercializador ou agregador. No segundo caso é contabilizada a energia que tem de ser adquirida de um comercializador para substituir a energia armazenada que seria autoconsumida caso não existisse a gestão ativa. Note-se que, em ambos os casos, o custo de degradação da bateria é contabilizado.

Uma vez que o crescimento dos custos associados à eletricidade e à degradação do SA não assume necessariamente o mesmo valor, o que pode influenciar a análise económica, a expressão (55) pode ser reescrita na forma:

$$C_{arm_ener}^t = cd_{SA} \times (E_{ex_env_SA}^t + E_{ad}^t) + E_{ex_env_SA}^t \times q^t + E_{ad}^t \times p^t \quad (56)$$

O custo anual relativo ao armazenamento de energia no SA pode então ser subdividido em duas parcelas, uma relativa à degradação do SA ($c_{arm_ener,SA}$) e outra relacionada com o custo/valor da eletricidade ($c_{arm_ener,E}$), ou seja:

$$c_{arm_ener,SA} = \sum_{t=1}^T cd_{SA} \times (E_{ex_env_SA}^t + E_{ad}^t) \quad (57)$$

$$c_{arm_ener,E} = \sum_{t=1}^T E_{ex_env_SA}^t \times q^t + E_{ad}^t \times p^t \quad (58)$$

Os benefícios resultantes da gestão ativa, num determinado período t , resultam do autoconsumo de energia produzida no SF (E_{AC}^t) e da potencial remuneração de energia vendida a um comercializador ou agregador (E_{exp}^t), ou seja:

$$E_{AC}^t = E_p^t - E_{ex_env_SA}^t - E_{ad}^t - E_{exp}^t + E_{desc_SA}^t \quad (59)$$

Por seu lado, atendendo a que se assume neste trabalho que apenas se exporta energia excedente que não possa ser armazenada, a energia exportada num determinado período t pode ser calculada por:

$$E_{exp}^t = \begin{cases} E_{ex}^t - E_{ex_env_SA}^t & \text{se } E_{ex}^t > 0 \\ 0 & \text{se } E_{ex}^t \leq 0 \end{cases} \quad (60)$$

O valor económico resultante da gestão ativa ao longo de um ano, pode então ser calculado por:

$$O = \sum_{t=1}^Y O^t \quad (61)$$

onde: Y é o número de períodos considerados para o ano.

Assim, a avaliação económica do SF dotado de SA e de gestão ativa da energia pode ser conseguida através da metodologia do VAL, ou seja:

$$VAL = -Inv_{in} + \sum_{a=1}^T \left(\frac{O \times (1+i)^{a-1} - (c_{MSA} + c_{O\&M}) \times (1+j)^{a-1} - c_{arm_ener,SA} \times (1+j)^{a-1} - c_{arm_ener,E} \times (1+i)^{a-1}}{(1+r)^{a-1}} \right) \quad (62)$$

onde: $c_{arm_ener,SA}$ é o custo de armazenamento de energia relativo à degradação do SA (€);

$c_{arm_ener,E}$ é o custo de armazenamento de energia relacionada com o custo/valor da eletricidade (€).

Capítulo 4. Avaliação do desempenho económico dos modelos de gestão

4.1 Enquadramento

O presente capítulo é dedicado à análise do desempenho económico de cada um dos modelos de gestão de SF apresentados no capítulo 3, bem como à respetiva comparação. Ainda neste capítulo, irão ser efetuadas comparações entre previsões e valores reais de modo a testar o desempenho do modelo de gestão ativa.

A avaliação de desempenho foi consumada considerando um consumidor doméstico (habitação unifamiliar) com potência contratada de 5,75 kVA localizado na periferia da cidade de Viseu. Ademais, a avaliação envolveu quatro cenários, a saber:

- Cenário 1 – instalação elétrica não dotada de SF nem SA;
- Cenário 2 – instalação elétrica dotada de SF em regime de autoconsumo, mas sem SA (utilização do modelo de gestão descrito na secção 3.2.1);
- Cenário 3 – instalação elétrica dotada de SF e de SA sem gestão ativa da energia produzida no SF (utilização do modelo de gestão descrito na secção 3.2.2);
- Cenário 4 – instalação elétrica dotada de SF e SA, mas com gestão ativa da energia produzida no SF (utilização do modelo descrito na secção 3.2.3).

Nos cenários 2 e 3 foram consideradas diferentes potências instaladas nos SF. No cenário 3, para além das diferentes potências instaladas no SF, foram também considerados diferentes capacidades para o SA.

A análise do desempenho foi efetuada considerando períodos horários de uma hora.

As simulações dos casos de estudo 1 a 3 foram efetuadas recorrendo apenas ao *software* Microsoft Excel, enquanto as simulações do cenário 4 foram efetuadas recorrendo a programação em *Python* juntamente com o *software* Microsoft Excel. As Figura 42 e 43 mostram extratos das ferramentas utilizadas.

	Período Horário	Preço Compra Energia (€/kWh)	Energia consumida (kWh)	Energia produzida pelo SF (kWh)	Energia Autoconsumida (kWh)	Energia para a exportar RESP (kWh)	Energia RESP (kWh)	Valor económico resultante do SF (€)	Preço a pagar pela energia vida da RESP (€)
Dados	01-01 1	0,1624	0,6617	0,0000	0,0000	0,0000	0,6617	0,0000	0,1075
	01-01 2	0,1624	0,6672	0,0000	0,0000	0,0000	0,6672	0,0000	0,1084
	01-01 3	0,1624	0,2917	0,0000	0,0000	0,0000	0,2917	0,0000	0,0474
Parâmetros avaliação económica	01-01 4	0,1624	0,3044	0,0000	0,0000	0,0000	0,3044	0,0000	0,0494
Taxa de atualização	01-01 5	0,1624	0,3867	0,0000	0,0000	0,0000	0,3867	0,0000	0,0466
Taxa de crescimento custo das baterias	01-01 6	0,1624	0,2906	0,0000	0,0000	0,0000	0,2906	0,0000	0,0472
Taxa de inflação (geral)	01-01 7	0,1624	0,4258	0,0000	0,0000	0,0000	0,4258	0,0000	0,0691
Prazo de investimento (anos)	01-01 8	0,1624	0,4806	0,0000	0,0000	0,0000	0,4806	0,0000	0,0780
	01-01 9	0,1624	0,4289	0,0000	0,0000	0,0000	0,4289	0,0000	0,0697
Valores de investimento	01-01 10	0,1624	0,4400	0,0183	0,0000	0,0000	0,4217	0,0000	0,0683
Custo SA (BMS + Bateria) - referido ao momento 0	01-01 11	0,1624	0,4050	0,1456	0,1456	0,0000	0,3614	0,0233	0,0423
% Custo SA que se refere à bateria	01-01 12	0,1624	0,3256	0,4342	0,3256	0,1168	-0,1168	0,0572	-0,0943
Custo Bateria instalada no início do investimento	01-01 13	0,1624	0,3211	0,3786	0,3786	0,0000	0,0426	0,0432	0,0069
Custo do BMS no início do investimento	01-01 14	0,1624	0,2517	0,2177	0,2177	0,0000	0,0340	0,0354	0,0055
Gerador fotovoltaico	01-01 15	0,1624	0,2017	0,1289	0,1289	0,0000	0,1328	0,0299	0,0218
	01-01 16	0,1624	0,3050	0,1235	0,1235	0,0000	0,1525	0,0248	0,0248
Valores calculados	01-01 17	0,1624	0,3550	0,1582	0,1582	0,0000	0,1688	0,0257	0,0320
Vida útil de componentes/equipamentos	01-01 18	0,1624	0,3672	0,0000	0,0000	0,0000	0,3672	0,0000	0,0596
Vida útil Bateria 1 (anos)	01-01 19	0,1624	0,3317	0,0000	0,0000	0,0000	0,5317	0,0000	0,0863
Vida útil Bateria 2 (anos)	01-01 20	0,1624	0,3200	0,0000	0,0000	0,0000	0,5200	0,0000	0,0844
Vida útil do BMS (anos)	01-01 21	0,1624	0,4206	0,0000	0,0000	0,0000	0,4206	0,0000	0,0683
Valor do investimento segunda bateria - referido ao momento 0	01-01 22	0,1624	0,6189	0,0000	0,0000	0,0000	0,6189	0,0000	0,1005
Custo segunda bateria	01-01 23	0,1624	0,4356	0,0000	0,0000	0,0000	0,4356	0,0000	0,0707
Amortização do investimento em componentes/equipamentos	01-01 24	0,1624	0,3759	0,0000	0,0000	0,0000	0,3759	0,0000	0,0607
Custo de depreciação bateria 1 (referido ao final de cada ano)	02-01 1	0,1624	0,3311	0,0000	0,0000	0,0000	0,3311	0,0000	0,0538
Custo de depreciação bateria 2 (referido ao final de cada ano)	02-01 2	0,1624	0,3050	0,0000	0,0000	0,0000	0,3050	0,0000	0,0495
Custo anual do BMS referido ao momento 0	02-01 3	0,1624	0,3022	0,0000	0,0000	0,0000	0,3022	0,0000	0,0491
Benefício	02-01 4	0,1624	0,2972	0,0000	0,0000	0,0000	0,2972	0,0000	0,0483
Custo manutenção - referênciã - preço do ano zero	02-01 5	0,1624	0,3283	0,0000	0,0000	0,0000	0,3283	0,0000	0,0533
Custo manutenção - referênciã - preço do ano zero	02-01 6	0,1624	0,4456	0,0000	0,0000	0,0000	0,4456	0,0000	0,0724
Custo manutenção - referênciã - preço do ano zero	02-01 7	0,1624	0,3417	0,0000	0,0000	0,0000	0,3417	0,0000	0,0555
Características SF	02-01 8	0,1624	0,3356	0,0000	0,0000	0,0000	0,3356	0,0000	0,0545
Potência (W)	02-01 9	0,1624	0,4444	0,0009	0,0009	0,0000	0,4446	0,0001	0,0720
Custo de exportação de energia para a RESP	02-01 10	0,1624	0,4900	0,5258	0,4900	0,0358	-0,0358	0,0810	-0,0014
	02-01 11	0,1624	1,2378	1,4397	1,2378	0,2019	-0,2019	0,2091	-0,0081
	02-01 12	0,1624	0,8383	1,6912	0,8383	0,8212	-0,8212	0,1691	-0,0329
	02-01 13	0,1624	0,6050	0,9128	0,6050	0,3078	-0,3078	0,1106	-0,0123
	02-01 14	0,1624	0,5011	2,8543	0,5011	2,3532	-2,3532	0,1755	-0,0941
	02-01 15	0,1624	1,0700	2,9975	1,0700	1,9275	-1,9275	0,2589	-0,0771

Figura 42 – Simulação recorrendo ao *software* Microsoft Excel

```
def executar_ciclos_intervalo_dados(file_path, sheet_name="1", data_inicio_str="01-08-2025", data_fim_str="19-08-2025"):
    data_atual,
    country="PRICE_PT")

# 4. CALCULAR EXCEDENTES (M - L)
with cronometro_etapa("Calculando excedentes"):
    ws_atual = wb[nome_folha_atual]
    sucesso_excedentes = calcular_excedentes(ws_atual)

    if sucesso_excedentes:
        print("✅ Cálculo de excedentes concluído")
    else:
        print("⚠ Falha no cálculo de excedentes - continuando...")

with cronometro_etapa("Carregando excedentes no SA"):
    sucesso_carga_sa = carregar_excedentes_no_SA(wb, nome_folha_atual, ciclo_numero)

    if sucesso_carga_sa:
        print("✅ Carga de excedentes no SA concluída")
    else:
        print("⚠ Falha na carga de excedentes - continuando...")

# 4. CALCULAR cEA e vDEA
with cronometro_etapa("Calculando cEA e vDEA"):
    ws_atual = wb[nome_folha_atual]
    sucesso_calculo = calcular_cEA_vDEA(ws_atual)

    if sucesso_calculo:
        print("✅ Cálculos cEA e vDEA concluídos")
    else:
        print("⚠ Falha no cálculo cEA e vDEA - continuando...")

# 5 PROCESSAR OM1 e OM2
with cronometro_etapa("Processando OM1 - ordem crescente de cEA"):
    sucesso_om1 = processar_OM1(wb, nome_folha_atual)
    if sucesso_om1:
        print("OM1 processado com sucesso!")
    else:
        print("Falha no processamento OM1 - continuando...")

    sucesso_om2 = processar_OM2(wb, nome_folha_atual)
    if sucesso_om2:
        print("OM2 processado com sucesso!")
    else:
        print("Falha no processamento OM2 - continuando...")
```

Figura 43 – Simulação recorrendo ao código *Python*

4.2 Dados

4.2.1 Consumo de eletricidade

O consumidor considerado para a avaliação efetuada neste capítulo é do tipo doméstico, com uma potência contratada de 5,75 kVA e com um consumo anual de energia igual a 3627 kWh.

O perfil de carga do consumidor, assumido como típico, com discretização quarto horária e na ausência de SF e de SA, foi obtido na plataforma da E-redes (foi considerado o perfil do ano de 2024). Uma vez que a análise é, neste trabalho, efetuada com discretização horária, o perfil de carga foi adaptado para essa situação, considerando em cada hora do ano uma potência que resulta da média das potências de cada quarto de hora que a constituem. Assim, nas simulações foram considerados 8760 valores de potência, correspondendo às 8760 horas do ano típico.

A Figura 44 mostra o perfil de carga com discretização horária para 4 dias situados em estações do ano distintas.

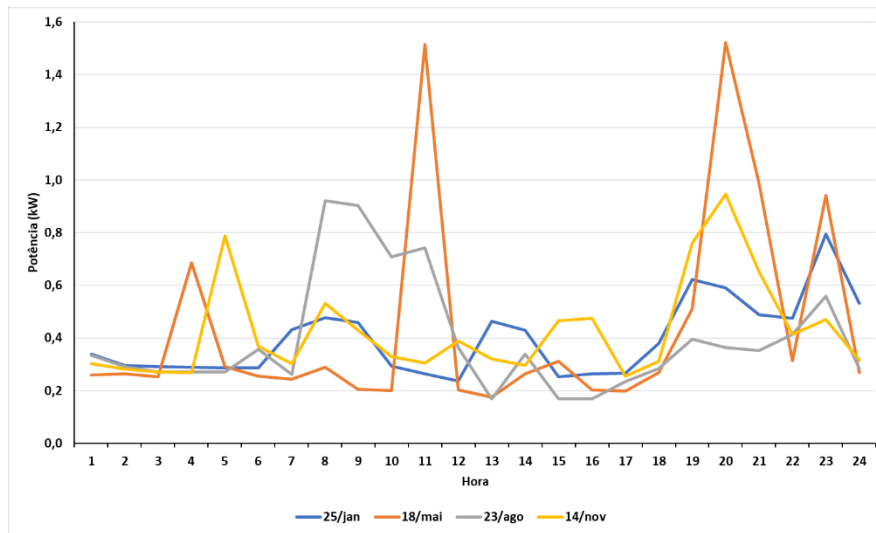


Figura 44 – Perfil de carga com discretização horária para 4 dias situados em estações do ano distintas

4.2.2 Perfil de produção para o SF

A análise de desempenho do SF nos quatro cenários identificados na secção 4.1 impõe a necessidade de se conhecer a produção esperada no SF para um ano considerado como típico (no presente trabalho o ano de 2023).

Os perfis de produção foram, neste trabalho, obtidos na plataforma PVGIS [75]. Uma vez que se pretende simular diferentes potências instaladas, nomeadamente nos cenários 2 a 4, optou-se por obter o perfil de produção por cada kW de potência instalada. Acresce que se considerou que o SF seria montado no telhado do edifício, numa estrutura fixa, orientado a sul e com uma inclinação de 36° com a horizontal (a orientação e inclinação foram otimizadas pela plataforma do PVGIS). O rendimento global considerado para o SF foi de 14%, tal como se evidencia na Figura 45.

The screenshot shows the PVGIS 'HOURLY RADIATION DATA' configuration interface. The top section displays cursor coordinates (40.550, -8.031), elevation (310m), and PVGIS version (5.3). It includes options for 'Use terrain shadows' (Calculated horizon checked) and download buttons for CSV and JSON. The main configuration area includes: Solar radiation database (PVGIS-SARAH3), Start and End year (2023), Mounting type (Fixed selected), Slope (0-90 degrees), Azimuth (-180-180 degrees), PV power (checked), PV technology (Crystalline Silicon (original)), Installed peak PV power (1 kWp), System loss (14%), and Radiation components (unchecked). A sidebar on the left shows navigation options like GRID CONNECTED, TRACKING PV, OFF-GRID, MONTHLY DATA, DAILY DATA, HOURLY DATA, and TMY.

Figura 45 – Parâmetros considerados no perfil de produção

A Figura 46 mostra o perfil de produção por cada kW de potência instalada no SF para os mesmos dias que serviram de exemplo na secção anterior (perfil de carga). Note-se que, com base no perfil de produção obtido para um gerador de 1 kW de potência instalada, é possível obter a produção para um gerador com qualquer outra potência instalada nas mesmas condições. Para o efeito bastará multiplicar os valores do perfil obtido para o gerador de 1 kW pela potência instalada no gerador desejado.

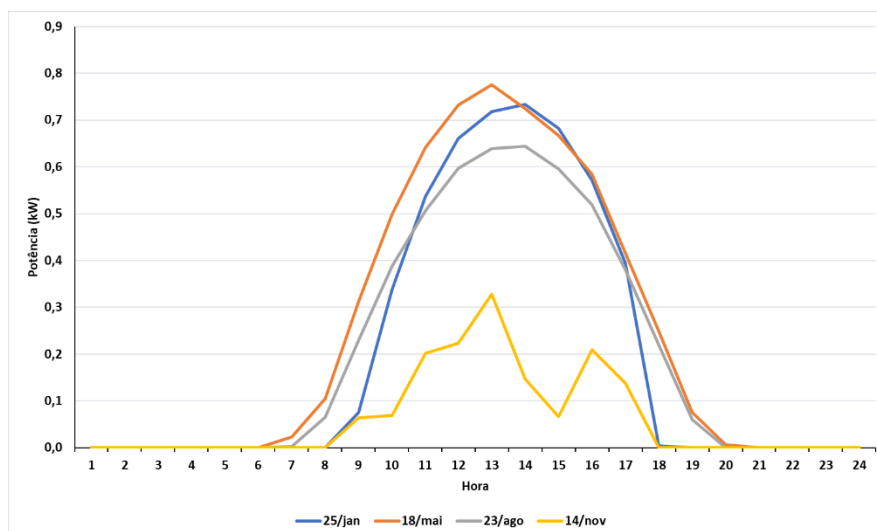


Figura 46 – Perfil de produção para 4 dias situados em estações do ano distintas

4.2.3 Preços da energia elétrica

Os preços da energia elétrica, importada e exportada da rede, são um aspeto essencial à análise ao desempenho dos modelos de gestão dos SF.

No que concerne à energia exportada, em todos os cenários avaliados, foi considerada uma remuneração da energia igual a 0,04 €/kWh, correspondente ao valor pago pela comercializadora MEO Energia [88].

Para a energia importada foram considerados diversos tarifários, os quais podem ser subdivididos em tarifários não indexados e tarifários indexados. No caso dos tarifários não indexados foram ainda consideradas diferentes opções tarifárias, nomeadamente tarifário simples, bi-horário e tri-horário.

Nos cenários 1 a 3 foram considerados quatro tipos de tarifários, a saber: i) não indexado simples, não indexado bi-horário, e não indexado tri-horário da comercializadora SU ELETRICIDADE [89]; ii) e indexado horário da comercializadora REPSOL [90].

As tarifas de energia e de potência da operadora SU ELETRICIDADE que foram utilizadas referem-se ao ano de 2024. No caso da comercializadora REPSOL, as tarifas da energia para cada hora, indexadas ao MIBEL, foram calculadas utilizando a expressão:

$$P_{omieh} \times (1 + Perdas_h) \times FA + Q_{tarifa} + TAR_{energia} \quad (63)$$

onde: P_{omieh} é o valor para a hora h e para o sistema elétrico português obtido no MIBEL (€/kWh) [91];

$Perdas_h$ é o coeficiente de perdas correspondente à hora h , estabelecido pela entidade reguladora (%);

FA é o fator de adequação, correspondendo à constante 1,03 [90];

Q_{tarifa} é o custo dos serviços complementares, encargos, desvios e margem da comercializadora, cujo valor é fixo e é igual a 0,01479 €/kWh [90];

$TAR_{energia}$ corresponde à parcela referente à energia das tarifas de acesso às redes (€/kWh).

A Tabela 6 sistematiza as tarifas relacionadas com a compra de energia elétrica, bem como o valor da tarifa de acesso às redes referentes à potência para uma potência contratada de 5,75 kVA. No caso dos tarifários não indexados, o valor da parcela de energia referente às tarifas de acesso está incluído no preço de aquisição da energia elétrica.

Tabela 6 – Custos de aquisição de energia elétrica e encargo de potência

Tipo de tarifário		Período	Custo de aquisição de energia elétrica (€/kWh) ^{7,8}	Custo de encargo de potência (€/dia) ⁹
Não indexado	Simplex	-	0,1521	0,2703
	Bi-horário	Fora do Vazio	0,1898	
		Vazio	0,1034	
	Tri-horário	Ponta	0,2314	
		Cheias	0,1679	
		Vazio	0,1034	
Indexado horário	Preço por hora		Preço calculado pela equação (64)	0,3645 ¹⁰

⁷ Inclui o custo da tarifa de acesso às redes

⁸ Valores sem IVA

⁹ Valores sem IVA

¹⁰ Tarifa para o ano 2025

Para a determinação dos períodos horários (simples, bi-horário e tri-horário) dos tarifários não indexados foram considerados os respetivos ciclos, aos quais correspondem os períodos constantes da Tabela 7.

Tabela 7 – Ciclos horários considerados nas simulações

Ciclo horário		Períodos horários
Simples		00h às 24h
Bi-horário	Vazio	22h às 8h
	Fora do vazio	8h às 22h
Tri-horário ¹¹	Ponta	9h às 11h
		18h às 21h
	Cheias	8h às 9h
		11h às 18h 21h às 22h

No caso do tarifário indexado foi considerado o período tri-horário, sendo os custos de acesso às redes (a parcela TAR na expressão (64)) em cada período apresentados na Tabela 7. Note-se que os valores do custo de acesso às redes correspondem aos verificados em 2024, tendo sido obtidos em [72].

Tabela 8 – Custo de acesso às redes para a tarifa tri-horária, verificados em 2024

Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1511 €/kWh
	Horas de cheias	0,0237 €/kWh
	Horas de vazio	0,0092 €/kWh

¹¹ Os períodos horários referentes ao ciclo tri-horário foram ajustados devido ao facto de nas simulações serem considerados períodos horários. Os períodos originais do ciclo tri-horário são os seguintes: Horas de ponta – 9h às 10h30 / 18h às 20h30; Horas de cheia – 8h às 9h / 10h30 às 18h / 20h30 às 22h; Horas de vazio: 22h às 8h.

A Figura 47 mostra, a título ilustrativo e para os dias anteriormente considerados como exemplo (secções 4.2.1 e 4.2.2), os valores do preço da eletricidade no MIBEL, para o caso do sistema elétrico português.

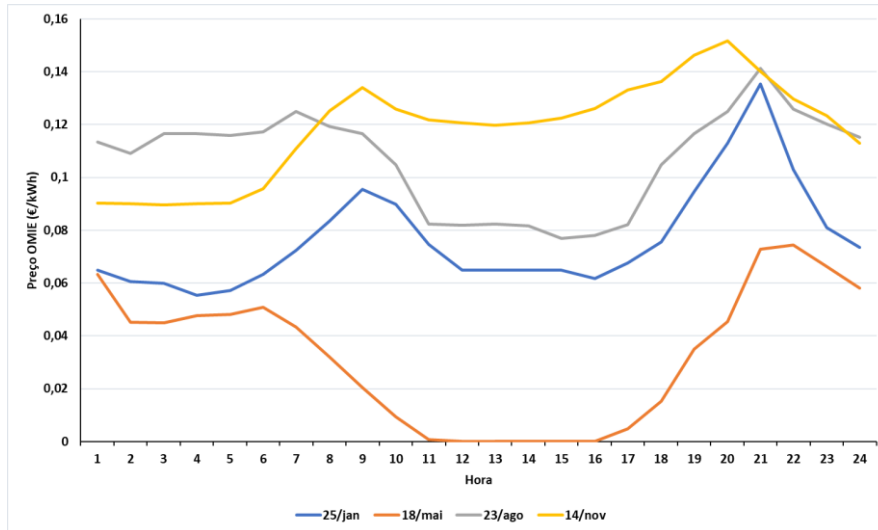


Figura 47 – Valores do preço da eletricidade no MIBEL para os 4 dias situados em estações do ano distintas

Com base nesses valores, foi possível obter os preços para a energia elétrica que resultariam da aplicação da equação (64), os quais se evidenciam na Figura 48.

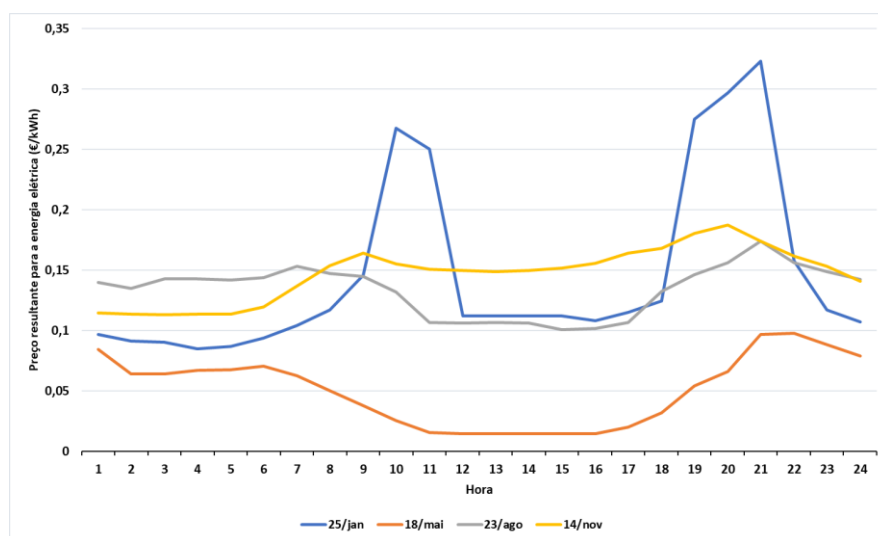


Figura 48 – Preços para a energia elétrica resultantes da aplicação da equação (64)

No cenário 4 apenas foi adotado um tarifário indexado, no caso o da comercializadora REPSOL, uma vez que esta será a situação mais adequada para estas simulações. É importante salientar que, embora a análise se concentre neste tipo de tarifário, seria igualmente possível aplicar outros tipos de tarifários, como não indexado simples, bi-horário ou tri-horário, bem como considerar outras propostas.

O custo anual de importação de energia elétrica da rede (V_{pagar_ano}) é calculado através da equação (2) da secção 2.2.7.2, com um ajuste de forma a abranger todos os valores do ano, como se pode verificar na expressão abaixo:

$$V_{pagar_ano} = \sum_m \sum_d \sum_h (C_{kWh,m,d,h} \times Cons_{m,d,h}) + C_{pot} + I \quad (64)$$

onde: m representa os meses do ano;

d representa os dias de cada mês do ano;

h é a hora de cada dia;

$C_{kWh,m,d,h}$ é o custo de aquisição de energia elétrica na hora h do dia d do mês m (€/kWh);

$Cons_{m,d,h}$ é o consumo de energia no período h do dia d do mês m (kWh);

C_{pot} é o valor do custo anual relacionado com a potência contratada, o qual corresponde ao produto entre o número de dias do ano e o valor da tarifa de potência constante da Tabela 6 (€);

I são os impostos e taxas aplicáveis que inclui a taxa de exploração da DGEG, o IEC, a taxa CAV e o IVA (€).

4.2.4 Características do SF e do SA

A fim de analisar o efeito da potência instalada do SF e da capacidade do SA no desempenho das estratégias de gestão apresentadas no capítulo 3, foram utilizados SF com potências diferentes e SA com capacidades distintas. A Tabela 9 mostra as potências instaladas consideradas no SF bem como o valor do investimento que cada uma representa, o qual engloba o preço do sistema fotovoltaico, os encargos de instalação e a aquisição de um medidor inteligente [92].

Tabela 9 – Potências instaladas e custos considerados no SF

Potência instalada (kW)	Investimento (€)
0,92	1152,08 [93]
1,84	1449,23 [93]
3,22	2515,00 [92]
5,06	3045,59 [93]

Para o caso do SA, a Tabela 10 mostra as capacidades de armazenamento do SA consideradas bem como os respetivos investimentos que representam, os quais foram calculados com base na linha de tendência para os custos de SA em Portugal, obtida no estudo descrito na secção 2.2.5.

Tabela 10 – Capacidades e custos dos SA considerados

Capacidade (kWh)	Investimento (€)
1	435,42
3	1224,38
5	2013,34
10	3985,74

Para os SA foram considerados os parâmetros técnicos descritos na Tabela 11.

Tabela 11 – Parâmetros técnicos do SA considerados nos cenários 3 e 4

Parâmetro	Valor
DoD	90 %
Rendimento carga/descarga	90 %
Potência máxima de carga/descarga	50% da capacidade estipulada
Ciclos de vida	6000

4.2.5 Parâmetros utilizados na avaliação económica

A avaliação do desempenho económico de cada um dos cenários referidos na secção 4.1 impõe a utilização de uma metodologia adequada para o efeito. No presente trabalho, tal como referido na secção 3.2 optou-se pela utilização da metodologia do Valor Atualizado Líquido (VAL) e do Período de Retorno do Investimento (PRI).

A utilização destas metodologias implica a definição de um conjunto de parâmetros que possibilitam a respetiva aplicação. A Tabela 12 mostra os parâmetros adotados.

Tabela 12 – Parâmetros adotados na avaliação económica

Parâmetros avaliação económica	
Taxa de atualização	5%
Taxa de crescimento custo de eletricidade	3%
Taxa de crescimento custo das baterias	0%
Taxa de inflação (geral)	3%
Prazo de investimento (anos)	25

Para o caso da taxa de crescimento do custo das baterias foi assumido um valor nulo uma vez que se espera que os custos venham, efetivamente, a ser reduzidos ao longo do tempo.

4.3 Resultados

4.3.1 Cenário 1 – Sistema sem SF e sem SA

O cenário 1 representa o cenário base de referência, no qual a instalação de consumo não dispõe de SF nem SA. Este cenário permite estabelecer os custos de referência da aquisição de energia elétrica, importada na totalidade da Rede Elétrica de Serviços Públicos (RESP) através de um comercializador. Os resultados deste cenário

servirão como base de comparação para avaliar os benefícios dos cenários subsequentes, os quais incorporam SF e SA.

Neste cenário foram considerados quatro tarifários distintos, sendo que três são não indexados e um é indexado ao MIBEL. As tarifas aplicáveis em cada cenário são as apresentadas na secção 4.2.3.

A Figura 49 apresenta os resultados, os quais traduzem o custo anual associado à aquisição de energia. Note-se que este custo encerra não apenas a parcela de custos associada à energia, mas também a parcela associada à potência, ou seja, o custo resultante da potência contratada (5,75 kVA no presente estudo). Note-se que o custo anual associado à potência contratada é facilmente calculado multiplicando o número de dias do ano pelo valor diário desse custo. Para além dos custos referentes às parcelas da energia e da potência, o custo anual também inclui os custos referentes as taxas e impostos, incluindo a taxa de exploração da DGEG, o IEC, a taxa CAV e o IVA.

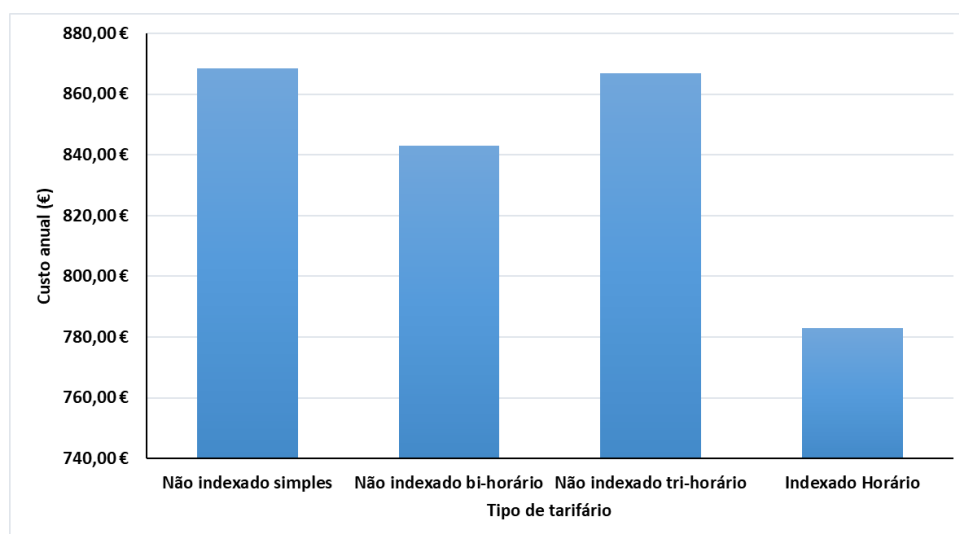


Figura 49 – Custo anual correspondente ao cenário 1

A análise do gráfico da Figura 49 mostra que o tarifário indexado apresenta o menor custo anual associado à aquisição de eletricidade (783 €), configurando-se, nas condições do estudo, como a opção mais vantajosa.

No que diz respeito aos tarifários não indexados, observa-se que o tarifário simples é o que apresenta maiores custos (869 €), seguido de perto pelo tri-horário (867 €). O tarifário bi-horário apresenta um custo inferior (843 €), o que se deve à concentração

de consumos no período de vazio, embora continue a apresentar um custo 7,66% superior ao verificado para o tarifário indexado.

Deste modo, conclui-se que a adoção do tarifário indexado horário permite uma poupança na fatura de eletricidade superior a 80 €/ano, em comparação com as alternativas de preço fixo.

4.3.2 Cenário 2 – Sistema com SF e sem SA

4.3.2.1 Custo anual com a aquisição de eletricidade

A instalação de um SF em regime de autoconsumo conduz, necessariamente, a uma redução na energia elétrica que tem de ser importada da RESP e, por consequência, os custos a suportar anualmente com a aquisição dessa energia. No presente trabalho assume-se que o consumidor manterá a potência contratada que já tinha antes da instalação do SF, pelo que a redução nos custos resulta apenas da parcela associada aos custos de energia e à parcela das tarifas de acesso relativa à energia.

Como anteriormente descrito, foram assumidas 4 potências instaladas para o SF (920 W, 1840 W, 3220 W e 5060 W) e quatro tarifários (3 não indexados - simples, bi-horário e tri-horário – e um indexado horário). A Figura 50 apresenta os valores do custo anual obtidos para cada combinação de tarifário e potência instalada no SF.

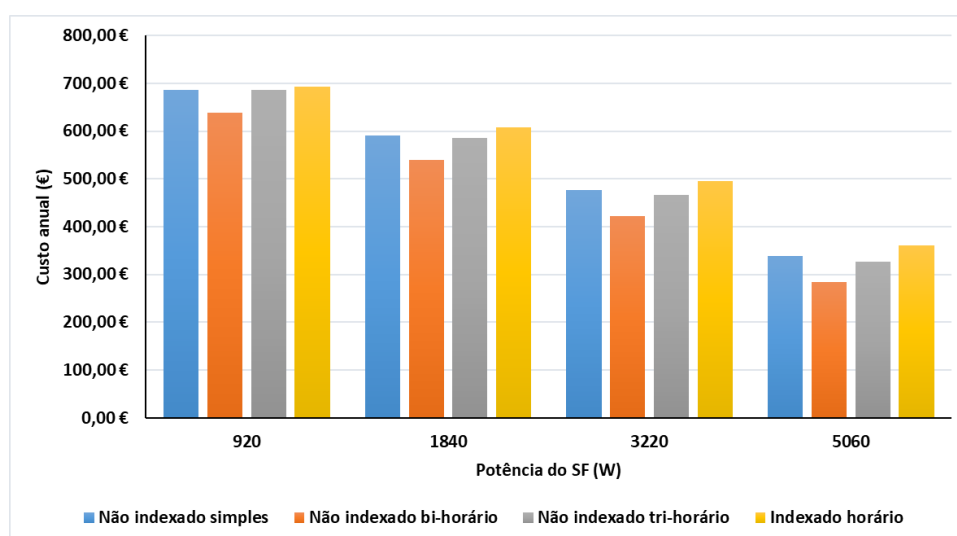


Figura 50 – Custo anual correspondente ao cenário 2

O gráfico da Figura 51 mostra o valor da redução no custo anual, face à situação de referência de inexistência de SF descrita na secção 4.3.1. Em todos os tarifários e para todas as potências instaladas no SF ocorre, como esperado, uma redução nos custos anuais relacionados com a aquisição de eletricidade para o consumidor. A Figura 52 mostra o valor da redução, em termos percentuais, onde um valor positivo significa que os custos com o SF são inferiores.

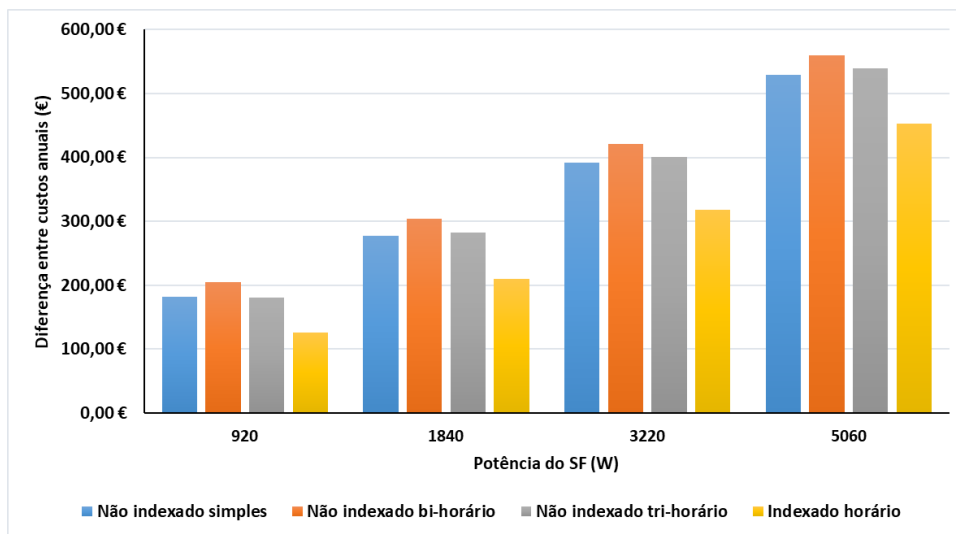


Figura 51 – Diferença do custo anual do cenário 2 em relação ao cenário base (em euros)

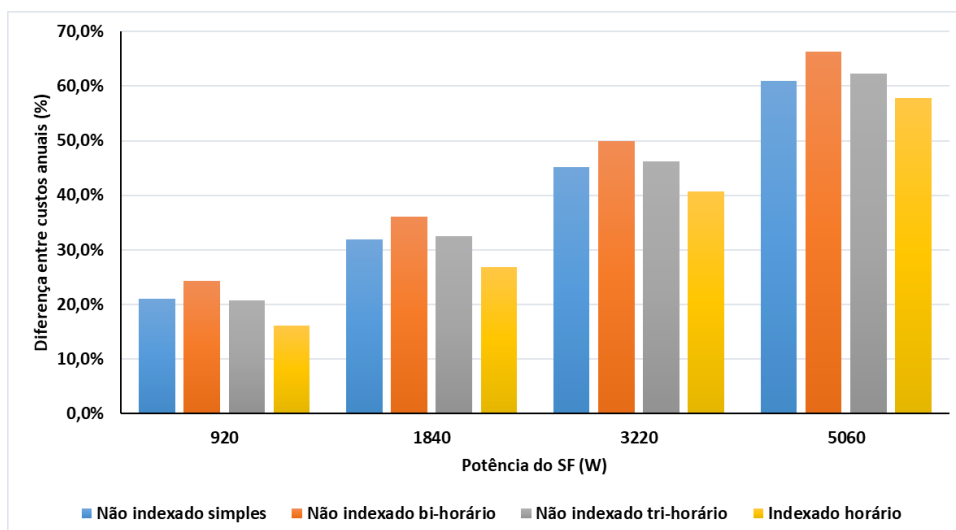


Figura 52 – Diferença do custo anual do cenário 2 em relação ao cenário base (em percentagem)

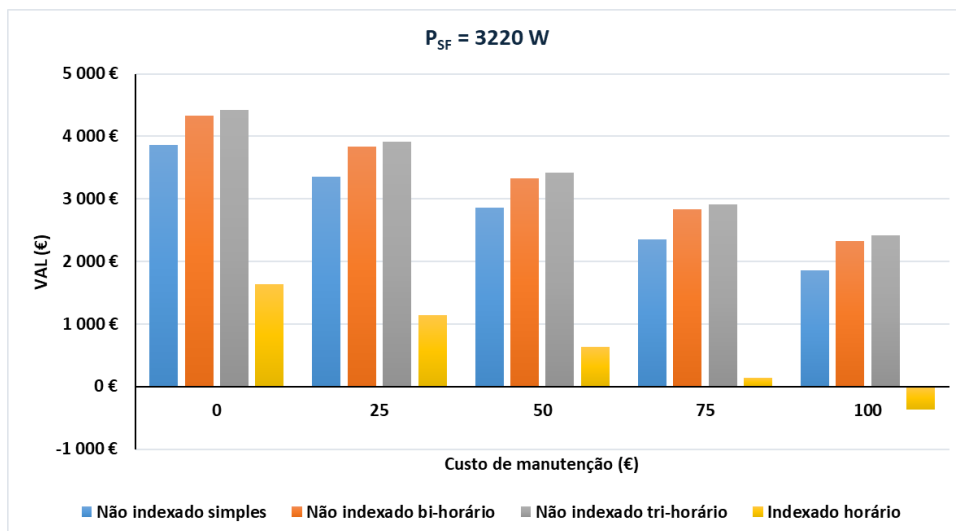
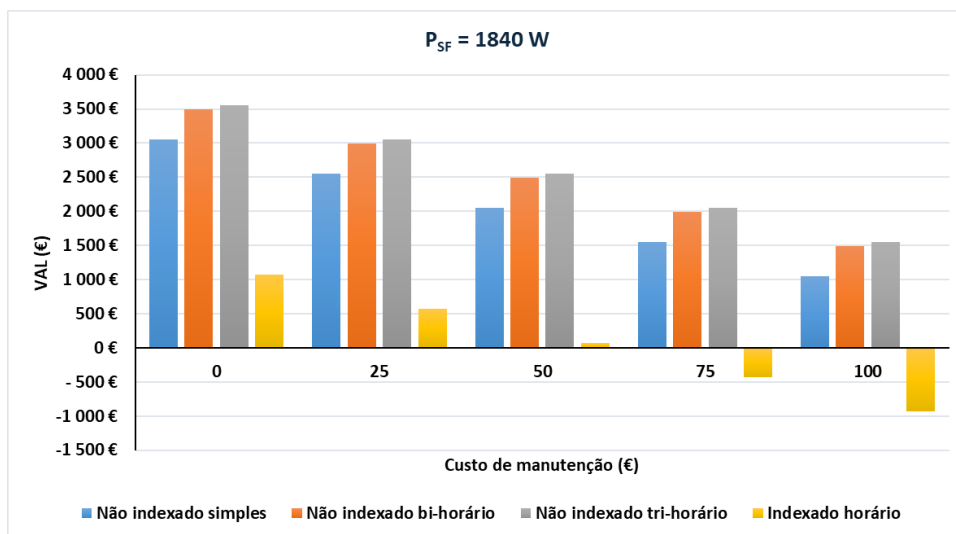
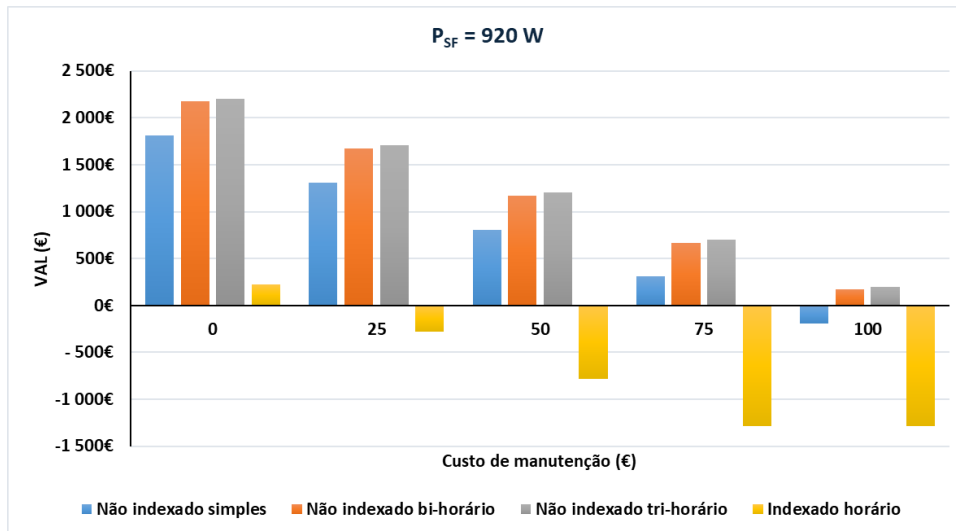
Em termos percentuais é perceptível que SF com maior potência instalada aportam maiores reduções nos custos de aquisição de eletricidade por parte do consumidor, independentemente do tipo de tarifário. Esta redução crescente com a potência instalada no SF deve-se ao facto de os SF de maior capacidade conseguirem satisfazer uma maior proporção do consumo total da instalação através do autoconsumo da energia produzida, reduzindo assim a dependência da RESP. No entanto, é fundamental destacar que maiores potências instaladas no SF podem conduzir a excedentes de produção que serão exportados para a rede a um preço substancialmente inferior ao custo de importação (0,04 €/kWh), podendo comprometer o desempenho económico dos SF.

4.3.2.2 Análise do desempenho económico

A instalação de um SF implica custos e benefícios para o consumidor, tal como evidenciado na secção 4.2. Os custos estão relacionados com o investimento no gerador e com os custos de manutenção que esse sistema implica. Os benefícios resultam do valor económico da energia produzida no SF, o qual tem duas componentes: o valor da energia autoconsumida e o valor dos excedentes exportados.

Com o objetivo de se compreender o impacto dos custos de manutenção no desempenho económico do SF optou-se no presente trabalho por considerar vários valores anuais para este custo, em concreto 0€, 25€, 50€, 75€ e 100€.

A aplicação da metodologia descrita na secção 3.2.1 deste trabalho permitiu obter os valores de VAL que se apresentam nos gráficos da Figura 53. Note-se que foram obtidos os VAL para SF com diferentes potências instaladas, diferentes custos de operação e diversos tarifários.



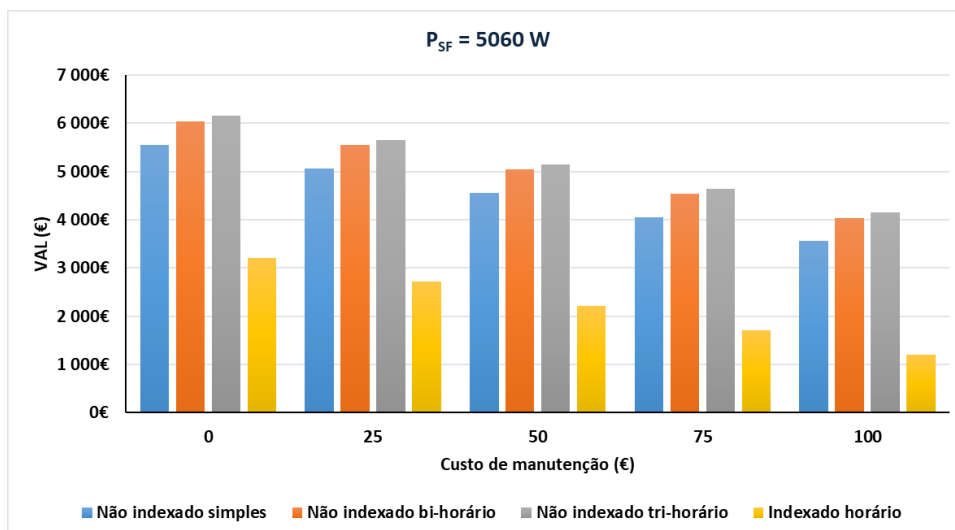


Figura 53 – Valores do VAL obtidos no cenário 2

Os gráficos da Figura 53 permitem observar que, como esperado, o aumento do custo de manutenção provoca uma redução do VAL em todos os tipos de tarifário e para todas as potências de SF consideradas.

No caso das menores potências para o SF (920 e 1840 W), os tarifários não indexados mantêm VAL positivo até aos custos de manutenção intermédios, embora com margens mais reduzidas. Por outro lado, o tarifário indexado sofre quebras mais acentuadas, apresentando valores negativos para custos de manutenção relativamente baixos, o que indica uma maior sensibilidade deste regime a custos adicionais. Para potências maiores do SF (3220 e 5060 W), todos os tarifários apresentam um VAL positivo, mantendo-se assim mesmo para custos de manutenção mais altos, embora se verifique, novamente, uma diminuição progressiva da vantagem económica à medida que o valor do custo de manutenção aumenta.

As Tabelas 13 a 16 apresentam o PRI (em anos) calculado para cada um dos casos, em função da potência do SF, do tarifário e do custo de manutenção.

Tabela 13 – PRI para os casos com SF de 920W

Custo de Manutenção (€/ano)	Tipo de tarifário			
	Não indexado simples	Não indexado bi-horário	Não indexado tri-horário	Indexado horário
0	8	7	7	20
25	10	8	8	Não foi pago
50	13	10	10	Não foi pago
75	18	14	14	Não foi pago
100	Não foi pago	21	20	Não foi pago

Tabela 14 – PRI para os casos com SF de 1840W

Custo de Manutenção (€/ano)	Tipo de tarifário			
	Não indexado simples	Não indexado bi-horário	Não indexado tri-horário	Indexado horário
0	6	6	6	12
25	7	6	6	16
50	8	7	7	23
75	10	9	8	Não foi pago
100	13	10	10	Não foi pago

Tabela 15 – PRI para os casos com SF de 3220W

Custo de Manutenção (€/ano)	Tipo de tarifário			
	Não indexado simples	Não indexado bi-horário	Não indexado tri-horário	Indexado horário
0	8	7	7	13
25	9	8	8	15
50	10	9	9	18
75	11	10	10	23
100	12	11	11	Não foi pago

Tabela 16 – PRI para os casos com SF de 5060W

Custo de Manutenção (€/ano)	Tipo de tarifário			
	Não indexado simples	Não indexado bi-horário	Não indexado tri-horário	Indexado horário
0	7	7	7	10
25	8	7	7	11
50	8	8	7	12
75	9	8	8	14
100	10	9	9	16

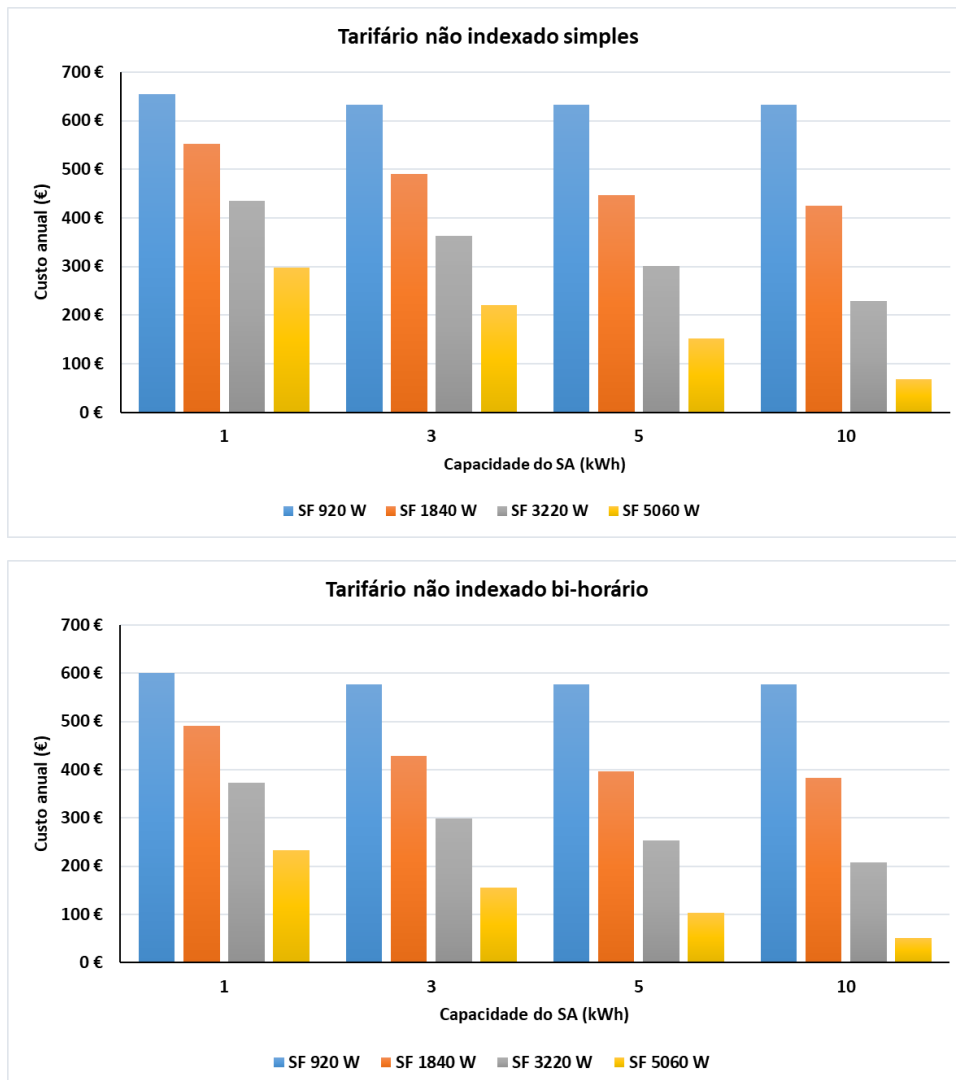
Conforme demonstrado nas tabelas acima, o PRI aumenta com o custo de manutenção, resultando num período de retorno mais. Para todas as potências, os tarifários com maior VAL (tarifários não indexados) apresentam um PRI mais curto, enquanto o tarifário indexado horário tende a registar PRI superiores e mais sensíveis aos custos de manutenção.

Nos casos em que surge a indicação “Não foi pago”, isso significa que o VAL se mantém negativo no final do prazo de investimento, ou seja, o investimento não é recuperado dentro dos 25 anos considerados.

4.3.3 Cenário 3 – Sistema com SF e SA sem gestão ativa

4.3.3.1 Custo anual com a aquisição de eletricidade

O cenário 3 representa a integração de um SA numa instalação com SF, sem recurso a gestão ativa da energia. Tal como no cenário 2, este abrange as quatro potências do SF, bem como os quatro tarifários de aquisição de energia elétrica, acrescentado quatro capacidades distintas de SA (1, 3, 5 e 10 kWh), resultando num total de 64 casos. A Figura 54 apresenta os valores do custo anual obtidos para cada combinação de tarifário, potência instalada no SF e capacidade de armazenamento do SA.



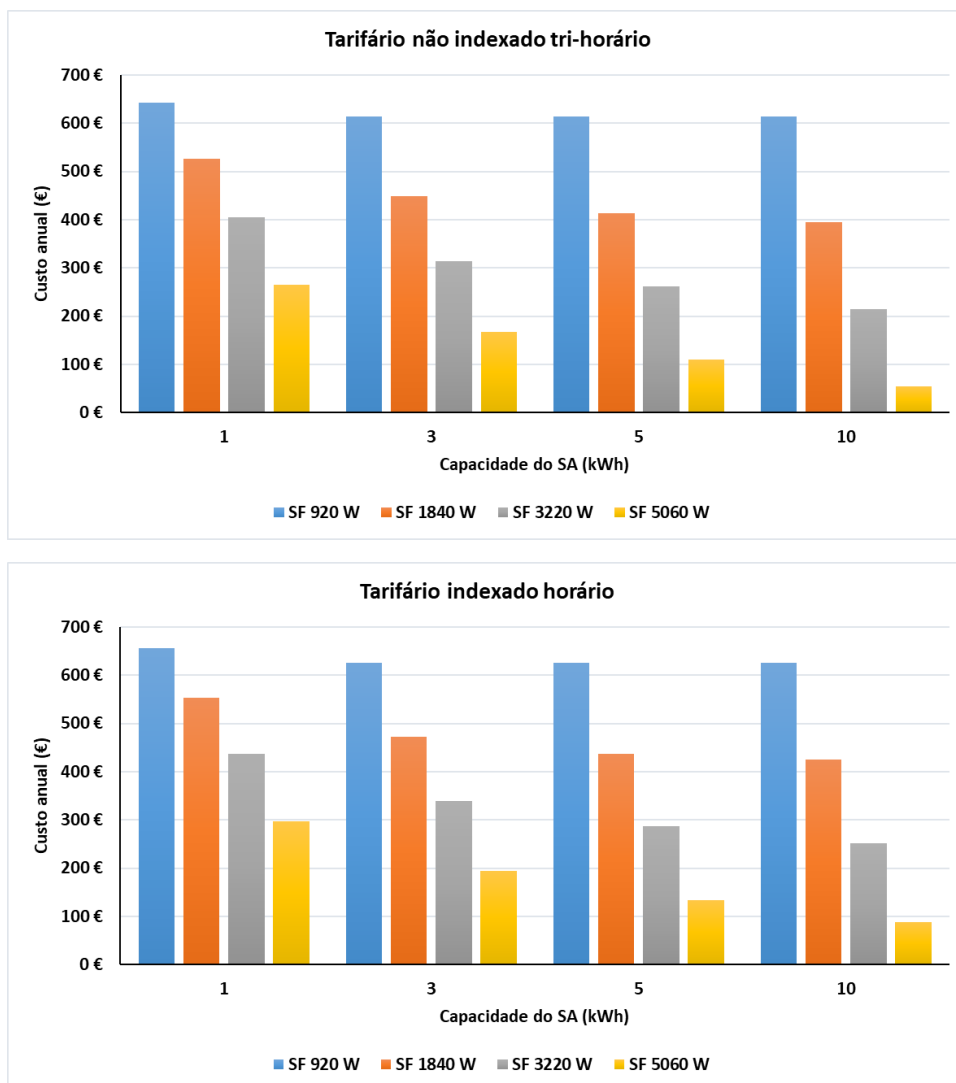
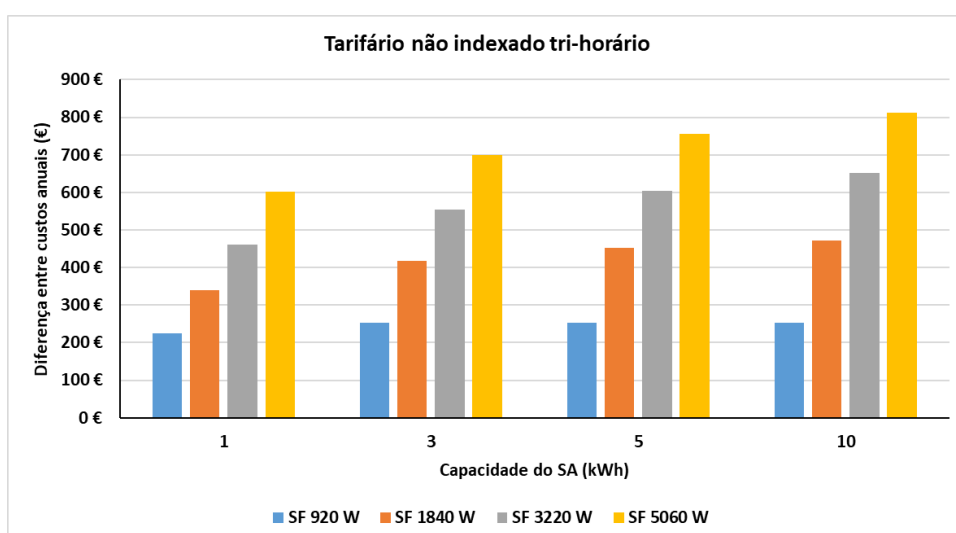
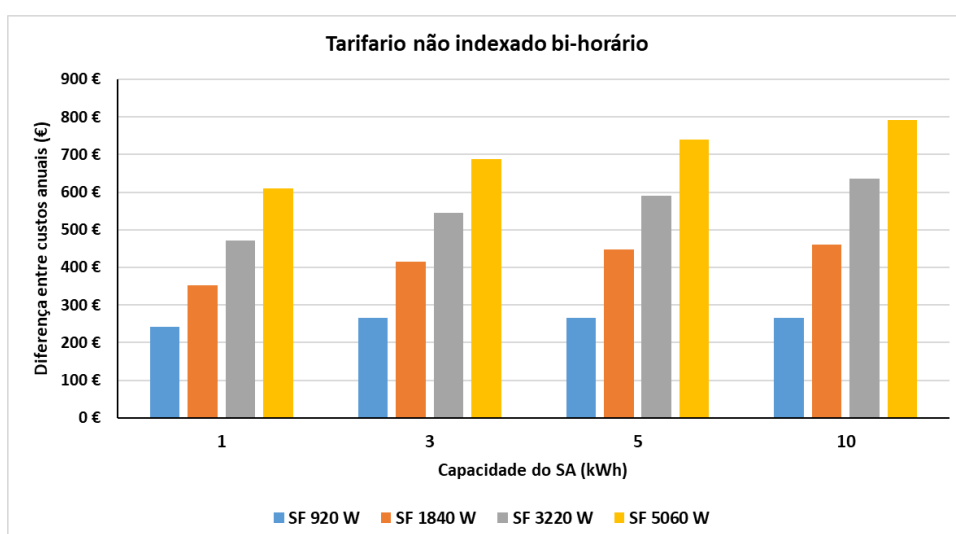
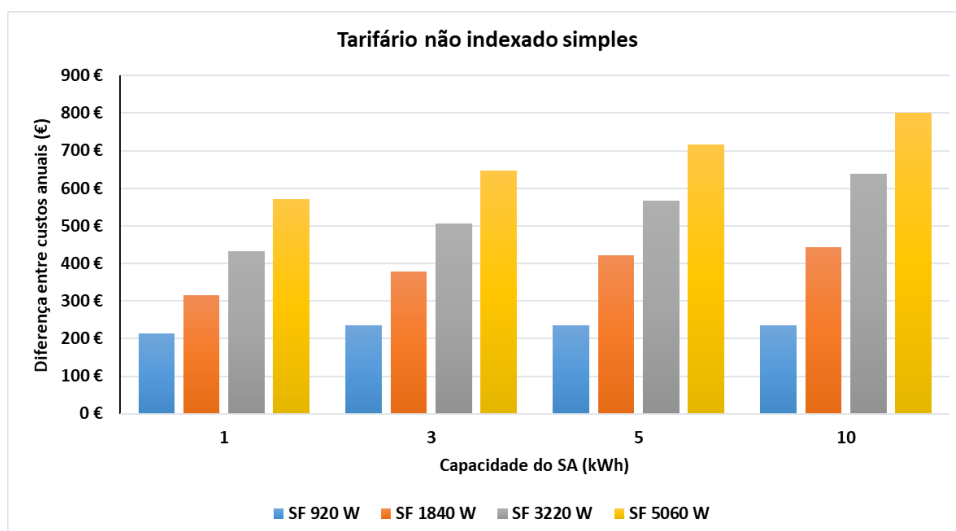


Figura 54 – Custo anual correspondente ao cenário 3

Os gráficos da Figura 55 mostram os valores da redução no custo anual, face à situação de referência de inexistência de SF descrita na secção 4.3.1. Tal como no cenário 2, em todos os tarifários e para todas as potências instaladas no SF ocorre, como esperado, uma redução nos custos anuais relacionados com a aquisição de eletricidade para o consumidor. A Figura 56 mostra o valor da redução em termos percentuais.



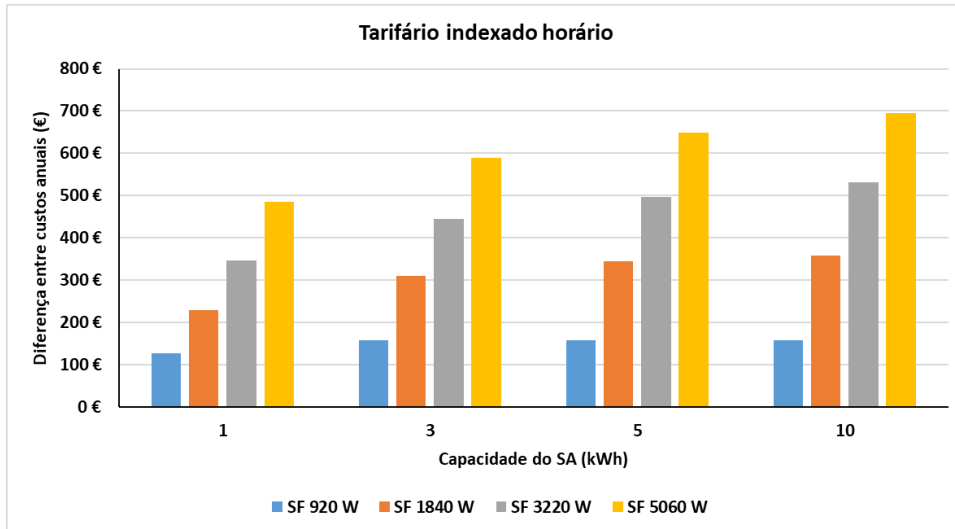
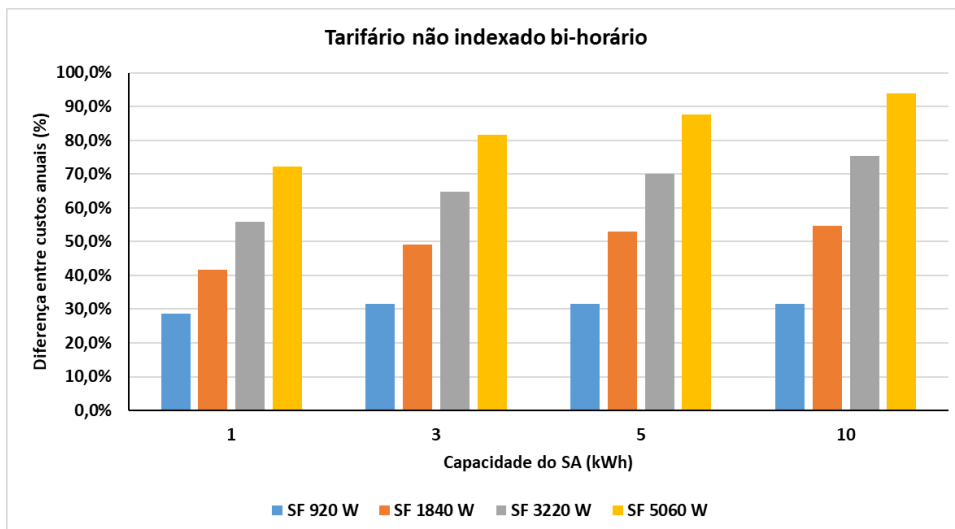
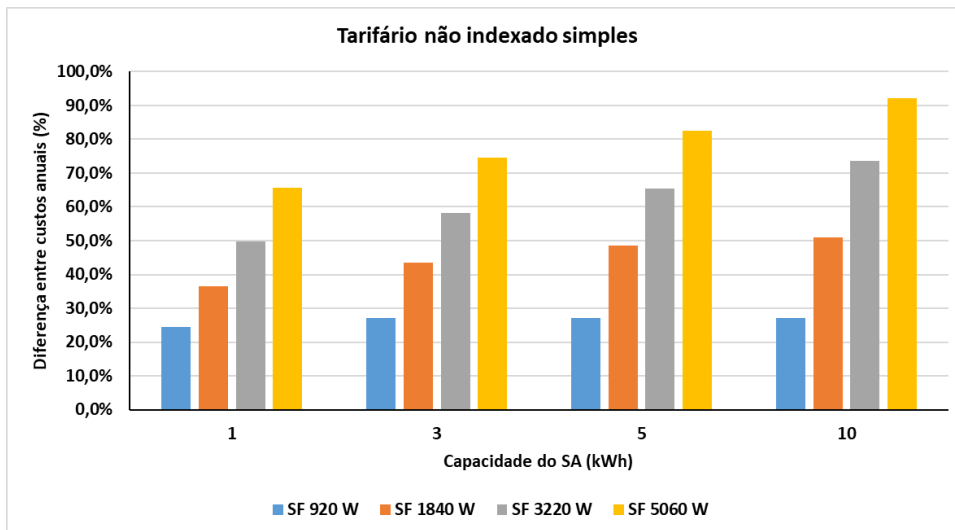


Figura 55 – Diferença do custo anual do cenário 3 em relação ao cenário base (em euros)



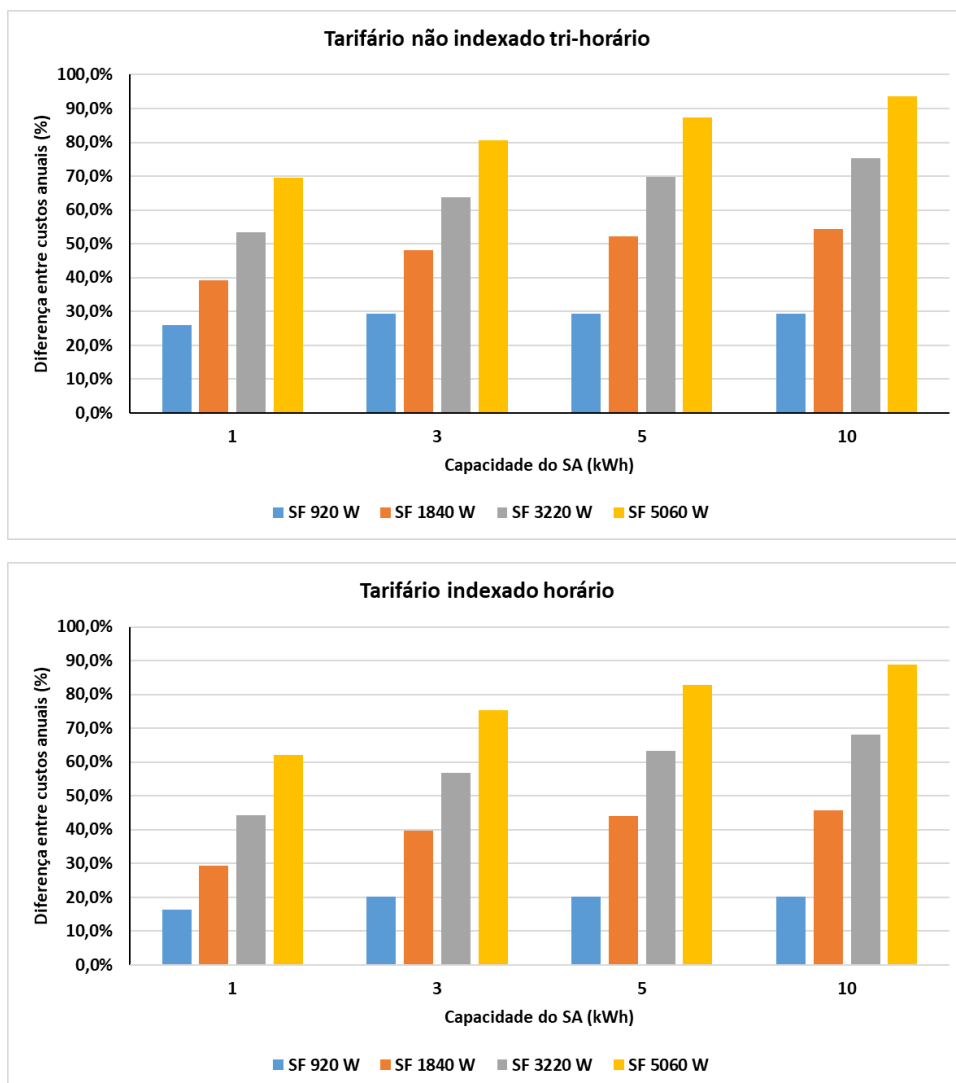


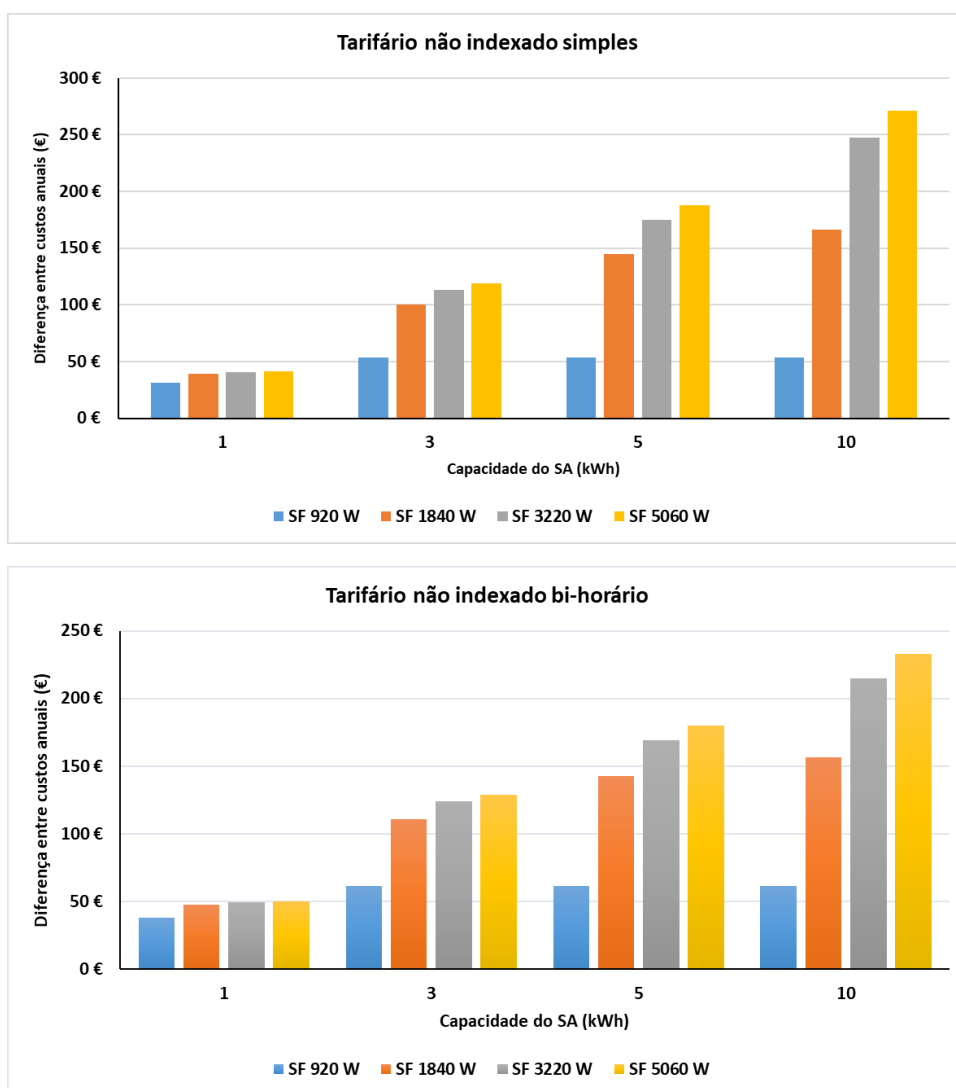
Figura 56 – Diferença do custo anual do cenário 3 em relação ao cenário base (em percentagem)

A análise dos gráficos da Figura 56 mostra que a adição do SA ao sistema leva a uma diminuição do custo anual de aquisição de energia para todos os tarifários e para todas as potências de SF consideradas.

Para cada tarifário, a redução percentual aumenta simultaneamente com a capacidade do SA e com a potência do SF. Assim, dependendo da combinação do tarifário com a capacidade de armazenamento do SA, verifica-se que: para o SF de 920 W, as poupanças situam-se entre 20 a 31 %; para o SF de 1840 W passam para valores de 29 a 55 %; para o SF de 3220 W atingem reduções de 50 a 76 %; e por fim, para o SF de 5060 W os ganhos são de 62 a 95 %. Em síntese, os resultados evidenciam que o impacto da introdução do SA é tanto mais relevante quanto maior for a potência instalada do SF e a

capacidade de armazenamento, traduzindo-se numa redução substancial da energia adquirida à rede em todos os regimes de tarifários considerados.

Os gráficos da Figura 57 mostram os valores da redução no custo anual, face ao cenário 2. Em todos os tarifários e para todas as potências instaladas no SF ocorre, como esperado, uma redução nos custos anuais relacionados com a aquisição de eletricidade para o consumidor. Os gráficos da Figura 58 mostram a redução em termos percentuais.



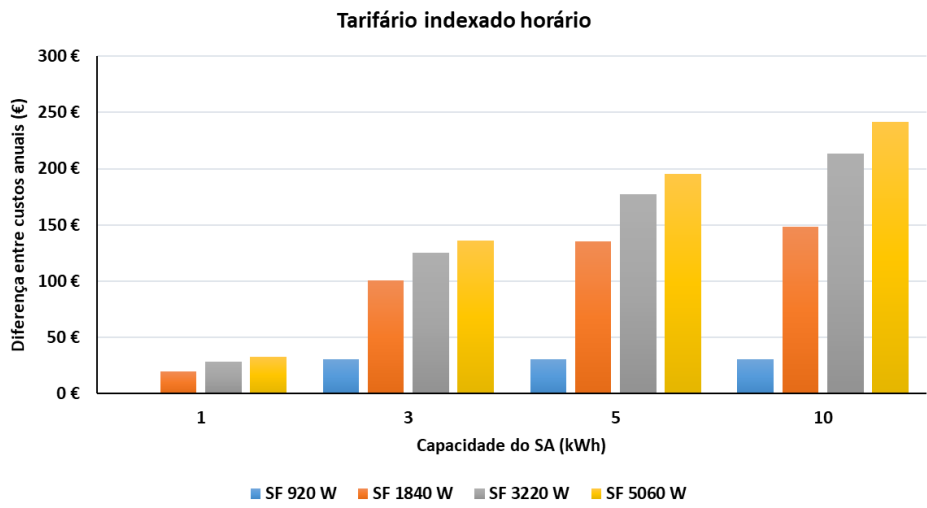
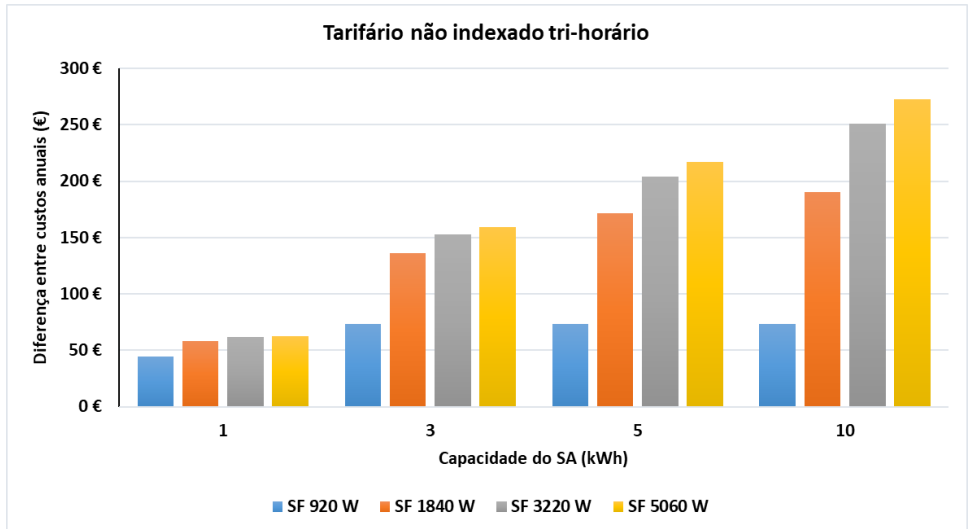
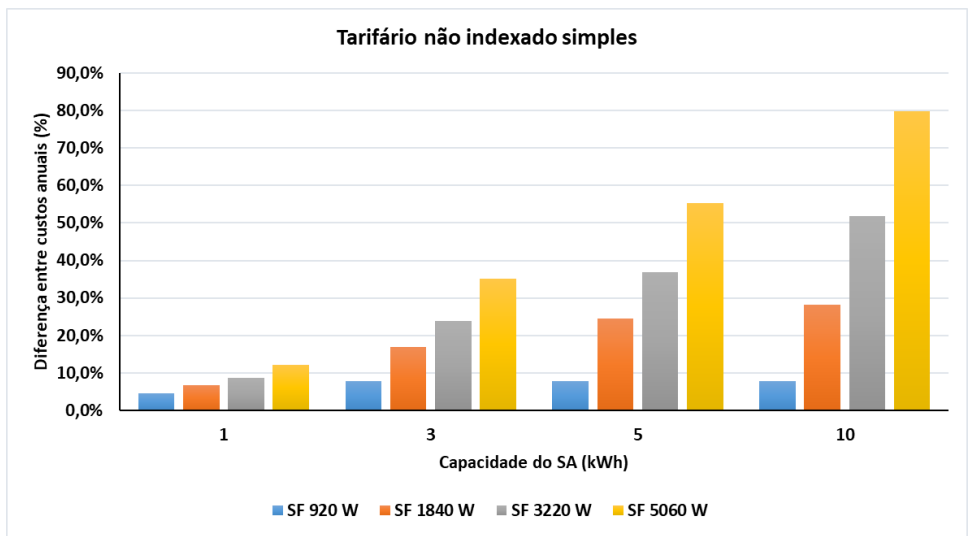


Figura 57 – Diferença do custo anual do cenário 3 em relação ao cenário 2 (em euros)



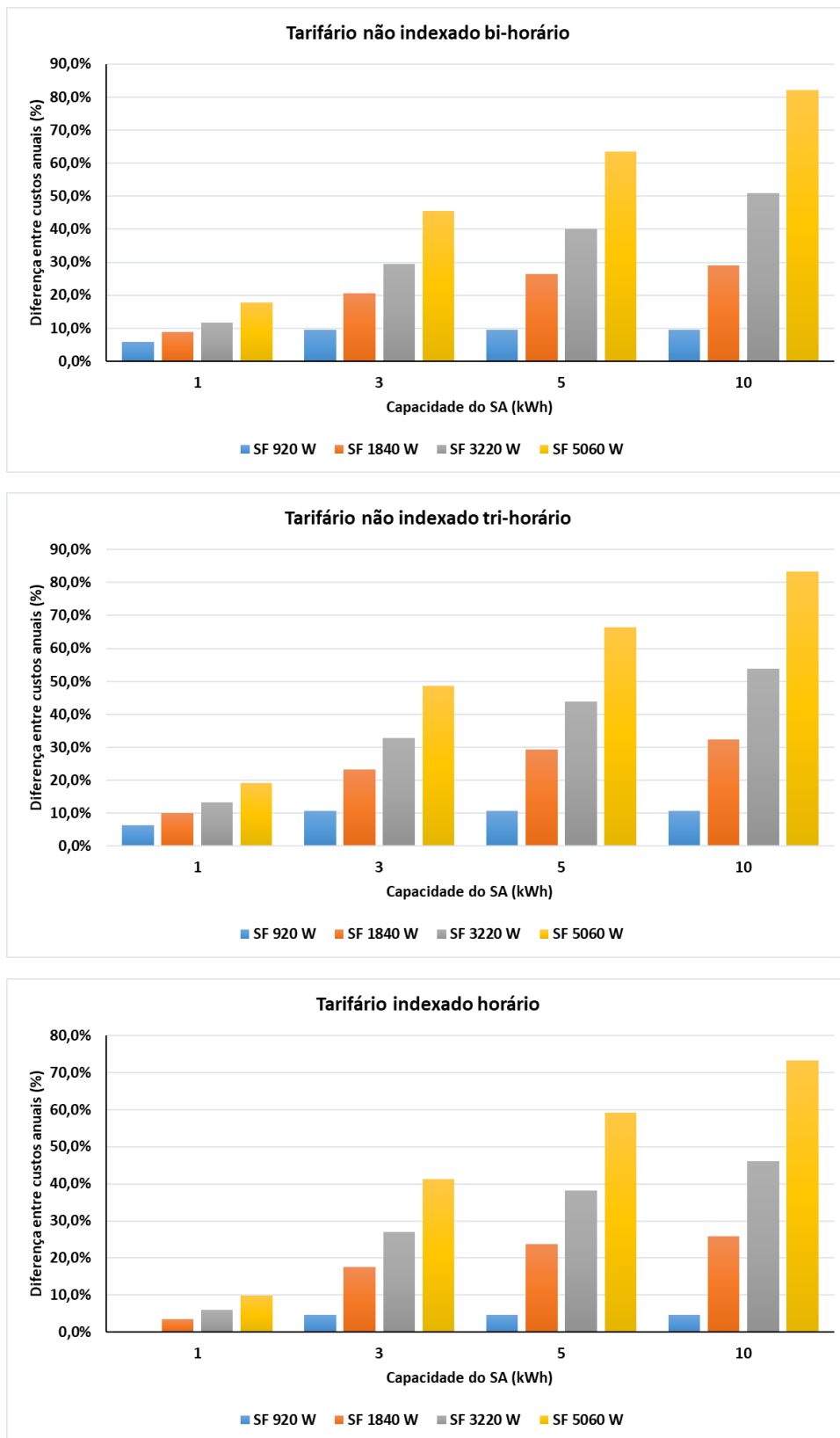


Figura 58 – Diferença do custo anual do cenário 3 em relação ao cenário 2 (em percentagem)

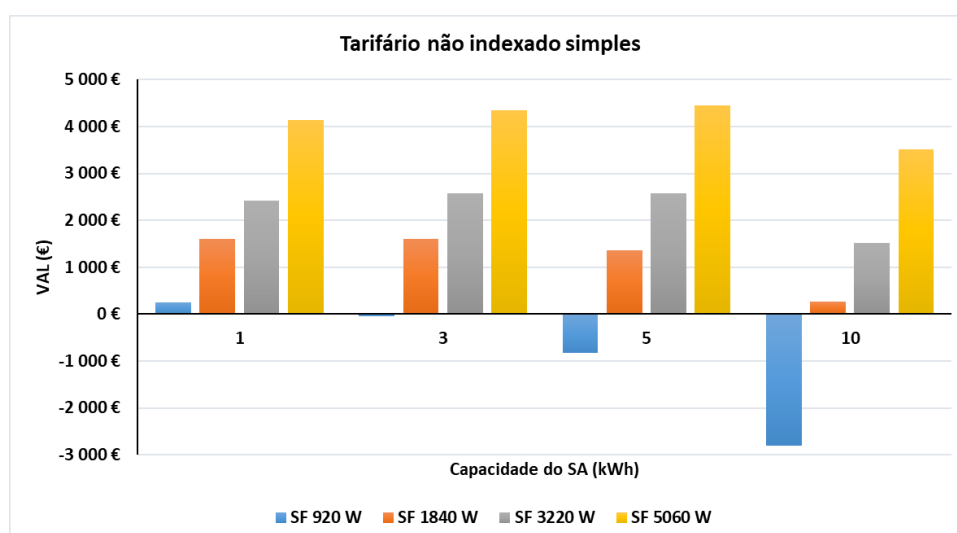
De forma geral, os gráficos da Figura 58 mostram uma redução no custo anual em todos os tipos de tarifários, efeito que se esperava, sendo a poupança tanto maior quanto maior a capacidade de armazenamento e a potência do SF.

4.3.3.2 Análise do desempenho económico

A introdução de um SA na instalação implica a avaliação económica conjunta do SF e do SA, permitindo analisar de forma mais completa o comportamento do investimento ao longo do tempo. Neste contexto, para além dos custos considerados na secção 4.3.2.2, nomeadamente o custo de manutenção, passam a ser considerados os custos de degradação do BMS e das baterias, refletindo o desgaste associado á sua vida útil.

Tendo em conta as considerações e resultados na análise de sensibilidade do VAL ao custo de manutenção discutidos na secção 4.3.2.2, neste cenário considera-se um custo de manutenção de 75 €/ano. Este valor encontra-se dentro do intervalo de custos de manutenção típicos para SF com armazenamento, considerando a necessidade de monitorização periódica, verificações técnicas e eventuais intervenções de pequena dimensão [94]. A adoção de 75 €/ano como referência de custo de manutenção permite, assim, uma avaliação realista e objetiva dos diferentes tarifários no contexto de armazenamento de energia, criando condições para identificar os contextos específicos nos quais a integração do SA constitui uma decisão economicamente justificada.

A metodologia de avaliação utilizada neste cenário segue o procedimento descrito na secção 3.2.2, que permitiu obter os valores apresentados na Figura 59.



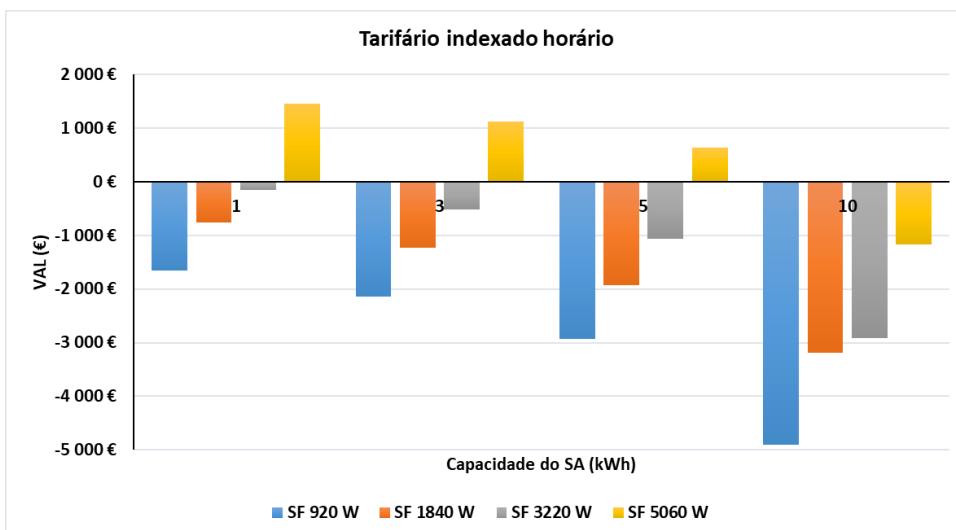
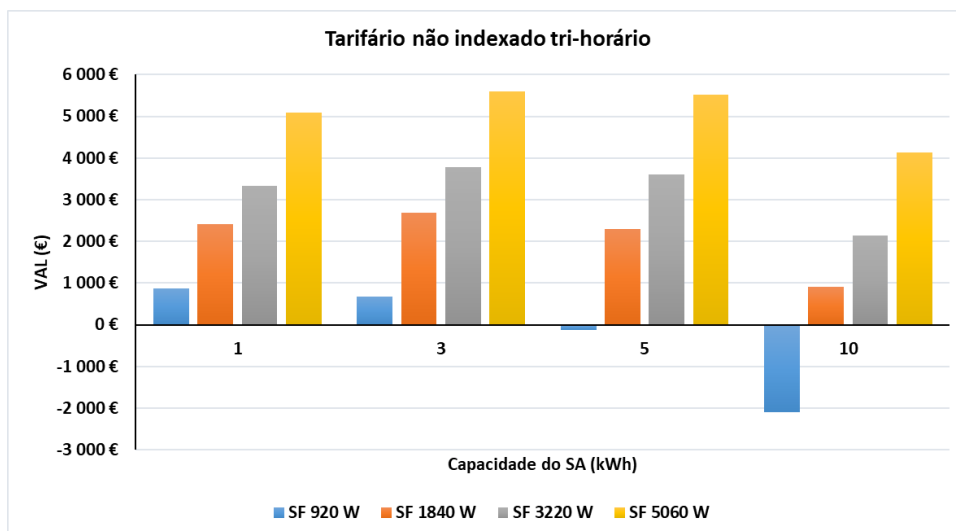
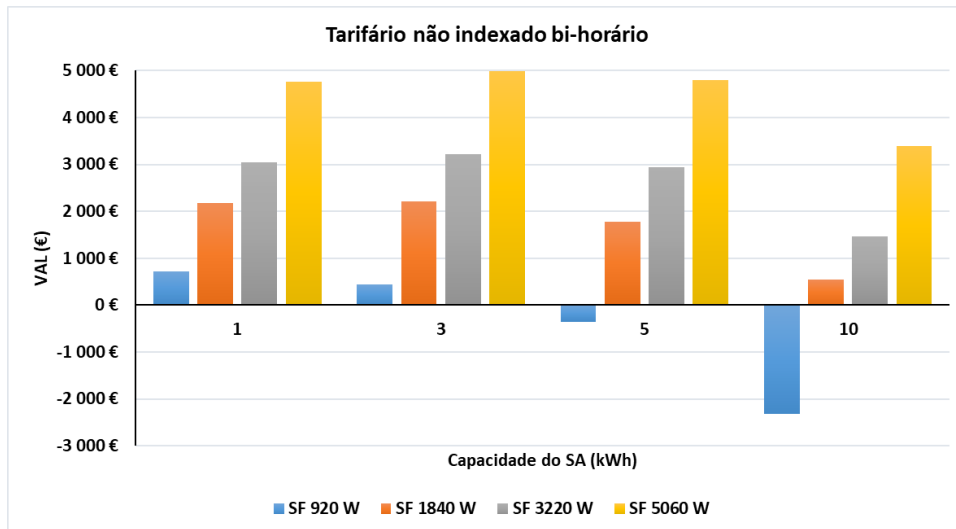


Figura 59 – Valores do VAL obtidos no cenário 3

Observando os gráficos da Figura 59, é possível constatar que a adição do SA ao sistema tem impactos distintos no VAL, consoante o tarifário considerado e a potência do SF. Nos tarifários não indexados, o VAL mantém-se globalmente positivo na maioria dos casos analisados, atingindo os valores mais elevados quando a potência do SF é de 5060 W e a capacidade de armazenamento do SA se situe entre 1 e 5 kWh. Apenas para a potência mais baixa do SF (920 W) e para as capacidades de armazenamento mais elevadas (5 e 10 kWh), o VAL se torna negativo, o que evidencia um sobredimensionamento do SA face à energia que é enviada anualmente para este.

Relativamente ao tarifário indexado, o acréscimo do investimento associado ao SA não é compensado pelos benefícios gerados, resultando em valores negativos de VAL na maioria das combinações de potência do SF e de capacidade de armazenamento do SA, à exceção dos casos em que foi considerada uma potência do SF de 5060 W e capacidades do SA de 1 e 3 kWh, em que o VAL se mantém positivo. Atendendo ao exposto, conclui-se que o SA contribui para aumentar ligeiramente o valor do VAL quando é dimensionado de forma moderada e associado a tarifários não indexados. No entanto, no contexto do tarifário indexado, a introdução de armazenamento tende a reduzir a viabilidade económica do investimento, sobretudo para potências de SF mais baixas ou capacidades de armazenamento excessivas.

As Tabelas 17 a 20 apresentam os valores do PRI (em anos) obtidos para cada caso simulado, considerando diferentes potências de SF, capacidades de armazenamento do SA e tipos de tarifários.

Tabela 17 – PRI referente aos casos com tarifário não indexado simples

	SF 920 W	SF 1840 W	SF 3220 W	SF 5060 W
SA 1 kWh	20	10	11	9
SA 3 kWh	Não foi pago	11	11	9
SA 5 kWh	Não foi pago	13	12	9
SA 10 kWh	Não foi pago	22	16	11

Tabela 18 – PRI referente aos casos com tarifário não indexado bi-horário

	SF 920 W	SF 1840 W	SF 3220 W	SF 5060 W
SA 1 kWh	14	8	10	8
SA 3 kWh	18	9	10	8
SA 5 kWh	Não foi pago	11	13	9
SA 10 kWh	Não foi pago	19	16	12

Tabela 19 – PRI referente aos casos com tarifário não indexado tri-horário

	SF 920 W	SF 1840 W	SF 3220 W	SF 5060 W
SA 1 kWh	13	8	9	8
SA 3 kWh	15	8	9	7
SA 5 kWh	Não foi pago	14	9	8
SA 10 kWh	Não foi pago	17	14	10

Tabela 20 – PRI referente aos casos com tarifário indexado horário

	SF 920 W	SF 1840 W	SF 3220 W	SF 5060 W
SA 1 kWh	Não foi pago	Não foi pago	Não foi pago	15
SA 3 kWh	Não foi pago	Não foi pago	Não foi pago	17
SA 5 kWh	Não foi pago	Não foi pago	Não foi pago	20
SA 10 kWh	Não foi pago	Não foi pago	Não foi pago	Não foi pago

Os valores de PRI apresentados nas tabelas acima evidenciam que o tempo de retorno do investimento depende fortemente do tarifário, da potência do SF e da capacidade de armazenamento do SA. Nos tarifários não indexados bi-horário e tri-horário, obtêm-se valores de PRI relativamente baixos para os casos com SF de maior potência (3220 e 5060 W), situando-se tipicamente entre 7 e 16 anos, mesmo para capacidades elevadas de SA. Para potências mais reduzidas (920 W), o PRI aumenta significativamente com a capacidade do SA e, a partir dos 5 kWh, deixa de ser pago no prazo de investimento.

No tarifário não indexado simples, observam-se valores de PRI mais longos, sobretudo para o SF de 920 W, no qual apenas a menor capacidade de SA apresenta um PRI positivo. Para capacidades superiores surge a indicação “Não foi pago”, o que simboliza um VAL negativo no final do prazo de investimento de 25 anos.

No que se refere ao tarifário indexado, a situação é mais desfavorável, uma vez que apenas se obtém 3 casos com PRI positivo para o SF de 5060 W, com valores entre 15 e 20 anos, conforme a capacidade de armazenamento do SA. Para as restantes combinações o investimento nunca é recuperado, voltando a surgir a indicação “Não foi pago”, o que revela pouca viabilidade económica do sistema nestas condições.

4.3.3.3 Substituição das baterias do SA

Um aspeto fundamental na análise económica dos SA com baterias de lítio é a consideração da sua vida útil e da necessidade de as substituir ao longo do prazo de investimento. As baterias de lítio sofrem uma degradação progressiva da sua capacidade ao longo dos ciclos de carga e descarga, pelo que é necessário substituí-las para manter a funcionalidade do sistema. Esta substituição representa um custo significativo, o qual foi devidamente contabilizado na análise económica realizada, tendo impacto direto nos indicadores de viabilidade económica como o VAL e o PRI.

A Tabela 21 indica o ano em que foi necessário substituir as baterias em cada um dos cenários simulados, considerando um prazo de investimento de 25 anos. A análise demonstra que o momento da substituição das baterias varia consoante a capacidade de armazenamento do SA e, em menor grau, a potência do SF e o tarifário adotado, refletindo os diferentes padrões de utilização do SA em cada cenário e o impacto mais significativo nos cenários com maior utilização. Em todo o caso, a Tabela 21 indica, para cada combinação de tarifário, potência do SF e capacidade de armazenamento do SA, o ano em que se prevê a substituição da bateria, assumindo que essa substituição ocorre quando a sua capacidade útil deixa de ser adequada para o perfil de exploração considerado. Os valores obtidos situam-se maioritariamente entre 14 e 24 anos, o que corresponde a uma vida útil superior àquela que é normalmente coberta pelas garantias comerciais (tipicamente cerca de 10 anos ou um número máximo de ciclos de carga/descarga) [95]. Esta diferença explica-se pelo facto de, neste cenário, a bateria não ser sujeita diariamente a descargas profundas nem a um número de ciclos tao elevado como o considerado em

muitas garantias de mercado, o que reduz a taxa de degradação anual. Assim, a Tabela 21 traduz uma situação de utilização relativamente moderada da bateria, compatível com os estudos que apontam que, em condições de operação favoráveis (temperaturas controladas, limitação de profundidade de descarga e gestão adequada dos ciclos), as baterias de lítio em instalações residenciais onde se armazene energia produzida pelo SF podem atingir durações reais significativamente superiores aos 10/15 anos frequentemente referidos como garantia.

Tabela 21 – Ano de substituição das baterias do SA nos casos simulados

		Potência do SF (W)			
Tarifário	Capacidade SA (kWh)	920	1840	3220	5060
Não indexado simples	1	19	15	14	14
	3	-	18	16	15
	5	-	20	17	16
	10	-	-	24	22
Não indexado bi-horário	1	19	15	14	14
	3	-	18	16	15
	5	-	20	17	16
	10	-	-	24	22
Não indexado tri-horário	1	19	15	14	14
	3	-	18	16	15
	5	-	20	17	16
	10	-	-	24	22
Indexado horário	1	19	15	14	14
	3	-	18	16	15
	5	-	18	17	16
	10	-	18	24	22

4.3.4 Cenário 4 – Sistema com SF e SA com gestão ativa

4.3.4.1 Custo anual de aquisição de eletricidade

A introdução do mecanismo de gestão ativa no cenário 4 corresponde a uma alteração significativa na forma como a energia produzida pelo SF e armazenada no SA é utilizada ao longo do tempo. Em vez de um funcionamento passivo, em que o SA é carregado e descarregado de forma meramente reativa ao perfil de carga, passa a existir uma lógica de controlo que decide, em cada hora, quando armazenar e quando utilizar a energia armazenada, privilegiando os períodos em que o preço da energia elétrica é mais elevado e o SF não consegue satisfazer integralmente a procura.

A Figura 60 mostra os custos anuais de aquisição de energia da rede obtidos para este cenário.

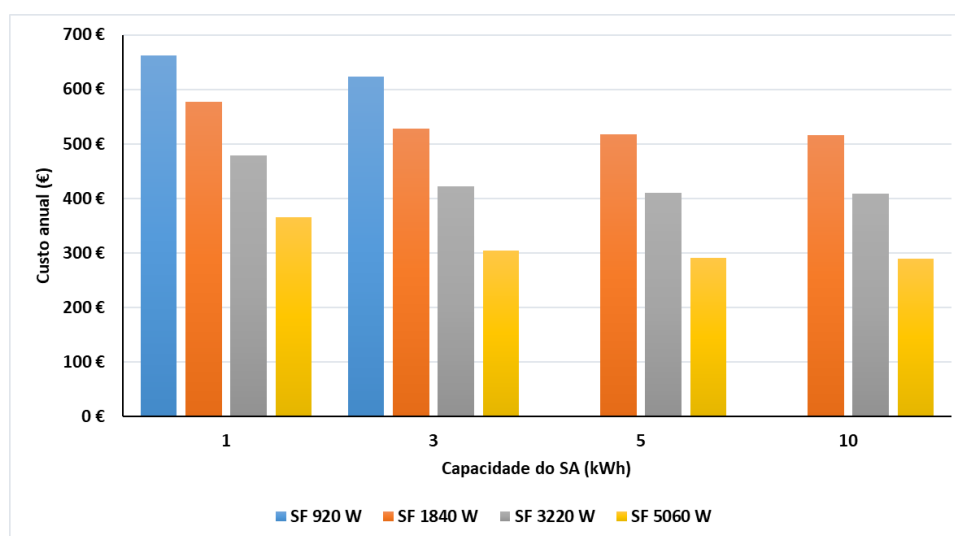


Figura 60 – Custos anuais obtido no caso de estudo 4

O gráfico da Figura 61 mostra os valores da redução no custo anual, face à situação de referência de inexistência de SF descrita na secção 1004.3.1, sendo que o gráfico da Figura 62 mostra o valor da redução em termos percentuais.

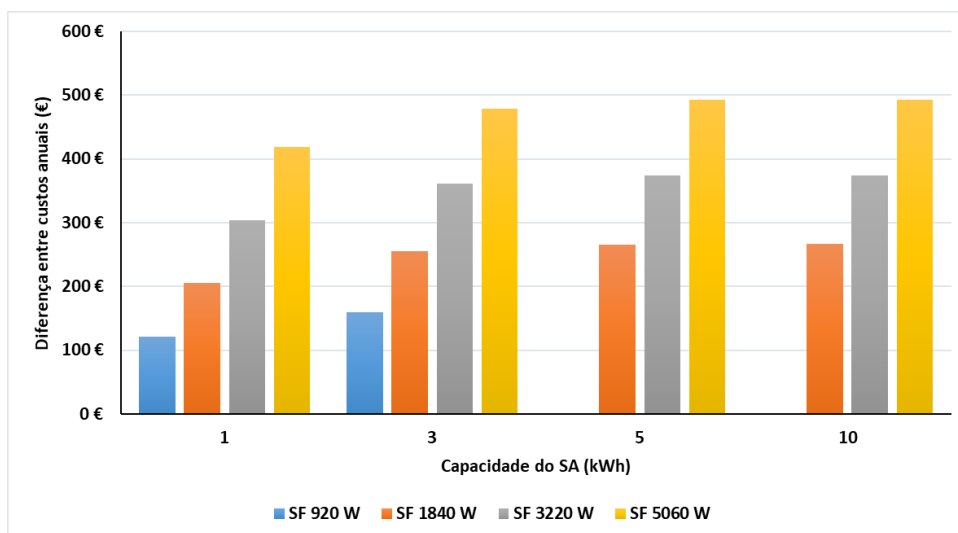


Figura 61 – Diferença do custo anual do cenário 4 em relação ao cenário base (em euros)

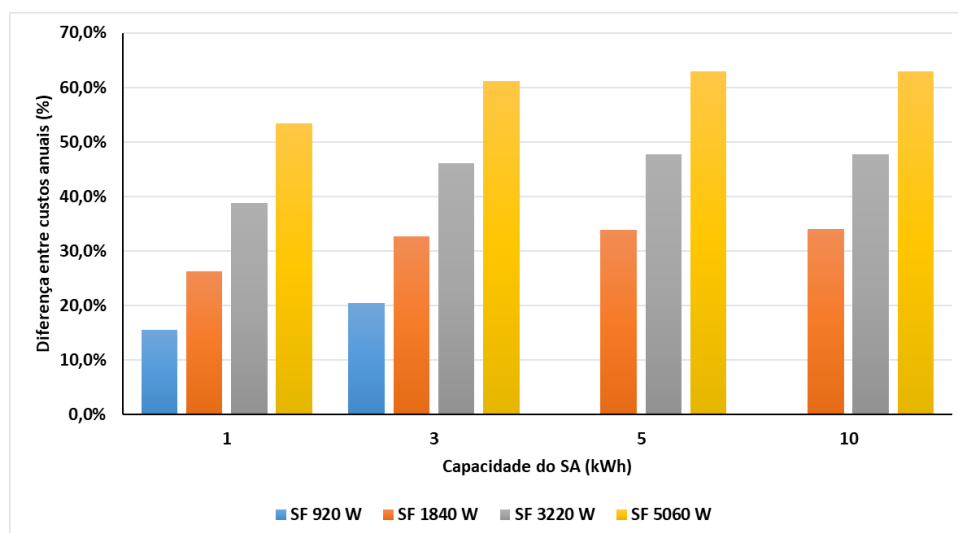


Figura 62 – Diferença do custo anual do cenário 4 em relação ao cenário base (em percentagem)

O gráfico da Figura 62 ilustra a variação percentual dos custos anuais de aquisição de energia em função da capacidade de armazenamento do SA para diferentes potências do SF. Para o SF de 920 W, a introdução do mecanismo de gestão ativa resulta num ligeiro aumento do custo. Nos casos com SF de 1840 W, observa-se uma ligeira diminuição do custo, a qual ganha relevância com o aumento da capacidade do SA. Para os SF de 3220 e 5060 W, as reduções de custo são as mais significativas, podendo atingir cerca de 47 % e 63 %, respetivamente, para um SA com uma capacidade de 5 e 10 kWh.

O gráfico da Figura 63 mostra os valores da diferença no custo anual, face ao cenário 3, sendo que em termos percentuais os resultados podem ser encontrados no gráfico da Figura 64.

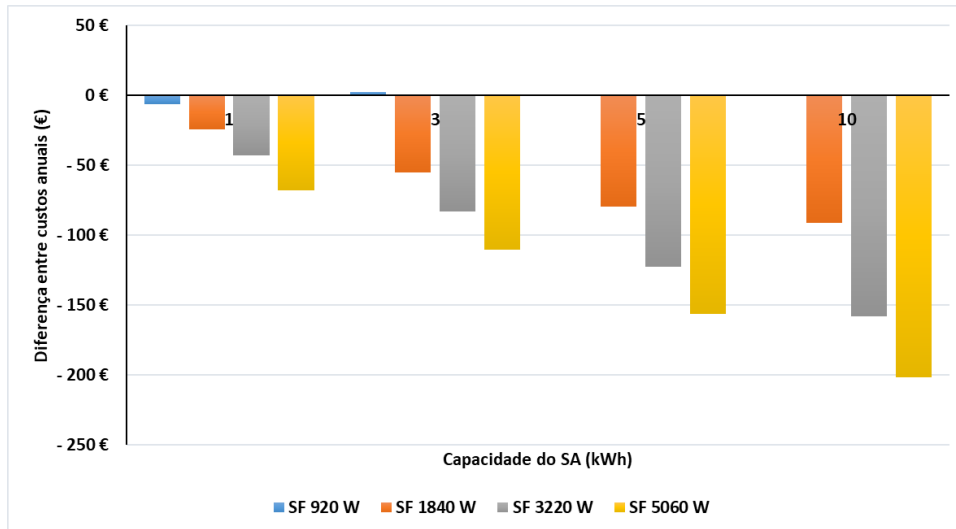


Figura 63 – Diferença do custo anual do cenário 4 em relação ao cenário 3 (em euros)

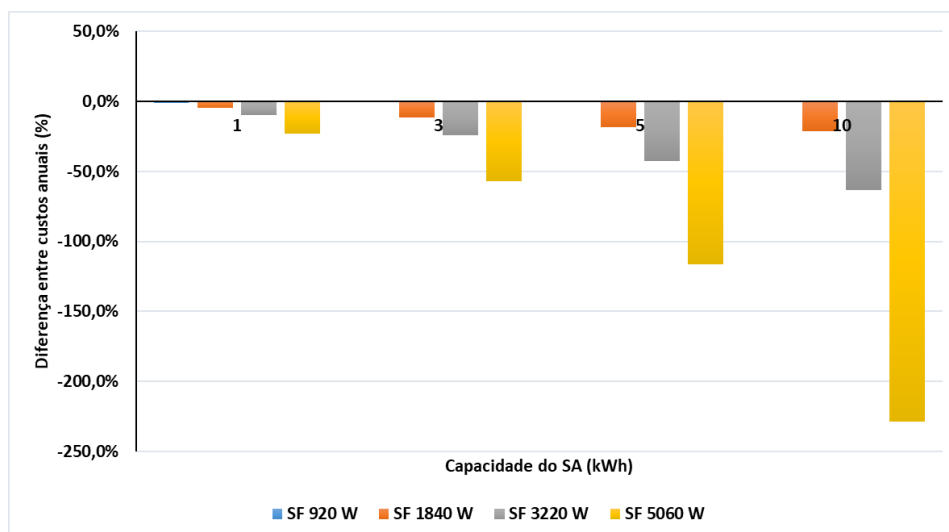


Figura 64 – Diferença do custo anual do cenário 4 em relação ao cenário 3 (em percentagem)

O gráfico da Figura 64 mostra que os custos anuais deste cenário são superiores aos do cenário 3 para todas as combinações de potência do SF e a capacidade de armazenamento do SA, com diferenças que variam aproximadamente entre 0 e 230 %.

Estes resultados refletem o facto de a gestão ativa conduzir a uma maior importação de energia da rede, devido às perdas associadas aos ciclos de carga e descarga do SA, originando maiores custos anuais de aquisição de energia.

4.3.4.2 Análise do desempenho económico

A introdução do mecanismo de gestão ativa permite integrar decisões sobre quando armazenar e utilizar a energia produzida pelo SF, visando maximizar a viabilidade económica do investimento ao longo do tempo. Neste caso, foram considerados os custos relativos à degradação do SA e ao custo da eletricidade, mencionados na metodologia descrita na secção 3.2.3.4.

O custo de degradação assume uma grande relevância, uma vez que a otimização da operação do sistema pode resultar numa utilização mais intensiva ou menos intensiva do SA, em função do custo de degradação, com impactos diretos na sua vida útil.

A Tabela 22 apresenta os valores do custo de degradação calculados para cada caso onde foi considerado o tarifário indexado horário no cenário 3, expressos em €/kWh.

Tabela 22 – Custos de degradação obtidos no cenário 3

	SF 920 W	SF 1840 W	SF 3220 W	SF 5060 W
SA 1 kWh	0,10 €	0,09 €	0,09 €	0,08 €
SA 3 kWh	0,12 €	0,09 €	0,08 €	0,08 €
SA 5 kWh	0,20 €	0,10 €	0,09 €	0,08 €
SA 10 kWh	0,40 €	0,13 €	0,11 €	0,11 €

Os resultados apresentados na Tabela 22 mostram que, para um SF de 920 W, os custos de degradação associados aos SA de 5 e 10 kWh (0,20 €/kWh e 0,40 €/kWh, respetivamente) são significativamente superiores aos observados nas restantes combinações de potência do SF e capacidade de armazenamento do SA. Estes valores evidenciam um sobredimensionamento do SA face à energia que lhe é enviada anualmente, originando numa utilização pouco eficiente do SA. Por conseguinte, os casos

correspondentes a SA de 5 e 10 kWh com SF de 920 W não serão considerados nas simulações do cenário 4. Excluindo estes casos de sobredimensionamento, os custos de degradação situam-se, de forma consistente, entre 0,08 e 0,13 €/kWh para as restantes potências de SF e capacidades de SA, com uma concentração significativa de valores próximos de 0,10 €/kWh. Assim, no presente trabalho adotou-se o valor de 0,10 €/kWh como valor de referência para o custo de degradação nas simulações que se seguem.

A Figura 65 mostra os valores do VAL obtidos com a metodologia descrita na secção 3.2.3.4.

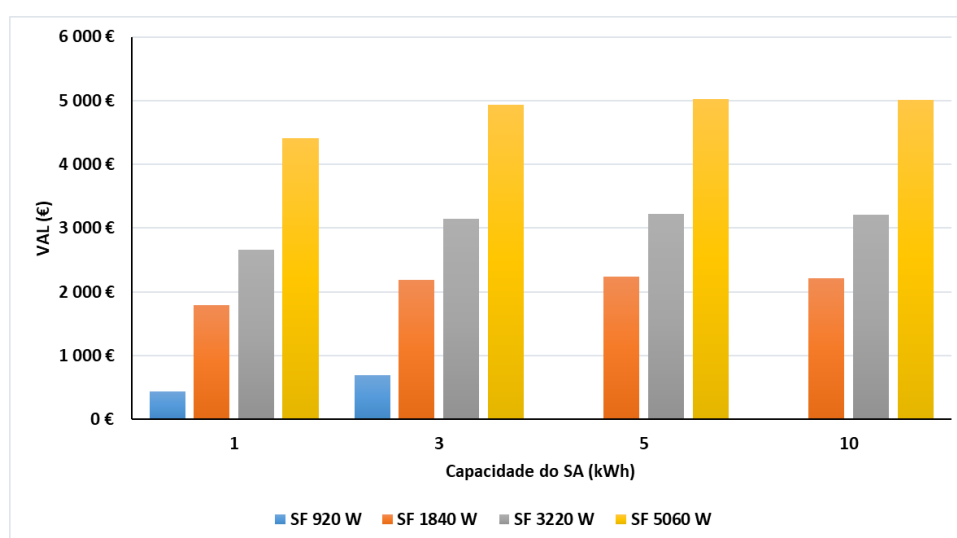


Figura 65 – Valores do VAL obtidos no cenário 4

Ao analisar o gráfico da Figura 65, é possível verificar que os valores do VAL são sempre positivos, independentemente da potência do SF e da capacidade de armazenamento do SA, o que indica viabilidade económica em todos os casos simulados. Observa-se também que o VAL aumenta com a potência do SF, sendo sistematicamente mais elevado para 5060 W. Quanto à capacidade de armazenamento do SA, o valor do VAL cresce entre 1 e 5 kWh, estabilizando na capacidade de 10 kWh, o que sugere que o aumento da capacidade de armazenamento para além de 5 kWh não proporciona ganhos económicos adicionais significativos.

A Tabela 23 apresenta os valores do PRI (em anos) obtidos para cada caso simulado neste cenário, considerando diferentes potências de SF e capacidades de armazenamento do SA.

Tabela 23 – PRI referente ao cenário 4

	SF 920 W	SF 1840 W	SF 3220 W	SF 5060 W
SA 1 kWh	16	9	10	8
SA 3 kWh	14	8	9	8
SA 5 kWh	-	8	9	8
SA 10 kWh	-	8	9	8

Analisando a Tabela 23 verifica-se que o PRI se situa entre os 8 e os 10 anos para as potências de SF de 1840, 3220 e 5060 W, independentemente da capacidade de armazenamento do SA, o que indica uma recuperação do investimento relativamente rápida e estável. Para o SF de 920 W, os PRI são mais elevados (14 e 16 anos), contudo, continuam a proporcionar um retorno dentro dos 25 anos de prazo de investimento.

A Figura 66 representa o gráfico que compara o desempenho económico do modelo de gestão ativa em relação ao modelo sem gestão ativa, sendo que em termos percentuais os resultados podem ser encontrados no gráfico da Figura 67.

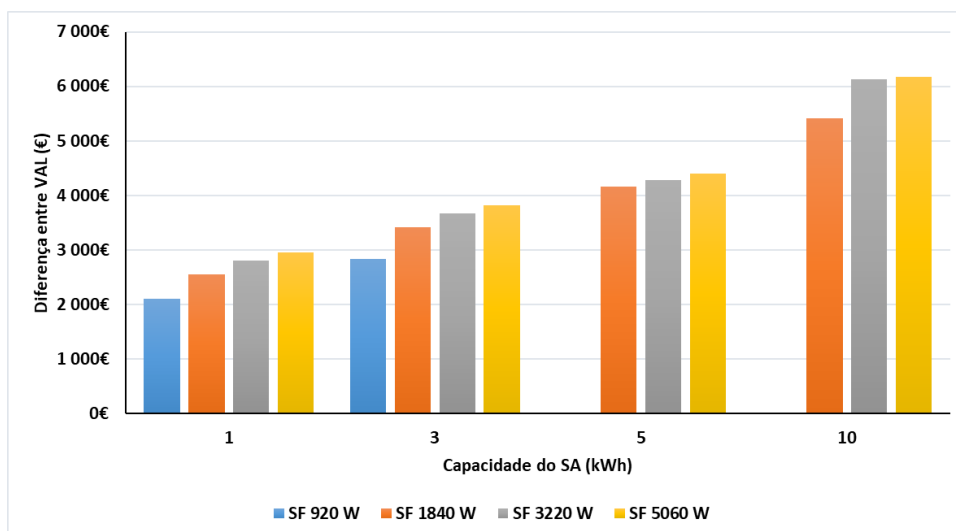


Figura 66 – Diferença entre os valores do VAL do cenário 4 face aos do cenário 3 (em euros)

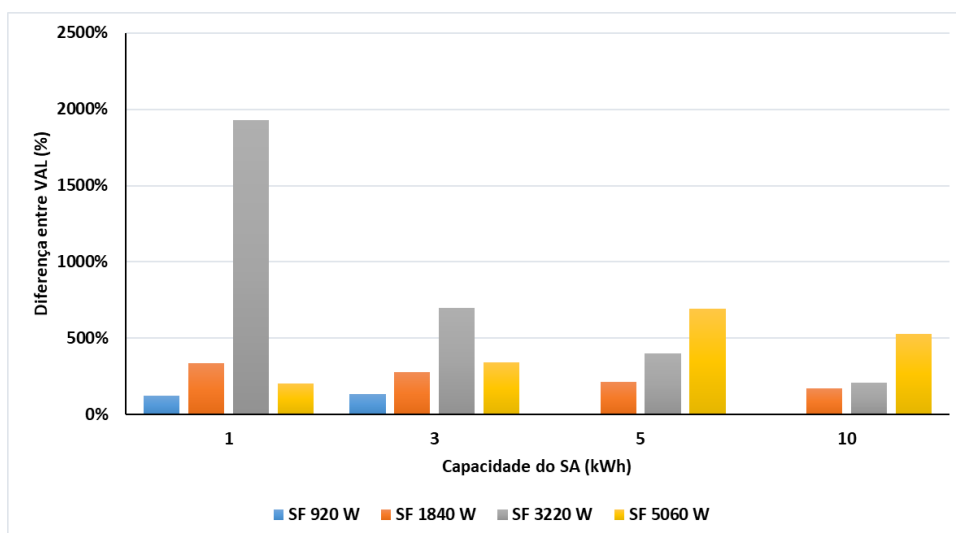


Figura 67 – Diferença entre os valores do VAL do cenário 4 face aos do cenário 3 (em percentagem)

O gráfico da Figura 67 mostra que os valores do VAL obtidos no cenário 4 são superiores aos valores obtidos no cenário 3, o que indica um melhor desempenho económico e, conseqüentemente, um PRI mais curto.

4.4 Validação do modelo: comparação entre previsões e valores reais

O protótipo do sistema de gestão ativa implementado foi testado, em tempo real, no período compreendido entre os dias 8 e 16 de outubro de 2025.

Em cada dia deste período, o sistema implementou o algoritmo descrito na secção 3.2.3.3. Em concreto, às 12:50h de cada dia, o sistema recolhe todos os dados necessários para o funcionamento do algoritmo de gestão ativa, incluindo os preços do mercado de eletricidade e os valores previstos da radiação solar horizontal para a localização da instalação para o conjunto de horas a despachar, ao qual foi dado a designação de ciclo. Ainda neste ponto, calcula o preço de importação de energia em função dos preços de mercado através da expressão (63) da secção 4.2.3.

Os dados recolhidos, conjuntamente com os perfis de carga típicos predefinidos permitem ao algoritmo calcular a quantidade de energia excedente para os períodos t . Esta energia será despachada para o SA, cumprindo as restrições de capacidade disponível e de potência de carga, como descrito na secção 3.2.3.3.

Após processar o armazenamento da eventual energia excedente, o modelo avança para o cálculo dos valores do custo associado ao armazenamento de energia no SA (c_{EA}^t) bem como do valor associado à descarga de energia armazenada (v_{DEA}^t). Estes valores são a base para a definição das ordens de mérito descritas na secção 3.2.3.3, as quais o algoritmo implementa. Com as ordens de mérito criadas, o algoritmo prossegue com a definição do despacho da energia produzida no SF e armazenada no SA, seguindo o algoritmo descrito na secção 3.2.3.3.

O despacho é feito para o período de 35 horas compreendido entre as 13 horas do dia D e as 24 horas do dia $D+1$. Para cada hora o despacho define a energia excedente a enviar para o SA, a quantidade de energia adicional a enviar para o SA (E_{ad}^t) e a energia a retirar do SA.

Uma vez efetuado o despacho no dia D , o sistema aguarda pelas 12h50min do dia $D+1$, altura em que repete o procedimento. Note-se que, no dia $D+1$ o sistema volta a processar as últimas horas desse próprio dia, as quais haviam já sido alvo de tratamento no despacho efetuado no dia D . Este procedimento permite ajustar potenciais desvios associados a erros de previsão, contribuindo assim para um melhor funcionamento do sistema de gestão ativa implementado.

4.4.1 Parâmetros utilizados nas comparações

O comportamento do sistema desenvolvido foi testado tendo por base a instalação elétrica do consumidor doméstico referido na secção 4.1. Assim, a instalação de teste localiza-se em Viseu e refere-se a uma habitação unifamiliar com potência contratada de 5,75 kVA e consumo anual de 3627 kWh.

Atendendo à localização geográfica da habitação, a radiação solar horizontal obtida pelo sistema foi convertida para radiação num plano voltado a sul e com inclinação de 35°. No processo de conversão foi ainda considerada a latitude de 40,64¹² e um valor do coeficiente de reflexão no chão de 0,2.

O gerador fotovoltaico considerado possui uma potência instalada de 0,92 kW e as características presentes na Tabela 24.

Tabela 24 - Parâmetros do gerador necessários ao cálculo da energia produzida prevista.

Parâmetro	Valor
Número de painéis	2
Potência SF (W)	920
Rendimento SF (%)	14 ¹³
Comprimento (m)	2,094 [96]
Largura (m)	1,38 [96]

Considerou-se um SA com uma capacidade de 5 kWh com as características apresentadas na Tabela 25. O custo de degradação do SA considerado foi definido com base nas simulações efetuadas na secção 4.3.4, tendo sido assumido o valor 0,10 €/kWh.

¹² Latitude correspondente à localização da habitação.

¹³ Este valor engloba os rendimentos dos painéis e do inversor, perdas, bem como fatores relacionados com a temperatura que influenciam a produção fotovoltaica.

Tabela 25 – Características do SA de 3 kWh

Parâmetro	Valor
Capacidade nominal	5 kWh
DoD	90 %
Rendimento carga/descarga	90 %
Potência máxima de carga/descarga	2,5 kWh
Energia máxima que pode ser armazenada no SA	5 kWh
Energia mínima que terá de permanecer no SA	0,5 kWh

Para efeitos da previsão da energia consumida foram utilizados perfis de consumo típicos, criados a partir de perfis reais de consumo da habitação obtidos na plataforma da E-redes para três anos consecutivos: 2022, 2023 e 2024.

Para a construção dos perfis típicos, implementou-se uma metodologia de categorização dos dias de consumo segundo a topologia de dia de semana. Assim, os dados dos perfis reais foram segmentados em três categorias distintas: dias úteis (segunda a sexta-feira), sábados, e domingos e feriados. Para cada uma das 24 horas do dia e para cada topologia de dia, calculou-se o valor médio de energia consumida considerando todos os dias dessa categoria presente na base de dados, independentemente do ano de origem. Este processo foi aplicado de forma consistente a todos os meses do ano, resultando em 36 perfis típicos de consumo distintos. As Figuras 68 a 70 mostram, a título de exemplo, os perfis típicos obtidos para o mês de outubro.

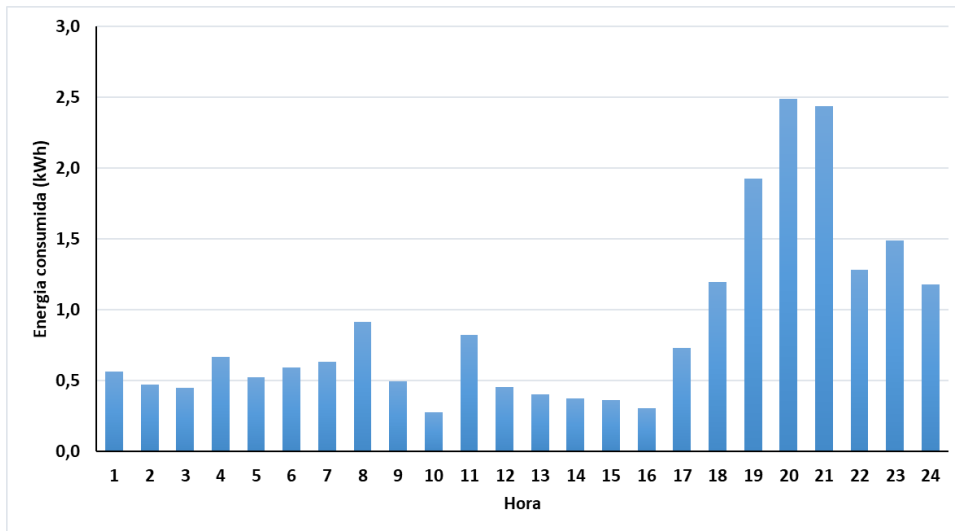


Figura 68 – Perfil típico referente aos dias uteis do mês de outubro

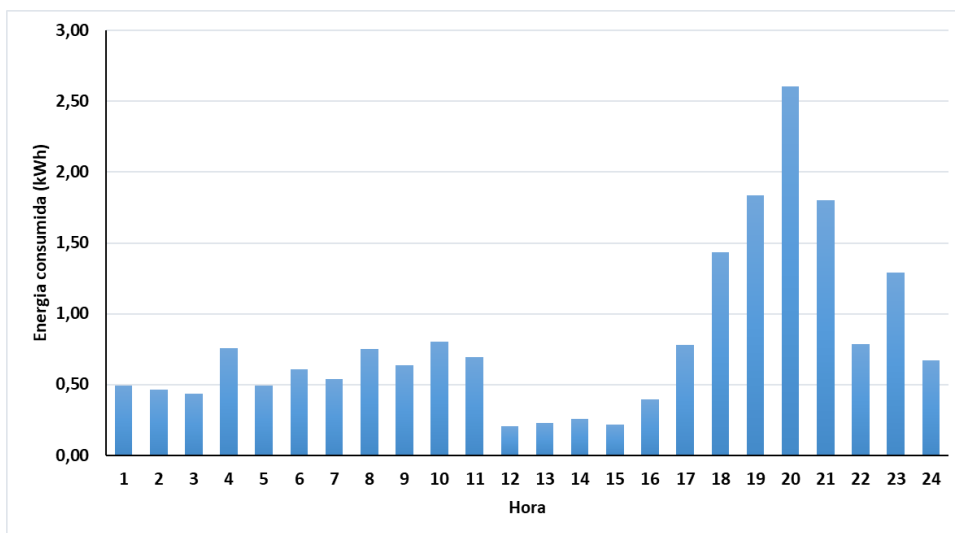


Figura 69 – Perfil típico referente aos sábados do mês de outubro

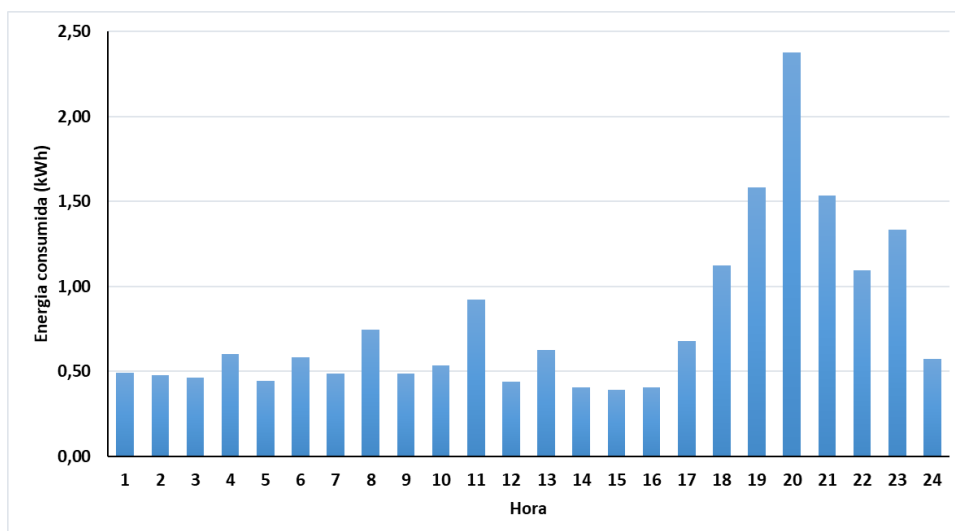


Figura 70 – Perfil típico referente aos domingos e feriados do mês de outubro

4.4.2 Resultados

O facto de o protótipo não atuar fisicamente num inversor/carregador não impede, contudo, o teste da sua funcionalidade. Na realidade, esse teste pode ser feito comparando o despacho efetuado para o período de 35 horas com o que realmente aconteceria em termos de produção e consumo efetivamente verificados nesse período. Por outras palavras, o funcionamento do sistema implementado pode ser testado através da comparação entre o despacho efetuado com base nas previsões de produção e de consumo obtidas pelo modelo e os valores reais que se verificaram. Assim, nas comparações que se seguem, o consumo para efeitos do despacho foi previsto com base nos perfis típicos referidos anteriormente, enquanto o consumo real foi obtido na plataforma da E-redes.

No que concerne à produção fotovoltaica, os valores previstos de produção foram calculados pelo sistema implementado com base na previsão da radiação solar retirados da API da meteoblue¹⁴. Os valores reais de produção foram também calculados, utilizando a mesma metodologia, mas com base em valores de radiação solar efetivamente medidos numa estação meteorológica instalada na ESTGV. Na Figura 71 está representado perfil de previsto da energia produzida para o dia 14 de outubro de 2025, enquanto que na Figura 72 está representado perfil medido de energia produzida para o mesmo dia.

¹⁴www.meteoblue.com

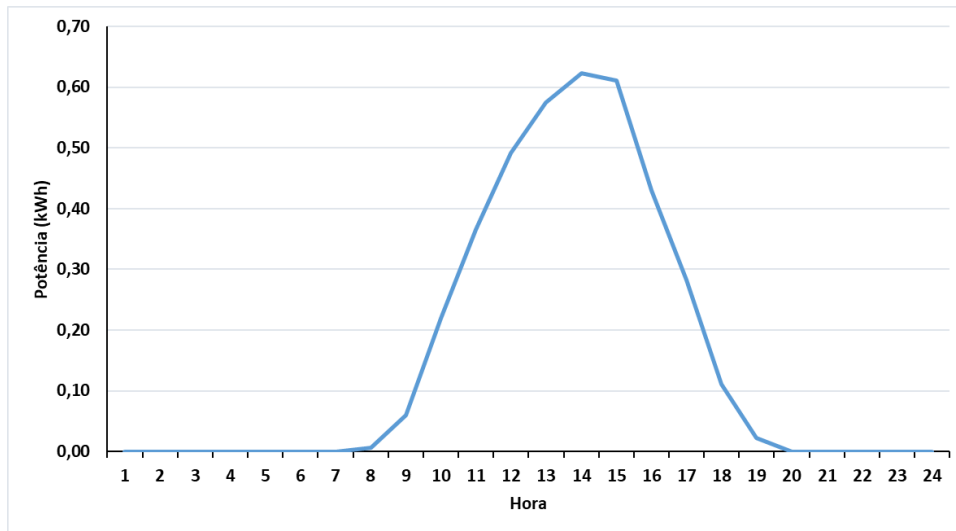


Figura 71 – Perfil previsto da energia produzida para o dia 14 de outubro

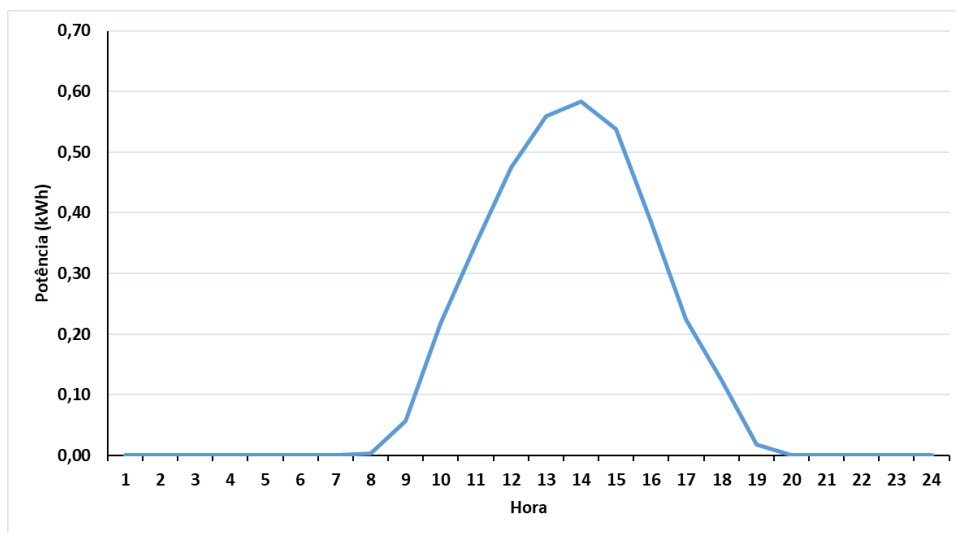


Figura 72 – Perfil medido da energia produzida para o dia 14 de outubro

A Figura 73 mostra os despachos efetuados com os valores previstos. A primeira imagem representa o segundo ciclo efetuado (das 13h do dia 9/10 às 24h do dia seguinte) e a segunda o ciclo seguinte (das 13h do dia 10/10 às 24h do dia seguinte). Em ambas as imagens, os cabeçalhos das colunas correspondem às seguintes variáveis (da esquerda para a direita): numeração dos períodos t ; dia; hora; da energia consumida (E_C^t); energia produzida (E_P^t); energia excedente enviada para o SA ($E_{ex_env_SA}^t$); energia adicional enviada para o SA (E_{ad}^t), que por sua vez, é igual à energia que será importada da RESP para suprir o consumo nos períodos em que se verifica o envio de energia adicional;

energia a ser consumida proveniente do SA ($E_{desc_SA}^t$); a energia autoconsumida (E_{AC}^t); e por fim a energia exportada para a RESP (E_{exp}^t). Os despachos com valores previstos para os restantes ciclos encontram-se no Anexo D.

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	09/10/25	14	0,3756	0,5879	0,2123	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
2	09/10/25	15	0,3622	0,6051	0,2429	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
3	09/10/25	16	0,3067	0,5609	0,2543	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
4	09/10/25	17	0,7299	0,4824	0,0000	0,0000	0,0000	0,4824	0,0000
5	09/10/25	18	1,1986	0,3535	0,0000	0,0000	0,0000	0,3535	0,0000
6	09/10/25	19	1,9243	0,1255	0,0000	0,0000	0,0000	0,1255	0,0000
7	09/10/25	20	2,4905	0,0341	0,0000	0,0000	0,0000	0,0341	0,0000
8	09/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	09/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	09/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	09/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	10/10/25	1	0,5640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	10/10/25	2	0,4741	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	10/10/25	3	0,4511	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	10/10/25	4	0,6680	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	10/10/25	5	0,5230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	10/10/25	6	0,5935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	10/10/25	7	0,6310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	10/10/25	8	0,9162	0,0023	0,0000	0,0000	0,0000	0,0023	0,0000
20	10/10/25	9	0,4935	0,0700	0,0000	0,0000	0,0000	0,0700	0,0000
21	10/10/25	10	0,2784	0,2338	0,0000	0,0000	0,0000	0,2338	0,0000
22	10/10/25	11	0,8252	0,3839	0,0000	0,0000	0,0000	0,3839	0,0000
23	10/10/25	12	0,4550	0,5170	0,0620	0,0000	0,0000	0,4550	0,0000
24	10/10/25	13	0,4047	0,6211	0,2164	0,4047	0,0000	0,0000	0,0000
25	10/10/25	14	0,3756	0,6851	0,3095	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
26	10/10/25	15	0,3622	0,6889	0,3267	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
27	10/10/25	16	0,3067	0,5993	0,2926	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
28	10/10/25	17	0,7299	0,4276	0,0000	0,0000	0,0000	0,4276	0,0000
29	10/10/25	18	1,1986	0,1337	0,0000	0,0000	0,0000	0,1337	0,0000
30	10/10/25	19	1,9243	0,0336	0,0000	0,0000	0,0000	0,0336	0,0000
31	10/10/25	20	2,4905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	10/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	2,0620	2,0620	0,0000
33	10/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	10/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	10/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ek_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	10/10/25	14	0,3756	0,6211	0,2455	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
2	10/10/25	15	0,3622	0,6851	0,3229	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
3	10/10/25	16	0,3067	0,6889	0,3823	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
4	10/10/25	17	0,7299	0,5993	0,0000	0,5993	0,0000	0,0000	0,0000
5	10/10/25	18	1,1986	0,4276	0,0000	0,0000	0,0000	0,4276	0,0000
6	10/10/25	19	1,9243	0,1337	0,0000	0,0000	0,0000	0,1337	0,0000
7	10/10/25	20	2,4905	0,0336	0,0000	0,0000	0,0000	0,0336	0,0000
8	10/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	2,4349	2,4349	0,0000
9	10/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	10/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	10/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	11/10/25	1	0,4939	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	11/10/25	2	0,4635	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	11/10/25	3	0,4324	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	11/10/25	4	0,7585	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	11/10/25	5	0,4916	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	11/10/25	6	0,6059	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	11/10/25	7	0,5401	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	11/10/25	8	0,7505	0,0012	0,0000	0,0000	0,0000	0,0012	0,0000
20	11/10/25	9	0,6374	0,0688	0,0000	0,0000	0,0000	0,0688	0,0000
21	11/10/25	10	0,8023	0,2259	0,0000	0,0000	0,0000	0,2259	0,0000
22	11/10/25	11	0,6943	0,3611	0,0000	0,0000	0,0000	0,3611	0,0000
23	11/10/25	12	0,2074	0,4785	0,2711	0,0000	0,0000	0,2074	0,0000
24	11/10/25	13	0,2304	0,5762	0,3458	0,0000	0,0000	0,2304	0,0000
25	11/10/25	14	0,2591	0,6025	0,3433	0,0000	0,0000	0,2591	0,0000
26	11/10/25	15	0,2170	0,5769	0,3599	0,0000	0,0000	0,2170	0,0000
27	11/10/25	16	0,3960	0,5266	0,1306	0,0000	0,0000	0,3960	0,0000
28	11/10/25	17	0,7824	0,3950	0,0000	0,0000	0,0000	0,3950	0,0000
29	11/10/25	18	1,4314	0,1302	0,0000	0,0000	0,0000	0,1302	0,0000
30	11/10/25	19	1,8368	0,0307	0,0000	0,0000	0,0000	0,0307	0,0000
31	11/10/25	20	2,6035	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	11/10/25	21	1,8014	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	11/10/25	22	0,7836	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	11/10/25	23	1,2921	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	11/10/25	24	0,6716	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Figura 73 – Despachos com valores previstos

A Figura 74 mostra os despachos efetuados com os valores reais para os mesmos ciclos mencionados no parágrafo anterior, nas quais as colunas correspondem às mesmas variáveis. Os despachos com valores reais referentes aos restantes ciclos encontram-se, igualmente, no Anexo D.

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	09/10/25	14	0,6720	0,5918	0,0000	0,0000	0,0000	0,5918	0,0000
2	09/10/25	15	0,5070	0,5446	0,0376	0,0000	0,0000	0,5070	0,0000
3	09/10/25	16	0,3675	0,4323	0,0648	0,0000	0,0000	0,3675	0,0000
4	09/10/25	17	0,4745	0,2921	0,0000	0,0000	0,0000	0,2921	0,0000
5	09/10/25	18	0,0855	0,1235	0,0380	0,0000	0,0000	0,0855	0,0000
6	09/10/25	19	2,1695	0,0271	0,0000	0,0000	0,0000	0,0271	0,0000
7	09/10/25	20	2,5430	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000
8	09/10/25	21	2,3635	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	09/10/25	22	1,0470	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	09/10/25	23	1,2810	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	09/10/25	24	0,5205	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	10/10/25	1	0,2850	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	10/10/25	2	0,2850	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	10/10/25	3	0,2685	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	10/10/25	4	0,2745	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	10/10/25	5	0,2850	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	10/10/25	6	0,2595	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	10/10/25	7	0,5175	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	10/10/25	8	0,4200	0,0036	0,0000	0,0000	0,0000	0,0036	0,0000
20	10/10/25	9	0,7095	0,0756	0,0000	0,0000	0,0000	0,0756	0,0000
21	10/10/25	10	0,3780	0,2319	0,0000	0,0000	0,0000	0,2319	0,0000
22	10/10/25	11	0,2130	0,3663	0,1533	0,0000	0,0000	0,2130	0,0000
23	10/10/25	12	0,5820	0,5056	0,0000	0,0000	0,0000	0,5056	0,0000
24	10/10/25	13	0,3960	0,5944	0,1984	0,3960	0,0000	0,0000	0,0000
25	10/10/25	14	0,2220	0,6146	0,3926	0,0000	0,0000	0,2220	0,0000
26	10/10/25	15	0,4380	0,5656	0,1276	0,4380	0,0000	0,0000	0,0000
27	10/10/25	16	0,1710	0,4389	0,2679	0,0000	0,0000	0,1710	0,0000
28	10/10/25	17	0,2970	0,2808	0,0000	0,0000	0,0000	0,2808	0,0000
29	10/10/25	18	0,1170	0,1451	0,0281	0,0000	0,0000	0,1170	0,0000
30	10/10/25	19	1,7515	0,0244	0,0000	0,0000	0,0000	0,0244	0,0000
31	10/10/25	20	1,2260	0,0001	0,0000	0,0000	0,6083	0,6083	0,0000
32	10/10/25	21	1,4260	0,0000	0,0000	0,0000	1,4260	1,4260	0,0000
33	10/10/25	22	1,7425	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	10/10/25	23	1,5725	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	10/10/25	24	0,9805	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	10/10/25	14	0,2220	0,6146	0,3926	0,0000	0,0000	0,2220	0,0000
2	10/10/25	15	0,4380	0,5656	0,1276	0,0000	0,0000	0,4380	0,0000
3	10/10/25	16	0,1710	0,4389	0,2679	0,0000	0,0000	0,1710	0,0000
4	10/10/25	17	0,2970	0,2808	0,0000	0,2808	0,0000	0,0000	0,0000
5	10/10/25	18	0,1170	0,1451	0,0281	0,0000	0,0000	0,1170	0,0000
6	10/10/25	19	0,7515	0,0244	0,0000	0,0000	0,0000	0,0244	0,0000
7	10/10/25	20	2,0260	0,0350	0,0000	0,0000	0,0000	0,0350	0,0000
8	10/10/25	21	2,4260	0,0000	0,0000	0,0000	1,9070	1,9070	0,0000
9	10/10/25	22	1,4425	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	10/10/25	23	0,4725	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	10/10/25	24	0,5805	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	11/10/25	1	0,3195	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	11/10/25	2	0,2610	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	11/10/25	3	0,2805	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	11/10/25	4	0,3390	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	11/10/25	5	0,3960	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	11/10/25	6	0,3660	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	11/10/25	7	0,5445	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	11/10/25	8	0,3900	0,0028	0,0000	0,0000	0,0000	0,0028	0,0000
20	11/10/25	9	0,3270	0,0759	0,0000	0,0000	0,0000	0,0759	0,0000
21	11/10/25	10	0,9555	0,2533	0,0000	0,0000	0,0000	0,2533	0,0000
22	11/10/25	11	0,3405	0,3618	0,0213	0,0000	0,0000	0,3405	0,0000
23	11/10/25	12	0,4020	0,4944	0,0924	0,0000	0,0000	0,4020	0,0000
24	11/10/25	13	0,3335	0,5781	0,2446	0,0000	0,0000	0,3335	0,0000
25	11/10/25	14	0,2010	0,6022	0,4012	0,0000	0,0000	0,2010	0,0000
26	11/10/25	15	0,2910	0,5572	0,2662	0,0000	0,0000	0,2910	0,0000
27	11/10/25	16	0,2775	0,4432	0,1657	0,0000	0,0000	0,2775	0,0000
28	11/10/25	17	0,3480	0,2835	0,0000	0,0000	0,0000	0,2835	0,0000
29	11/10/25	18	0,4280	0,1428	0,0000	0,0000	0,0000	0,1428	0,0000
30	11/10/25	19	0,1540	0,0228	0,0000	0,0000	0,0000	0,0228	0,0000
31	11/10/25	20	0,2505	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	11/10/25	21	0,2640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	11/10/25	22	0,2490	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	11/10/25	23	0,2430	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	11/10/25	24	0,4455	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Figura 74 – Despachos com valores reais

Com base nos despachos das figuras acima, foram efetuadas comparações entre os dois despachos, de modo a testar o desempenho do modelo de gestão ativa. As comparações foram realizadas para os ciclos mencionados na Figura 75. Para além das variáveis apresentadas nas tabelas das figuras acima, a tabela de comparação inclui mais duas colunas, com o objetivo de comparar o resultado do fluxograma da Figura 39, de modo a comparar os períodos candidatos a armazenar ou a descarregar energia do SA. Por exemplo, se no despacho com valores previstos, o período t_4 for candidato a armazenar energia adicional no SA, na sexta coluna estará escrito “Sim”. Se, no despacho com valores reais o período t_4 também for candidato a armazenar energia adicional no SA, na sétima coluna estará escrito “Sim”; caso contrário terá a indicação “Não”, o que significa que o período t_4 não foi escolhido como candidato a armazenar energia adicional no SA no despacho com valores reais. O mesmo processo é aplicado aos candidatos a descarregar energia do SA: na oitava coluna, é escrito se o período t é candidato no despacho com valores previstos e, na nona coluna, se for candidato no despacho com valores reais. As tabelas correspondentes às comparações dos restantes despachos podem ser consultadas no Anexo D.

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex.env.SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc.SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	09/10/25	14	-79%	-1%					0%	0%	0%	-58%	0%
2	09/10/25	15	-40%	10%					85%	0%	0%	-40%	0%
3	09/10/25	16	-20%	23%					75%	0%	0%	-20%	0%
4	09/10/25	17	35%	39%					0%	0%	0%	39%	0%
5	09/10/25	18	93%	65%					0%	0%	0%	76%	0%
6	09/10/25	19	-13%	78%					0%	0%	0%	78%	0%
7	09/10/25	20	-2%	100%					0%	0%	0%	100%	0%
8	09/10/25	21	3%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
9	09/10/25	22	18%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	09/10/25	23	14%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	09/10/25	24	56%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	10/10/25	1	49%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	10/10/25	2	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	10/10/25	3	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	10/10/25	4	59%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	10/10/25	5	46%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	10/10/25	6	56%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	10/10/25	7	18%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	10/10/25	8	54%	-58%					0%	0%	0%	-58%	0%
20	10/10/25	9	-44%	-8%					0%	0%	0%	-8%	0%
21	10/10/25	10	-36%	1%					0%	0%	0%	1%	0%
22	10/10/25	11	74%	5%					0%	0%	0%	45%	0%
23	10/10/25	12	-28%	2%					0%	0%	0%	-11%	0%
24	10/10/25	13	2%	4%	Sim	Sim			8%	2%	0%	0%	0%
25	10/10/25	14	41%	10%					-27%	0%	0%	41%	0%
26	10/10/25	15	-21%	18%	Não	Sim			61%	0%	0%	0%	0%
27	10/10/25	16	44%	27%					8%	0%	0%	44%	0%
28	10/10/25	17	59%	34%					0%	0%	0%	34%	0%
29	10/10/25	18	90%	-8%					0%	0%	0%	13%	0%
30	10/10/25	19	9%	27%					0%	0%	0%	27%	0%
31	10/10/25	20	51%	0%			Não	Sim	0%	0%	0%	0%	0%
32	10/10/25	21	41%	0%			Sim	Sim	0%	0%	31%	31%	0%
33	10/10/25	22	-36%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	10/10/25	23	-6%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	10/10/25	24	17%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{env.SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc.SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	10/10/25	14	41%	1%					-60%	0%	0%	41%	0%
2	10/10/25	15	-21%	17%					60%	0%	0%	-21%	0%
3	10/10/25	16	44%	36%					30%	0%	0%	44%	0%
4	10/10/25	17	59%	53%	Sim	Sim			0%	53%	0%	0%	0%
5	10/10/25	18	90%	66%					0%	0%	0%	73%	0%
6	10/10/25	19	61%	82%					0%	0%	0%	82%	0%
7	10/10/25	20	19%	-4%					0%	0%	0%	-4%	0%
8	10/10/25	21	0%	0%			Sim	Sim	0%	0%	22%	22%	0%
9	10/10/25	22	-12%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	10/10/25	23	68%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	10/10/25	24	51%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	11/10/25	1	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	11/10/25	2	44%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	11/10/25	3	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	11/10/25	4	55%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	11/10/25	5	19%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	11/10/25	6	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	11/10/25	7	-1%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	11/10/25	8	48%	-137%					0%	0%	0%	-137%	0%
20	11/10/25	9	49%	-10%					0%	0%	0%	-10%	0%
21	11/10/25	10	-19%	-12%					0%	0%	0%	-12%	0%
22	11/10/25	11	51%	0%					0%	0%	0%	6%	0%
23	11/10/25	12	-94%	-3%					66%	0%	0%	-94%	0%
24	11/10/25	13	-45%	0%					29%	0%	0%	-45%	0%
25	11/10/25	14	22%	0%					-17%	0%	0%	22%	0%
26	11/10/25	15	-34%	3%					26%	0%	0%	-34%	0%
27	11/10/25	16	30%	16%					-27%	0%	0%	30%	0%
28	11/10/25	17	56%	28%					0%	0%	0%	28%	0%
29	11/10/25	18	70%	-10%					0%	0%	0%	-10%	0%
30	11/10/25	19	92%	26%					0%	0%	0%	26%	0%
31	11/10/25	20	90%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	11/10/25	21	85%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
33	11/10/25	22	68%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	11/10/25	23	81%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	11/10/25	24	34%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Figura 75 – Comparação entre os despachos com valores previstos e reais

Os resultados apresentados na Figura 75 demonstram que a energia consumida apresenta variações mais acentuadas do que a energia produzida, sendo que nesta se verificam algumas variações mais significativas em situações pontuais¹⁵. As variações verificadas eram expectáveis e justificáveis pela natureza distinta dos processos de previsão. Enquanto a previsão da energia produzida pelo SF é efetuada com base em informação meteorológica, mais concretamente na radiação solar, a previsão do consumo depende fundamentalmente do comportamento dos consumidores, o qual apresenta elevada variabilidade e uma previsibilidade limitada. Consequentemente, o desempenho do modelo de gestão ativa não deve ser avaliado apenas pela exatidão das previsões de consumo e de produção, mas também pela sua capacidade de lidar com estas incertezas no processo de decisão do despacho. Claro que, quanto menos significativas forem as variações, melhor será o desempenho do modelo.

¹⁵ Situações onde a previsão de energia produzida é maior que a energia produzida na realidade. Exemplo disto é o período t_5 do segundo ciclo em análise, onde a previsão de produção era 0,4276 kWh e na realidade apenas produziu 0,1452 kWh. Este fenómeno justifica-se pelo facto que pode ter ocorrido algum fenómeno meteorológico que não foi previsto (passagem de nuvens, por exemplo).

No período t_{31} do primeiro ciclo, é possível verificar que, no despacho com valores reais, este período foi selecionado como candidato a descarregar energia do SA, o que não aconteceu no despacho com valores previstos. Isto deve-se ao facto de a decisão sobre o armazenamento depender da energia consumida e da energia produzida. Neste caso em particular, verifica-se uma variação da energia consumida de 51 %, o que fez com que a decisão sobre o armazenamento fosse diferente, ou seja, resultasse em dois períodos para descarregar energia do SA no despacho com valores reais, em vez de apenas um, que tinha sido eleito no despacho com valores previstos.

A variação dos candidatos a armazenar e a retirar energia do SA entre o despacho com valores previstos e o despacho com valores reais está relacionada com as diferenças acumuladas de energia disponível para consumo e que se prevê ser necessária para satisfazer o consumo. Uma vez que o fluxograma de decisão estabelece que a elegibilidade para o armazenamento depende diretamente dos valores de consumo e produção, a aplicação deste com dados reais resulta em uma ordenação diferente, consoante o valor da energia de disponível para consumo acumulado. Consequentemente, a posição na ordem de mérito altera-se, resultando em mais ou menos candidatos elegíveis para armazenar ou retirar energia relativamente ao planeamento original.

Por fim, o modelo implementa um mecanismo de ajuste que reprocessa o despacho das últimas 11 horas do ciclo anterior durante a execução do ciclo seguinte, permitindo corrigir decisões resultantes da incerteza das previsões. Este procedimento promove a convergência entre os despachos com valores previstos e com valores reais.

Nos exemplos observados, o período t_{31} (correspondente à hora 20¹⁶ do dia 10/10) do primeiro ciclo foi, inicialmente, classificado como candidato a descarregar energia do SA. Contudo, esta classificação foi revogada no ciclo 2, após o reprocessamento com dados atualizados. Inversamente, a hora 21 do dia 10/10 manteve a sua classificação como candidata a retirar energia do SA em ambos os ciclos, apesar de se verificar uma variação de energia consumida nesta hora. Estes exemplos evidenciam a capacidade do mecanismo em questão de ajustar progressivamente a qualidade e melhorar a consistência das decisões do despacho.

Embora os resultados obtidos nesta secção evidenciam a funcionalidade do algoritmo de gestão ativa, estes não alcançaram o desempenho desejado. A principal razão

¹⁶ Período horário entre as 19h e as 20h.

para esta limitação reside no facto de os algoritmos de previsão adotados terem limitações que importa, no futuro, ultrapassar. Para o efeito será necessário utilizar algoritmos de previsão mais refinados, capazes de lidar com as incertezas associadas à produção fotovoltaica e ao comportamento do consumo. Este assunto não se incluía nos objetivos centrais do presente trabalho. Assim, as previsões utilizadas, embora fundamentadas em perfis típicos e dados meteorológicos, ainda não permitem uma resposta otimizada às variações reais, o que se reflete nas diferenças observadas entre os despachos com valores previstos e os valores reais.

Contudo, a essência do algoritmo de gestão ativa fica demonstrada, visto que o modelo implementado permite testar a lógica de despacho e a capacidade de ajuste face a erros de previsão. O processo de reprocessamento das últimas horas do ciclo anterior, por exemplo, mostra a capacidade do sistema em corrigir decisões e em aproximar os resultados do planeamento original dos valores reais observados. Assim, embora o desempenho não seja ideal, o protótipo serve como base para futuras melhorias, nomeadamente na otimização dos algoritmos de previsão e na integração de ajustes em tempo real, que poderão ser explorados em trabalhos futuros.

Capítulo 5. Conclusões e trabalhos futuros

A presente dissertação tem como contribuição principal a proposta de um algoritmo de gestão ativa destinado a definir o melhor encaminhamento, do ponto de vista económico, para a energia produzida em fotovoltaicos integrados com sistemas de armazenamento. Para além desta contribuição, a dissertação apresenta uma avaliação económica da associação de sistemas de armazenamento baseados em baterias de iões de lítio a instalações fotovoltaicas, com foco em instalações destinadas ao autoconsumo.

A avaliação do desempenho económico implicou o desenvolvimento de modelos baseados na metodologia do valor atualizado líquido e no período de retorno do investimento. Os modelos desenvolvidos permitem lidar com diferentes tarifários, sendo que no presente trabalho foram considerados quatro, sendo três não indexados (com ciclo simples, bi-horário e tri-horário) e um indexado ao MIBEL (com ciclo tri-horário).

A compreensão do desempenho económico relativo à instalação de um gerador fotovoltaico, nos moldes mais comuns (sem armazenamento) foi efetuada assumindo como situação base a inexistência desse mesmo gerador. Este procedimento permitiu determinar o valor criado pela instalação de um gerador fotovoltaico, o qual resulta da menor importação de eletricidade a partir da rede e da eventual venda de excedentes de produção face ao consumo. Neste processo foram considerados sistemas fotovoltaicos com quatro potências instaladas diferentes, permitindo desta forma extrair conclusões relacionadas com a influência da dimensão do gerador no respetivo desempenho económico. Naturalmente que a avaliação internalizou os custos de operação e manutenção associados ao gerador fotovoltaico. O modelo de avaliação económica desenvolvido foi aplicado a um caso de estudo relativo a um consumidor doméstico com potência contratada de 5,75 kVA e com consumo anual de 3627 kWh, tendo sido considerados geradores potências instaladas iguais a 920, 1840, 3220 e 5060 W. Os resultados mostram que a instalação do gerador fotovoltaico é economicamente interessante, sendo que o VAL obtido aumenta com a potência instalada e o PRI diminui.

Com o intuito de se avaliar o impacto da associação de um sistema de armazenamento de energia ao gerador fotovoltaico desenvolveu-se uma metodologia de avaliação económica adaptada à situação. Neste caso, o armazenamento de energia potência uma maior taxa de autoconsumo da energia produzida no gerador fotovoltaico, incrementando desta forma o valor económico da produção do gerador. Importa realçar

que, simultaneamente, tende a ocorrer uma diminuição do benefício relacionado com a exportação de excedentes, uma vez que parte destes é armazenada para consumo em períodos posteriores. O modelo implementado internaliza o efeito dos rendimentos de carga e descarga do sistema de armazenamento bem como as limitações físicas relacionadas com a carga e descarga (potências máximas de carga e de descarga). O modelo económico contabiliza o efeito da degradação dos sistemas de armazenamento e da sua eventual substituição. Com o intuito de avaliar a influência da capacidade do sistema de armazenamento no desempenho económico foram considerados quatro valores, em concreto 1 kWh, 3 kWh, 5 kWh e 10 kWh. Assim, as potências instaladas no gerador fotovoltaico anteriormente referidas foram cruzadas com as capacidades de armazenamento mencionadas permitindo um total de 64 situações distintas. Os resultados mostraram que a introdução do sistema de armazenamento conduz sempre a uma redução dos custos anuais de aquisição de eletricidade, efeito que se torna tanto mais relevante quanto maior for a potência do sistema fotovoltaico e a capacidade de armazenamento considerada. Contudo, verificou-se que a melhoria do desempenho económico não aumenta de forma ilimitada com a capacidade de armazenamento, tendo-se observado situações de sobredimensionamento em que o valor do VAL se torna negativo, o que leva a obter um PRI fora do prazo de investimento, sobretudo para SF de menor potência e para SA de maior capacidade. De um modo geral, os melhores resultados obtiveram-se para tarifários não indexados e para casos em que a potencia do SF é superior e a capacidade do SA assume valores moderados, o que evidencia a importância de um dimensionamento apropriado do sistema de armazenamento, de modo a garantir a viabilidade económica do investimento.

Na situação anterior, o armazenamento de energia foi assumido como passivo, no sentido em que não se implementou qualquer procedimento de gestão ativa da energia produzida. Por outras palavras, a energia que é encaminhada para o sistema de armazenamento resulta dos excedentes de produção face ao consumo que ocorram em determinados períodos, sendo estes primeiramente encaminhados para o sistema de armazenamento. Assim, os excedentes são sempre armazenados desde que o sistema de armazenamento tenha capacidade para o efeito e a potência máxima de carga não seja ultrapassada. De igual forma, o descarregar do sistema de armazenamento ocorre sempre que se verificar um défice da produção no sistema fotovoltaico face ao consumo, desde que o sistema de armazenamento possua energia para disponibilizar e respeitando o limite

importo pela máxima potência de descarga. Esta forma de operação do sistema de armazenamento não otimiza o valor económico que pode ser obtido com uma gestão ativa da energia produzida pelo sistema fotovoltaico.

Assim, no presente trabalho, foi desenvolvido um algoritmo de gestão ativa capaz de determinar se a energia produzida no sistema fotovoltaico em cada período bem definido deve ser autoconsumida, armazenada ou exportada. Na prática, o algoritmo desenvolvido efetua no dia D o despacho (autoconsumo direto, armazenamento ou exportação) da produção esperada para um conjunto de períodos integrados no próprio dia D e no dia D+1. Este processo de despacho é realizado com base em duas ordens de mérito, uma que ordena os períodos por ordem crescente de $c_{EA,n_{ex}}^t$ e outra por ordem decrescente de v_{DEA}^t . Estas duas ordens de mérito permitem definir, para cada período envolvido no despacho, o encaminhamento a efetuar à energia produzida no sistema fotovoltaico, de forma a otimizar o respetivo valor económico. O despacho é efetuado tendo em consideração previsões de produção no sistema fotovoltaico, de consumo na instalação elétrica associada e os custos da aquisição de eletricidade.

A aplicação do algoritmo de gestão ativa desenvolvido permitiu constatar que o armazenamento, e a sua capacidade de desacoplar a produção e o consumo, permite transferir energia produzida em períodos em que a eletricidade tem baixo valor económico para períodos de maior valor, contribuindo para melhorar o desempenho económico em comparações com soluções que não incluem armazenamento e gestão ativa. Na realidade, os resultados obtidos para os diferentes cenários de exploração considerados – sem SF/SA, com SF sem armazenamento, com SF e SA sem gestão ativa e com SF e SA com gestão ativa – mostram que a introdução de armazenamento melhora o desempenho económico, mas que a melhoria é significativamente reforçada com a aplicação do algoritmo de gestão ativa proposto. Por exemplo, a comparação entre a situação de sistema fotovoltaico com armazenamento sem gestão ativa e com gestão ativa mostra que, para potências do SF de 1840, 3220 e 5060 W, a introdução da gestão ativa permite reduzir o período de retorno do investimento para valores entre 8 e 10 anos, ao mesmo tempo que aumenta o VAL em todos os casos analisados. Este efeito é particularmente relevante para as potências mais elevadas do SF e para capacidades do SA entre 3 e 5 kWh, nas quais se observa um acréscimo substancial do VAL em relação ao cenário sem gestão ativa, demonstrando que a coordenação otimizada entre produção,

armazenamento e consumo potencia de forma significativa a atratividade económica do investimento.

Embora os resultados sejam promissores, o estudo apresenta limitações, as quais importa reconhecer. Em primeiro lugar, a avaliação foi realizada com base num único perfil de consumo e num conjunto específico de pressupostos técnicos e económicos, o que condiciona a sua aplicação direta a outros contextos, perfis de carga ou estruturas tarifárias. Por outro lado, a implementação do algoritmo foi efetuada num ambiente de simulação, com base em previsões de produção, consumo e preços, não contemplando integralmente as incertezas e os desvios que ocorreriam num contexto de operação em tempo real.

Apesar destas limitações, o trabalho alcança conquistas relevantes, nomeadamente, a sistematização de modelos de exploração de sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento, a quantificação detalhada do impacto económico dos sistemas de armazenamento em Portugal, e a proposta de um algoritmo de gestão ativa da energia produzida. O enquadramento regulamentar e de mercado analisado reforça também a pertinência de soluções que aumentem a flexibilidade da procura e do autoconsumo, em conformidade com os objetivos de descarbonização e de transição energética.

Tendo em vista desenvolvimentos futuros, são identificadas algumas linhas de trabalho prioritárias. Destacam-se a melhoria do processo de determinação do valor da energia adicional a enviar para o SA, de modo a otimizar o valor económico da energia produzida pelo SF. Esta melhoria prende-se, em grande medida, com a necessidade de se definir e aplicar técnicas de previsão de produção fotovoltaica e de consumo mais precisas, eventualmente com recurso à inteligência artificial. A qualidade destas previsões condiciona de forma decisiva a eficácia da gestão ativa e o funcionamento em tempo real.

Outro desenvolvimento esperado no futuro é a implementação física do sistema de gestão ativa, trabalho que, em boa verdade, foi iniciado durante o desenvolvimento deste projeto.

Referências Bibliográficas

- [1] OMIE, «Preço do mercado diário | OMIE». Acedido: 24 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price?scope=daily&period=15&date=2025-02-13>
- [2] H. Watanabe, «O papel da eletricidade a importância da redução do consumo de energia | LinkedIn». Acedido: 23 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/o-papel-da-eletricidade-importancia-reducao-do-consumo-watanabe/>
- [3] ERSE, «Cadeia de valor». Acedido: 23 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/cadeia-de-valor/>
- [4] ERSE, «Seminários sobre os Concursos para a concessão da distribuição de eletricidade em baixa tensão», 2018. Acedido: 13 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.erse.pt/media/dcijmrd2/sessoes_municipios-distribuicao_de_energia_eletrica_em_bt.pdf
- [5] ERSE, «Produção - ERSE». Acedido: 23 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/producao/>
- [6] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 15/2022 | DR». Acedido: 23 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>
- [7] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 76/2019 | DR». Acedido: 23 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/76-2019-122476954>
- [8] ERSE, «Transporte - ERSE». Acedido: 24 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/transporte/>
- [9] ERSE, «Transporte e distribuição». Acedido: 24 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/infografias/eletricidade/transport-distribution.html>
- [10] REN, «Electricidade». Acedido: 24 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-pt/atividade/eletricidade>
- [11] ERSE, «Distribuição - ERSE». Acedido: 25 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/distribuicao/>
- [12] ERSE, «Comercialização - ERSE». Acedido: 26 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/comercializacao/#comercializacao>
- [13] ERSE, «ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2025». 2024. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/fsnmfjgi/estrutura-tarifaria-se-2025-dez2024.pdf>
- [14] J. F. M. Corujas, «Análise dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2014 e no primeiro semestre de 2015», 2016. Acedido: 26 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/82775>
- [15] J. Amaral, «Os desafios da integração de energias renováveis na rede elétrica», SAPO. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em:

- <https://www.sapo.pt/opiniao/artigos/os-desafios-da-integracao-de-energias-renovaveis-na-rede-eletrica>
- [16] EDP Portugal, «Os impactos do veículo elétrico», edp.com. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/historias-edp/impactos-do-veiculo-eletrico>
- [17] V. M., «V2G: Baterias de elétricos com carregamento bidirecional poderão ajudar a poupar milhões», Pplware. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://pplware.sapo.pt/motores/v2g-baterias-de-eletricos-com-carregamento-bidirecional-poderao-ajudar-a-poupar-milhoes/>
- [18] Prio, «Tecnologia V2G: o sistema revolucionário da mobilidade elétrica», PRIO. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: [//www.prio.pt/pt/prio.pt/blog_236.html?idb=705](https://www.prio.pt/pt/prio.pt/blog_236.html?idb=705)
- [19] Noctula, «Produção de energia elétrica através de processos de hibridização», NOCTULA - Consultores em Ambiente. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://noctula.pt/producao-de-energia-eletrica-por-hibridizacao/>
- [20] EDP Portugal, «Central solar flutuante da EDP em Alqueva já produz energia», edp.com. Acedido: 10 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/central-solar-flutuante-da-edp-em-alqueva-ja-produz-energia>
- [21] ACRAL, «EDP Renováveis coloca em operação primeiro parque híbrido de energia eólica e solar da Península Ibérica». Acedido: 24 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://acral.pt/pt/noticias/item/1451-edp-renovaveis-coloca-em-operacao-primeiro-parque-hibrido-de-energia-eolica-e-solar-da-peninsula-iberica>
- [22] Iberdrola, «Tâmega: um dos maiores projetos hidrelétricos realizados na Europa nos últimos 25 anos», Iberdrola. Acedido: 11 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-hidreletrica/gigabateria-tamega>
- [23] ENEL, «Smart Grids: what they are, how they work, and their benefits». Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.enel.com/company/energy-services/enel-grids/smart-grid>
- [24] REPSOL, «Smart Grids: qué son y cómo funcionan las redes inteligentes», REPSOL. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/tecnologia-innovacion/smart-grids/index.cshtml>
- [25] SMPnet, «From Grid to Nation: The Convergence of Cybersecurity, National Security, and Power Grids». Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.smpnet.tech/post/from-grid-to-nation-the-convergence-of-cybersecurity-national-security-and-power-grids>
- [26] Convergent, «Addressing Cybersecurity Challenges in Renewable Energy», Convergent. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.convergent.com/addressing-cybersecurity-challenges-in-renewable-energy/>
- [27] J. Tuttle, «Digital Twin: Driving innovation in the energy sector - Energy & Utilities». Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em:

- <https://blogs.sw.siemens.com/energy-utilities/2022/03/23/digital-twin-driving-innovation-in-the-energy-sector/>
- [28] V. Solovyova, «Digital Twins for Renewable Energy Businesses: 3 Promising Use Cases». Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.softeq.com/blog/digital-twins-for-renewable-energy-businesses-3-promising-use-cases>
- [29] A. McGrath e A. Gomstyn, «What Is a Microgrid? | IBM». Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ibm.com/think/topics/microgrid>
- [30] Iberdrola, «Microrredes: soluções energéticas», Iberdrola. Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/smart-grids/microrredes>
- [31] D. A. Elalfy, E. Gouda, M. F. Kotb, V. Bureš, e B. E. Sedhom, «Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends», *Energy Strategy Rev.*, vol. 54, p. 101482, jul. 2024, doi: 10.1016/j.esr.2024.101482.
- [32] M. Wang e A. Navrotsky, «LiMO₂ (M=Mn, Fe, and Co): Energetics, polymorphism and phase transformation», *J. Solid State Chem.*, vol. 178, n.º 4, pp. 1230–1240, abr. 2005, doi: 10.1016/j.jssc.2005.01.028.
- [33] ocatsaros, «Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour: BloombergNEF», BloombergNEF. Acedido: 13 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>
- [34] J. Saraiva, J. Silva, e M. Leão, *Mercados De Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, 1ª. FEUP Edições, 2002.
- [35] Ingrid Arus, «Nordpool Market Update», Riga, 2024. [Online]. Disponível em: https://www.ast.lv/sites/default/files/editor/3.prezentacija_Nord_Pool.pdf
- [36] REN, «REN | Energia e infraestrutura». Acedido: 2 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-pt/sobre-nos/quem-somos>
- [37] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 182/95 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/182-1995-484672>
- [38] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 183/95 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/183-1995-484667>
- [39] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 184/95 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/184-1995-484670>
- [40] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 185/95 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/185-1995-484671>

- [41] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 186/95 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/186-1995-484668>
- [42] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 187/95 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/187-1995-484669>
- [43] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 188/95 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/188-484665>
- [44] União Europeia, «Directive - 96/92 - EN - EUR-Lex». Acedido: 28 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1996/92/oj/eng>
- [45] M. Matos, «4/2013, de 16.05.2013 | Portal do Ministério Público - Portugal». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ministeriopublico.pt/pareceres-pgr/1985>
- [46] Iberdrola S.A, «Mercado Liberalizado - Iberdrola», iberdrola.pt. Acedido: 2 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.iberdrola.pt/sobrenos/iberdrola-portugal/mercado-eletrico/mercado-liberalizado>
- [47] ERSE, «História - ERSE». Acedido: 2 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/institucional/erse/historia>
- [48] M. M. Flores Ferreira, «4/2016, de 29.06.2017 | Portal do Ministério Público - Portugal». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ministeriopublico.pt/pareceres-pgr/2096>
- [49] OMIP, «Sobre nós | OMIP». Acedido: 2 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.omip.pt/pt/sobre-nos-omip>
- [50] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 29/2006 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/29-2006-683861>
- [51] Diário da República, «Decreto-Lei n.º 172/2006 | DR». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/172-2006-540627>
- [52] União Europeia, «Directive - 2003/54 - EN - EUR-Lex». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/54/oj/eng>
- [53] União Europeia, *Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (reformulação) (Texto relevante para efeitos do EEE.)*, vol. 158. 2019. Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/por>
- [54] DGEG, «Sistema Elétrico Nacional (SEN)». Acedido: 7 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica-energetica/sistema-eletrico-nacional-sen/>
- [55] Portugal Energia, «Setor Energético – Portugal Energia». Acedido: 9 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/>
- [56] ERSE, «OPERADOR DOMINANTE METODOLOGIA E APLICAÇÕES - PROPOSTA DO CONSELHO DE REGULADORES DO MIBEL». 2003. Acedido:

- 12 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.erse.pt/media/ui4pvz3g/operador_dominante_office2003.pdf
- [57] Governo Português, «Proposta de Resolução 26/X/1». Acedido: 12 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <http://www.parlamento.pt:80/ActividadeParlamentar/Paginas/DetalleIniciativa.aspx?BID=21086>
- [58] ERSE e CNE, «Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade». março de 2002. Acedido: 12 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/wyxfbydm/modelomibel.pdf>
- [59] Conselho de Reguladores do MIBEL, «DESCRICÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL». novembro de 2009. Acedido: 12 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf
- [60] REN, «REN - Redes Energéticas Nacionais». Acedido: 24 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-pt>
- [61] Redeia, «Red Eléctrica en 2 minutos», Redeia. Acedido: 11 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.redeia.com/es/conocenos/ree-en-2-minutos>
- [62] ERSE, «Mercado - ERSE». Acedido: 13 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: [https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/#mercado-iberico-de-eletricidade-\(mibel\)](https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/#mercado-iberico-de-eletricidade-(mibel))
- [63] L. B. da Cruz, «A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia- pólo português)», 2008, Acedido: 12 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://infoeuropa.mne.gov.pt/Nyron/Library/Catalog/winlibimg.aspx?doc=36744&img=3562>
- [64] OMIP, «Modelo de Mercado | OMIP». Acedido: 13 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.omip.pt/pt/modelo-de-mercado>
- [65] DGEG, «Mercado diário». Acedido: 13 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibel/mercado-diario/>
- [66] DGEG, «Mercado intradiário». Acedido: 13 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibel/mercado-intradiario/>
- [67] P. Pereira da Silva, *O sector da energia eléctrica na União Europeia: evolução e perspectivas*. em Investigação. Erscheinungsort nicht ermittelbar: Coimbra University Press, 2007.
- [68] G. M. Rochette, «O mercado ibérico de energia: o mercado de derivados energéticos e as implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal», masterThesis, 2015. Acedido: 13 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://estudogeral.uc.pt/handle/10316/29106>
- [69] I. L. dos S. Martins, «Organização do setor eléctrico em Portugal, o MIBEL e construção dos preços da energia eléctrica no mercado primário», masterThesis, 2020. Acedido: 27 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://comum.rcaap.pt/handle/10400.26/32901>

- [70] OMIE, «Mercado da electricidade | OMIE». Acedido: 13 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad>
- [71] Y. Ahmed, M. Behrangrad, e A. Lukonits, «How can demand response be used to support renewable energy?» Acedido: 24 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.linkedin.com/advice/3/how-can-demand-response-used-support-renewable-mwxde>
- [72] «Tarifas e preços - eletricidade - ERSE». Acedido: 25 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade#periodos-horarios>
- [73] EDP Comercial, «TARIFÁRIOS». Acedido: 25 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.edp.pt/media/d1zbxzk4/tarifarios-15.pdf>
- [74] ERSE, «Regulamento Tarifário do setor elétrico». 2025. Acedido: 15 de fevereiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.erse.pt/media/gavjlyez/rts-se_capa_%C3%ADndice_consolidado-com-retif.pdf
- [75] «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - The Joint Research Centre: EU Science Hub». Acedido: 26 de julho de 2025. [Online]. Disponível em: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- [76] J. Fernando, «Internal Rate of Return (IRR): Formula and Examples», Investopedia. Acedido: 26 de julho de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.investopedia.com/terms/i/irr.asp>
- [77] M. Jacobs, «How to Find Payback Period in Excel: A Step-by-Step Guide». Acedido: 25 de junho de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.supportyourtech.com/excel/how-to-find-payback-period-in-excel-a-step-by-step-guide/>
- [78] Q. Chai, C. Zhang, Z. Dong, e W. Chen, «Optimal Daily Scheduling of Distributed Battery Energy Storage Systems Considering Battery Degradation Cost», em *2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, jul. 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM46819.2021.9638252.
- [79] M. McCusker, «What Is Peukert’s Law and What Is Its Effect on Batteries?», Battle Born Batteries. Acedido: 29 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://battlebornbatteries.com/peukert-effect/>
- [80] Victron Energy, «8. Battery capacity and Peukert exponent». Acedido: 29 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.victronenergy.com/media/pg/SmartShunt/en/battery-capacity-and-peukert-exponent.html>
- [81] Gabriel Benjamin Teixeira, «Modelação e Simulação de um Formula Student Eléctrico», Master’s Thesis, 2009.
- [82] R. P.- IST, «Capacidade Bateria», Electronica PT. Acedido: 29 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.electronica-pt.com/baterias/capacidade-bateria>
- [83] N. Fatela, «OMIE - Saiba tudo sobre o OMIE e quais os preços do OMIE Spot | Comparamais.pt». Acedido: 18 de setembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.comparamais.pt/luz-e-gas/omie/>

- [84] PennState - College of Earth and Mineral Sciences, «4.5 Decoupling Beam and Diffuse: Clearness and Clear Sky Indices | EME 810: Solar Resource Assessment and Economics». Acedido: 1 de dezembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://courses.ems.psu.edu/eme810/node/684>
- [85] PennState - College of Earth and Mineral Sciences, «1.5. Extraterrestrial Radiation and the Atmosphere | EME 811: Solar Thermal Energy for Utilities and Industry». Acedido: 1 de dezembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://courses.ems.psu.edu/eme811/node/637>
- [86] D. G. Erbs, S. A. Klein, e J. A. Duffie, «Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation», *Sol. Energy*, vol. 28, n.º 4, pp. 293–302, 1982, doi: 10.1016/0038-092X(82)90302-4.
- [87] A. G. Alemu, T. A. Anshebo, e B. B. Dessie, «Solar radiation estimation on a tilted surface using sky models in the Afar region of Ethiopia», *Front. Energy Res.*, vol. 13, p. 1478555, abr. 2025, doi: 10.3389/fenrg.2025.1478555.
- [88] MEO Energia, «Venda de excedentes de energia solar | MEO Energia», MEOENERGIA. Acedido: 26 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.meoenergia.pt/energia-solar/venda-excedente>
- [89] SU ELETRICIDADE, «Tarifas baixa tensão normal 2023-2024». Acedido: 26 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://sueletricidade.pt/pt-pt/page/1581/tarifas-baixa-tensao-normal-2023-2024>
- [90] REPSOL, «Condições particulares - Tarifa Viva Sem Mais». 2025. Acedido: 9 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.repsol.pt/content/dam/repsol-portugal/eletricidade-e-g%C3%A1s/rebranding-01-09-25/general/viva-sem-mais/12_REPSOL_TARIFAS_G%C3%81S_VIVA%20SM_v20250901.pdf
- [91] REN, «Eletricidade - Mercado», Ren Website Root. Acedido: 8 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/mercado/>
- [92] SOLARIMPACT, «Tabela de preços Autoconsumo (Em Atualização)», SOLARIMPACT. Acedido: 8 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://loja.solarimpact.pt/tabela-de-precos-autoconsumo>
- [93] VN Casa Inteligente, «Kit's auto-consumo simples». Acedido: 8 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.vncasainteligente.pt/kit-s-auto-consumo-simples>
- [94] C. Beato, «Instalar e manter painéis solares, quando custa? — idealista/news». Acedido: 11 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.idealista.pt/news/imobiliario/habitacao/2025/03/13/68555-remodelar-a-casa-quanto-custa-instalar-paineis-solares>
- [95] R. Kennedy, «How long do residential solar batteries last? – pv magazine International». Acedido: 1 de dezembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2025/08/07/how-long-do-residential-solar-batteries-last-3/>
- [96] Axi. X. Hc, «AXITEC Energy Australia Pty Ltd, 213 Greenhill Road, Eastwood SA 5063, Australia, energy@axitecsolar.com, www.axitecsolar.com», Acedido: 19 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/img/cms/AXITEC/Axitec440-465.pdf>

- [97] Suministros del Sol, «BLUETTI AC70P: Gerador Solar Portátil de 1000W - 864Wh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/bluetti/2576-bluetti-ac70p-estacao-de-energia-portatil-de-1000w-864wh.html>
- [98] El Almacén Fotovoltaico, «Bateria portátil APstorage LAKE1000 | ElAlmacenFotovoltaico.com», El Almacén Fotovoltaico. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://elalmacenfotovoltaico.com/pt/baterias-de-litio/935-bateria-portatil-apstorage-lake1000.html>
- [99] EcoFlow Portugal, «Estação de Energia Portátil EcoFlow DELTA 3», EcoFlow Portugal. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://ecoflow.com.pt/products/estacao-de-energia-portatil-ecoflow-delta-3>
- [100] Renogy US, «Pro - 12V 100Ah/200Ah Smart LiFePO4 Battery», Renogy US. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.renogy.com/products/pro-renogy-12v-100ah-200ah-smart-lifepo4-battery-w-bluetooth-self-heating>
- [101] Lion Energy, «UT 1300 BT-H», Lion Energy. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://lionenergy.com/products/ut-1300-bt-h>
- [102] Goal Zero, «Yeti 1500X», Goal Zero. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://goalzero.com/pt/products/goal-zero-yeti-1500x-portable-power-station>
- [103] Suministros del Sol, «Deye ESS Balcony 2.0 – Sistema Solar Portátil 2kWh | Suministros d Sol», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-deye/2726-deye-balcony-ess-20-sistema-de-armazenamento-solar-portatil-de-2-kwh.html>
- [104] El Almacén Fotovoltaico, «Bateria Growatt NOAH 2000 | ElAlmacenFotovoltaico.com», El Almacén Fotovoltaico. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://elalmacenfotovoltaico.com/pt/baterias-solares/1348-bateria-growatt-noah-2000.html>
- [105] El Almacén Fotovoltaico, «Bateria Portátil Growatt INFINITY 2000 PRO | ElAlmacenFotovoltaico.com», El Almacén Fotovoltaico. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://elalmacenfotovoltaico.com/pt/baterias-portateis/1344-bateria-portatil-growatt-infinity-2000-pro.html>
- [106] EcoFlow Portugal, «Bateria Adicional Inteligente EcoFlow DELTA 2 Max», EcoFlow Portugal. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://ecoflow.com.pt/products/delta-2-max-smart-extra-battery>
- [107] EcoFlow Portuga, «Estação de Energia Portátil EcoFlow DELTA 2 – EcoFlow Portugal». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://ecoflow.com.pt/products/estacao-de-energia-portatil-ecoflow-delta-2>
- [108] Renogy US, «Pro - 12V 100Ah/200Ah Smart LiFePO4 Battery | Renogy US». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.renogy.com/products/pro-renogy-12v-100ah-200ah-smart-lifepo4-battery-w-bluetooth-self-heating?variant=43747614195827>
- [109] Suministros del Sol, «BLUETTI AC200MAX Estação de Energia Portátil 2.200W - 2.048Wh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online].

- Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/bluetti/2630-bluetti-ac200max-estacao-de-energia-portatil-2200w-2048wh.html>
- [110] Suministros del Sol, «BLUETTI AC200P Estação de Energia Portátil de 2.400W - 2.304Wh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/bluetti/2623-bluetti-ac70p-estacao-de-energia-portatil-de-1000w-864wh.html>
- [111] Suministros del Sol, «Dy Ness B4850 - Bateria de lítio 48V 2,4 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-dyness/892-dyness-b4850-bateria-de-litio-48v-24-kwh.html>
- [112] Suministros del Sol, «Bateria de lítio Pylontech US2000C2.4kWh 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-pylontech/416-bateria-de-litio-pylontech-us2000c24kwh-nova-versao-48v.html>
- [113] Leroy Merlin, «Bateria solar LITIO HV FOX-ESS HV2600 2,6KW | Leroy Merlin», Leroy Merlin - Bricolage, déco, maison, jardin. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.leroymerlin.pt/produtos/bateria-solar-litio-hv-fox-ess-hv2600-2-6kw-85183755.html>
- [114] Enphase, «IQ Battery 3T | Enphase». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://enphase.com/store/storage/gen2/iq-battery-3t>
- [115] Enphase, «IQ Battery 3 | Enphase». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://enphase.com/store/storage/gen2/iq-battery-3>
- [116] Suministros del Sol, «LG Chem RESU 3.3 kWh Δ Comprar LG CHhem bateria de lítio ao melhor preço». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-lg-chem-resu/309-bateria-solar-litio-lg-chem-resu-33-kwh.html>
- [117] Suministros del Sol, «Bateria de lítio Pylontech US3000C3.5kWh - Nova versão 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-pylontech/563-bateria-de-litio-pylontech-us3000c35kwh-nova-versao-48v.html>
- [118] Suministros del Sol, «Pylontech H4807448V - Bateria de lítio de alta tensão 3,55 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-pylontech/1289-pylontech-h4807448v-bateria-de-litio-de-alta-tensao.html>
- [119] «Pylontech Force H2 BMS FC0500M-40S-V2», Panpower.eu. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://panpower.eu/pt/sistemas-de-armazenamento/5102-5134-pylontech-force-h2-bms-fc0500m-40s-v2.html>
- [120] Lion Energy, «UT 3500 BT-H», Lion Energy. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://lionenergy.com/products/ut-3500-bt-h>
- [121] Suministros del Sol, «Dy Ness B3 - Bateria de lítio 48V 3,6 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-dyness/2473-dyness-b3-bateria-de-litio-48v-36-kwh.html>

- [122] EcoFlow Portugal, «Estação de Energia Portátil EcoFlow DELTA Pro – EcoFlow Portugal». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://ecoflow.com.pt/products/estacao-de-energia-portatil-ecoflow-delta-pro>
- [123] Suministros del Sol, «BYD Battery-Box Premium LVS 3,8kWh-23kWh - Nova bateria de lítio BYD», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-de-litio-byd/881-1809-byd-battery-box-premium-lvs-4kwh-24kwh-new-lithium-bateria.html>
- [124] Suministros del Sol, «Bateria de lítio Pylontech H32148 4,74kWh Pylontech Powercube M1», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-pylontech/2481-bateria-de-litio-pylontech-h32148-474kwh-pylontech-powercube-m1.html>
- [125] El Almacén Fotovoltaico, «Bateria de lítio Dyness A48100 (48V) LiFePO4 4,8 kWh | ElAlmacenFotovoltaico.com», El Almacén Fotovoltaico. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://elalmacenfotovoltaico.com/pt/baterias-de-litio/511-bateria-de-litio-dyness-a48100.html>
- [126] Suministros del Sol, «Bateria Lítio Pylontech US5000 de 4.8kWh 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-pylontech/1505-bateria-litio-pylontech-us5000-48kwh-48v.html>
- [127] Suministros del Sol, «Bateria de lítio SAJ B2 LV1 - Módulos + Base (opcional)», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-saj/2546-29409-bateria-de-litio-saj-b2-lv1-modulos-base-opcional.html>
- [128] Suministros del Sol, «Bateria de lítio Huawei LUNA2000-5/10/15-S0 de 5kWh, 10kWh ou 15k», Suministros del Sol. Acedido: 10 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-huawei/971-16421-bateria-de-litio-huawei-luna2000-5-10-15-s0-5kwh-10kwh-ou-15kwh.html>
- [129] VN Casa Inteligente, «Kit Bateria AXE 5.0kwh de Lítio Growatt + base + cabos», VNCASAINTELIGENTE® Energias renováveis, climatização e domótica. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.vncasainteligente.pt/energias-renovaveis-/solar-fotovoltaica-/baterias/growatt-baterias/kit-bateria-axe-50kwh-de-litio-growatt-base-cabos-kit-bateria-compativel-com-inversores-growatt-das-series-spf-e-sph-tecnologia->
- [130] Leroy Merlin, «Bateria de Lítio Fox EP5 5kWh | Leroy Merlin», Leroy Merlin - Bricolage, déco, maison, jardin. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.leroymerlin.pt/produtos/bateria-de-litio-fox-ep5-5kwh-95926007.html>
- [131] Panpower, «SOFAR BTS-5K Bateria 5kWh - Grossista», Panpower.eu. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://panpower.eu/pt/sistemas-de-armazenamento/4122-2046-sofar-bts-5k-bateria-5kwh.html>
- [132] Panpower, «zyc energy simpo 5000 5kwh 51.2v», Panpower.eu. Acedido: 10 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://panpower.eu/pt/sistemas-de-armazenamento/5059-1269-zyc-energy-simpo-5000-5kwh-512v.html>

- [133] Panpower, «GROWATT APX 5.0P-B1 - Bateria HV | Grossista», Panpower.eu. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://panpower.eu/pt/sistemas-de-armazenamento/5410-4283-growatt-apx-50p-b1.html>
- [134] Renogy US, «Smart 50ah 48 Volt Lithium Iron Phosphate Battery | Renogy US». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.renogy.com/products/48v-50ah-smart-lithium-iron-phosphate-battery-w-self-heating?variant=43178720362611>
- [135] Suministros del Sol, «Baterias SAJ B1 5,1 kWh 48 V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-de-litio/2545-baterias-saj-b1-51-kwh-48-v.html>
- [136] Suministros del Sol, «Bateria de lítio SAJ B2 HV1 - Módulos + BMS + Base», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-saj/1332-29152-bateria-de-litio-saj-b2-hv1-modulos-bms-base.html>
- [137] Panpower, «DEYE SE-G5.1-Pro-B 51.2V 100Ah 5.12kWh Bateria», Panpower.eu. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://panpower.eu/pt/sistemas-de-armazenamento/4763-1579-deye-se-g51-pro-b-512v-100ah-512kwh.html>
- [138] Suministros del Sol, «BYD Battery-Box Premium HVS 5,1kWh-12,8kWh - Bateria de alta tensão», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-de-litio-byd/883-1822-byd-battery-box-premium-hvs-51kwh-128kwh-nova-bateria-de-alta-tensao.html>
- [139] Suministros del Sol, «Bateria KSTAR BluE-Pack5.1», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-kstar/2051-bateria-kstar-blue-pack51.html>
- [140] Suministros del Sol, «Bateria de lítio Hi-5 HinaESS 5,12kWh - 51,2V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-hinaess/2618-bateria-de-litio-hi-5-hinaess-512kwh-512v.html>
- [141] Suministros del Sol, «Dy Ness DL5.0C - Bateria de lítio 5,12 kWh 48 V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-dy Ness/2527-dy Ness-dl50c-bateria-de-litio-512-kwh-48-v.html>
- [142] Suministros del Sol, «Dy Ness BX51100 - Bateria de lítio de 48 V de 5,1 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-dy Ness/2476-dy Ness-bx51100-bateria-de-litio-de-48-v-de-51-kwh.html>
- [143] Suministros del Sol, «PowerGem Hinaess 5.12kWh Lithium Battery - 51.2V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-de-litio/2750-powergem-hinaess-512kwh-lithium-battery-512v.html>

- [144] Baterias y Amperios, «Batería solar Litio 5.12Kw Voltem 48V», Baterias y Amperios. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://bateriasyamperios.com/pt-pt/produto/bateria-solar-litio-5120w-voltem-48v/>
- [145] El Almacén Fotovoltaico, «Bateria modular de lítio série Sunwoda Atrix 5,12 kWh 100Ah | ElAlmacenFotovoltaico.com», El Almacén Fotovoltaico. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://elalmacenfotovoltaico.com/pt/baterias-de-litio/1250-bateria-de-litio-modular-sunwoda-suness-5h.html>
- [146] El Almacén Fotovoltaico, «Bateria modular de lítio série Sunwoda Atrix 5,12 kWh 100Ah | ElAlmacenFotovoltaico.com», El Almacén Fotovoltaico. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://elalmacenfotovoltaico.com/pt/baterias-de-litio/1226-bateria-de-litio-sunwoda-monawall-5-ip65.html>
- [147] El Almacén Fotovoltaico, «Pacote de bateria de lítio Soluna EOS 5K 5,1 kWh 48V | ElAlmacenFotovoltaico.com», El Almacén Fotovoltaico. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://elalmacenfotovoltaico.com/pt/baterias-de-litio/603-pacote-de-bateria-de-litio-soluna-eos-5k-51-kwh-48v.html>
- [148] Soltuga, «EOS5K». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.soltuga.pt/produto/eos-5k/>
- [149] SOK Battery USA, «SK48V100N | 48V100Ah Server Rack LiFePO4 Battery | SOK Battery», SOK Battery USA. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://us.sokbattery.com/product-page/copy-of-sk48v100n-48v100ah-server-rack-lifepo4-battery>
- [150] Suministros del Sol, «WECO BMU para alta tensão», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-de-litio/1944-bmu-weco-para-alta-voltagem.html>
- [151] Suministros del Sol, «Bateria de lítio Goodwe SECU-A», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-goodwe/1316-bateria-de-litio-goodwe-secu-a.html>
- [152] Suministros del Sol, «Bateria de lítio Goodwe Lynx Home U - LX U5.4-20», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-goodwe/1315-bateria-de-litio-goodwe-lynx-home-u-lx-u54-20.html>
- [153] EcoDirect, «Fortress Power 48 Volt 5.4kWh (105AH) LiFePO4 Battery | eFlex MAX», EcoDirect. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.ecodirect.com/product-p/fortress-power-eflex-max-5.4.htm>
- [154] Suministros del Sol, «Fox Energy Cube ECS 2900-H2-H7 | Bateria de lítio de alta tensão de 5,7 a 20,1kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-foxess/1792-25601-fox-energy-cube-ecs-2900-h2-h7-bateria-de-litio-de-alta-tensao-de-57-a-201kwh.html>
- [155] Panpower, «Deye RW-M6.1-B 6.14kWh Bateria LiFePO4», Panpower.eu. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em:

- <https://panpower.eu/pt/sistemas-de-armazenamento/5192-2279-deye-rw-m61-b-614kwh.html>
- [156] Suministros del Sol, «LG Chem RESU 6.5 kWh Δ Comprar LG Chem bateria de lítio». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-lg-chem-resu/311-bateria-de-litio-lg-chem-resu-65-kwh.html>
- [157] Suministros del Sol, «Bateria Goodwe Lynx Home F série LXF-H - de 6,55 kWh a 16,38 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-goodwe/1319-26015-bateria-de-litio-goodwe-lynx-home-f-serie-lxf-h-de-655-kwh-a-1638-kwh.html>
- [158] Suministros del Sol, «Huawei LUNA2000-7/14/21-S1 - Nova bateria de lítio», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-huawei/2574-34456-huawei-luna2000-7-14-21-s1-nova-bateria-de-litio.html>
- [159] Suministros del Sol, «Pack 3 Baterias Pylontech US2000C 7,2kWh 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-de-litio/1750-18299-pack-3-baterias-pylontech-us2000c-72kwh-48v.html>
- [160] Suministros del Sol, «Bateria de lítio de alta tensão Deye GB-L. De 8,18 para 24,56 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-deye/1998-26801-bateria-de-litio-de-alta-tensao-deye-gb-l-de-818-para-2456-kwh.html>
- [161] Suministros del Sol, «Fox Energy Cube ECS 2900-H2-H7 | Bateria de lítio de alta tensão de 5,7 a 20,1kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-foxess/1792-25601-fox-energy-cube-ecs-2900-h2-h7-bateria-de-litio-de-alta-tensao-de-57-a-201kwh.html>
- [162] Suministros del Sol, «LG RESU FLEX 8,6 kWh a 17,9 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-lg-chem-resu/1011-18515-lg-resu-flex-86-kwh-a-179-kwh.html>
- [163] Suministros del Sol, «BMZ Hiperion HV de 51.5V e 3,23 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-bmz/1577-bmz-hiperion-hv-de-515v-e-96-kwh.html>
- [164] Suministros del Sol, «LG RESU 10H Prime | Nova bateria de lítio LG Chem», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-lg-chem-resu/1009-lg-resu-10h-prime-nova-bateria-de-litio.html>
- [165] Suministros del Sol, «Pacote 4 baterias Pylontech US2000C 9,6kWh 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-de-litio/1751-18301-pacote-4-baterias-pylontech-us2000c-96kwh-48v.html>
- [166] Suministros del Sol, «Bateria Sungrow SBR de alta tensão de 9,6 a 102 kWh». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em:

- <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-de-litio/1683-21770-bateria-sungrow-sbr-de-alta-tensao-de-96-a-102-kwh.html>
- [167] Suministros del Sol, «Bateria Goodwe Lynx Home F série LXF-H - de 6,55 kWh a 16,38 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-goodwe/1319-26015-bateria-de-litio-goodwe-lynx-home-f-serie-lxf-h-de-655-kwh-a-1638-kwh.html>
- [168] Suministros del Sol, «LG Chem RESU 10M bateria de lítio 9,8kWh HV fonte do sol». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-lg-chem-resu/769-lg-chem-resu-bateria-de-litio-10m-98kwh-hv.html>
- [169] Suministros del Sol, «Bateria de lítio Huawei LUNA2000-5/10/15-S0 de 5kWh, 10kWh ou 15kWh ou 15kWh». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-huawei/971-16421-bateria-de-litio-huawei-luna2000-5-10-15-s0-5kwh-10kwh-ou-15kwh.html>
- [170] Suministros del Sol, «LG Chem RESU Baterias de lítio LGChem ao melhor preço», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-lg-chem-resu/312-bateria-de-litio-lg-chem-resu-10-kwh.html>
- [171] Suministros del Sol, «Bateria SolarEdge Energy Bank de 10 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-de-litio/1511-26869-bateria-solaredge-energy-bank-de-10-kwh.html>
- [172] Soltuga, «Soluna10kW LV». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.soltuga.pt/produto/soluna-10kw-lv/>
- [173] Enphase, «IQ Battery 10T | Enphase». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://enphase.com/store/storage/iq-battery-10t>
- [174] Enphase, «IQ Battery 10 | Enphase». Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://enphase.com/store/storage/gen2/iq-battery-10>
- [175] Panpower, «SolaX HV10230 V2 Bateria - Atacado», Panpower.eu. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://panpower.eu/pt/sistemas-de-armazenamento/4827-2703-bateria-solax-hv10230-v2.html>
- [176] Suministros del Sol, «DEYE AI-W5.1-B – Bateria de Lítio Modular 10.24 kWh – 30.72 kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-de-litio/2784-36661-deye-ai-w51-b-bateria-de-litio-modular-1024-kwh-3072-kwh.html>
- [177] Suministros del Sol, «Dyness Powerbox G2 - Bateria de lítio 48V de 10.24kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-dyness/2771-dyness-powerbox-g2-bateria-de-litio-48v-de-1024kwh.html>
- [178] Suministros del Sol, «Pacote 3 módulos Pylontech US3000C 10.5kWh 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrosdelsol.com/pt/baterias-de-litio/1755-18310-pacote-3-modulos-pylontech-us3000c-105kwh-48v.html>
- [179] Leroy Merlin, «Bateria de Lítio Fox EP11 10kWh | Leroy Merlin», Leroy Merlin - Bricolage, déco, maison, jardin. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online].

- Disponível em: <https://www.leroymerlin.pt/produtos/bateria-de-litio-fox-ep11-10kwh-95926009.html>
- [180] Panpower, «SolaX HV11550 V2 - Loja grossista», Panpower.eu. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://panpower.eu/pt/sistemas-de-armazenamento/4521-2653-solax-hv11550-v2.html>
- [181] Suministros del Sol, «Pack 5 Baterias Pylontech US2000C12kWh 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-de-litio/1752-18303-pack-5-baterias-pylontech-us2000c12kwh-48v.html>
- [182] Suministros del Sol, «LG Chem RESU Fornecimento de 13 kWh LGBaterias de lítio Chem ao melhor preço», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-lg-chem-resu/482-bateria-de-litio-lg-chem-resu-13-kwh.html>
- [183] Suministros del Sol, «TESLA Powerwall 3 - Bateria de Lítio AC 13,5 KWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-power-wall/2637-tesla-powerwall-3-bateria-de-litio-ac-135-kwh.html>
- [184] Suministros del Sol, «Pacote 4 módulos Pylontech US3000C14kWh 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-de-litio/1756-18312-pacote-4-modulos-pylontech-us3000c14kwh-48v.html>
- [185] Suministros del Sol, «Dy Ness PowerBrick – Bateria de Lítio 48V de 14.336kWh», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-dyness/2776-dyness-powerbrick-bateria-de-litio-48v-de-14336kwh.html>
- [186] Suministros del Sol, «Pacote 6 baterias Pylontech US2000C14,4kWh 48V», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-de-litio/1753-18305-pacote-6-baterias-pylontech-us2000c144kwh-48v.html>
- [187] Baterias y Amperios, «Bateria solar de lítio Felicity 15kW», Baterias y Amperios. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://bateriasyamperios.com/pt-pt/produto/bateria-solar-litio-15kw-felicity/>
- [188] Suministros del Sol, «LG RESU 16H Prime | Novas baterias de lítio LG Chem», Suministros del Sol. Acedido: 18 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://suministrodelsol.com/pt/baterias-lg-chem-resu/1010-lg-resu-16h-prime-nova-bateria-de-litio.html>

Anexo A – Comercializadoras no mercado liberalizado em Portugal

Comercializadora	Consumidor doméstico	Grandes consumidores	Consumidores industriais	Pequenas e médias empresas (PME)
ACCIONA Green Energy Developments, S.L.		x	x	x
Ágoraluz Energia, Lda.	x	x	x	x
Alfa Energia, Lda.	x		x	x
Audax Renovables, S.A		x	x	x
Axpo Energia Portugal, Unipessoal, Lda.		x	x	x
A Eléctrica Moreira de Cónegos	x			
Capwatt Retail Electricidade PT, S.A.	x			x
CB Power Energy	x	x	x	x
Cepsa Gas y Electricidad, S.A.		x	x	x
CLIDOMER Unipessoal, Lda.	x			
Cooperativa Eléctrica de Vale D'Este, C.R.L.	x			
Coopérnico	x	x	x	x
EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A	x	x	x	x

Elergone Energia, Lda.		x	x	x
Endesa Energia, S.A.	x	x	x	x
ENFORCESCO, S.A.	x	x	x	x
ENI PLENITUDE IBERIA, S.L.U.	x	x	x	x
Ezurimbol - Comércio de eletricidade, Lda.	x		x	x
Fortia Energia, S.L.		x		
Petrogal, S.A.	x	x	x	x
Goldenergy – Comercializadora de Energia, S.A	x	x	x	x
G9Telecom, S.A.	x	x	x	x
Ibelectra Mercados, Lda.	x		x	x
Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda.	x	x	x	x
JAFPLUS, Lda.	x	x	x	x
Logica Energy, Lda.	x	x	x	x
LUZBOA - Comercialização de Energia, Lda.	x	x	x	x
LusíadaEnergia, S.A.	x	x	x	x
MEO Energia - Comercialização de Energia, S.A.	x	x	x	x

Muon Electric, Lda.	x	x	x	x
Nossa Energia, Comércio de Energia Lda	x	x	x	x
Oeneo Energy, Lda.	x	x	x	x
On Demand Facilities, S.L.U.	x	x	x	x
Petrotermica Energia, SA.		x	x	x
Portulogos Power, Lda.	x	x	x	x
Propensalternativa Unipessoal, Lda.	x	x	x	x
Repsol Portuguesa, Lda.	x	x	x	x
USENERGY, Lda.	x	x	x	x

Anexo B – Lista completa dos SA

Fabricante	Designação	Capacidade (kWh)	Custo (€)	Referência
BLUETTI	AC70P	1	599,00	[97]
APstorage	LAKE1000	1	879,90	[98]
Ecoflow	DELTA 3	1	749,00	[99]
RENOGY	-	1,12	964,28	[100]
Lion Energy	UT 1300 BT-H	1,344	771,52	[101]
Goal Zero	Yeti 1500X	1,516	1 287,26	[102]
Deye	ESS Balcony 2.0	2	1 190,00	[103]
Growatt	NOAH 2000	2	649,00	[104]
Growatt	INFINITY 2000 PRO	2	764,90	[105]
Ecoflow	DELTA 2 MAX	2	1 099,00	[106]
Ecoflow	DELTA 2	2	799,00	[107]
RENOGY	-	2	1 373,10	[108]
BLUETTI	AC200MAX	2,2	1 299,00	[109]
BLUETTI	AC200P	2,4	1 517,95	[110]
Dyness	B4850	2,4	569,00	[111]
Pylontech	US2000C	2,4	595,00	[112]
Fox ESS	HV2600	2,6	864,00	[113]
Enphase	IQ 3T	3	1 458,08	[114]
Enphase	IQ 3	3	1 286,44	[115]

LG CHEM	RESU 3.3	3,3	2 617,00	[116]
Pylontech	US3000C	3,5	789,00	[117]
Pylontech	H48074	3,55	1 039,00	[118]
Pylontech	Force H2	3,55	505,41	[119]
Lion Energy	UT 3500 BT-H	3,584	1 286,44	[120]
Dyness	B3	3,6	834,95	[121]
Ecoflow	DELTA PRO	3,6	1 999,00	[122]
BYD	LVS	4	1 639,44	[123]
Pylontech	H32148	4,74	1 093,24	[124]
Dyness	A48 100	4,8	1 228,90	[125]
Pylontech	US5000	4,8	989,00	[126]
SAJ	B2 LV1	5	2 090,00	[127]
Huawei	LUNA2000-5	5	2 999,00	[128]
Growatt	AXE 5.0L	5	1 623,60	[129]
Fox ESS	EP5	5	2 119,00	[130]
SOFAR	BTS-5K	5	1 385,74	[131]
Zyc Energy	Simpo 5000	5	1 229,56	[132]
Growatt	APX 5.0P	5	1 284,96	[133]
RENOGY	-	5	1 458,93	[134]
SAJ	B1	5,1	2 179,00	[135]
SAJ	B2-5.1-HV1	5,1	3 430,00	[136]
Deye	SE-G5.1	5,1	854,60	[137]
BYD	HVS	5,1	3 098,76	[138]
KSTAR	BluE-Pack5.1	5,1	1 999,00	[139]

HinaESS	Hi-5	5,12	1 076,90	[140]
Dyness	DL5.0C	5,12	1 039,00	[141]
Dyness	BX51100	5,12	1 239,00	[142]
Hinaess	PowerGem	5,12	1 029,71	[143]
Voltem	-	5,12	1 076,90	[144]
Sunwoda	SunESS 5H	5,12	1 518,43	[145]
Sunwoda	Monawall 5	5,12	1 099,90	[146]
SOLUNA	EOS 5K	5,12	1 749,90	[147]
SOLUNA	EO55K	5,12	1 705,00	[148]
SOK	SK48V100N	5,12	771,52	[149]
WECO	5k3	5,3	990,00	[150]
Goodwe	SECU-A	5,4	1 519,00	[151]
Goodwe	LX U5.4-20	5,4	1 739,00	[152]
Fortress Power	eFlex MAX 5.4kWh	5,4	1 552,48	[153]
Fox ESS	ECS2900-H2	5,7	2 999,59	[154]
Deye	RW-M 6.1	6,14	1 148,66	[155]
LG CHEM	RESU 6.5	6,5	3 850,00	[156]
Goodwe	LX F6.6-H	6,55	4 509,00	[157]
Huawei	LUNA2000-7- S1	7	4 479,90	[158]
Pylontech	US2000C	7,2	1 801,99	[159]
BYD	HVS	7,7	4 343,85	[138]
BYD	LVS	8	2 843,86	[123]

Deye	GB-L	8,18	4 189,00	[160]
Fox ESS	ECS2900-H3	8,6	4 387,46	[161]
LG CHEM	RESU FLEX 8,6	8,6	3 504,00	[162]
BMZ	Hiperion HV	9,6	3 999,00	[163]
LG CHEM	RESU 10H Prime	9,6	5 009,40	[164]
Pylontech	US2000C	9,6	2 396,99	[165]
Sungrow	SBR 9.6	9,6	4 969,99	[166]
Goodwe	LX F9.8-H	9,8	6 244,14	[167]
LG CHEM	RESU 10M	9,8	6 480,00	[168]
Huawei	LUNA2000-10	10	5 098,00	[169]
LG CHEM	RESU 10	10	5 080,00	[170]
SolarEdge	Energy Bank	10	5 399,00	[171]
SOLUNA	LV	10	2 980,00	[172]
RENOGY	-	10	2 746,23	[134]
Enphase	IQ 10T	10,08	4 374,25	[173]
Enphase	IQ 10	10,08	3 859,33	[174]
SAJ	B2-10.2-HV1	10,2	5 710,85	[136]
BYD	HVS	10,2	5 588,94	[138]
Solax	HV10230	10,23	781,62	[175]
Deye	AI-W5.1-B	10,24	2 626,40	[176]
Dyness	Powerbox G2	10,24	2 178,00	[177]
Pylontech	US3000C	10,5	2 383,99	[178]

Fox ESS	EP11	11	4 299,00	[179]
Fox ESS	ECS2900-H4	11,5	5 775,33	[154]
Solax	HV11550	11,55	1 862,05	[180]
BYD	LVS	12	4 048,28	[123]
Pylontech	US2000C	12	2 991,99	[181]
Deye	GB-L	12,27	5 883,00	[160]
BYD	HVS	12,8	6 834,03	[138]
Sungrow	SBR 12.8	12,8	6 474,02	[166]
LG CHEM	RESU FLEX 12,9	12,9	4 630,75	[162]
LG CHEM	RESU 13	13	6 300,00	[182]
Goodwe	LX F13.1-H	13,1	7 979,28	[157]
Tesla	PowerWall 3	13,5	9 614,90	[183]
Huawei	LUNA2000-14- S1	14	7 629,91	[158]
Pylontech	US3000C	14	3 172,99	[184]
Dyness	PowerBrick	14,336	2 955,00	[185]
Fox ESS	ECS2900-H5	14,4	7 163,20	[154]
Pylontech	US2000C	14,4	3 586,99	[186]
Huawei	LUNA2000-15	15	7 197,00	[128]
Felicity	-	15	2 159,00	[187]
RENOGY	-	15	3 947,21	[134]
SAJ	B2-15.3-HV1	15,3	7 991,70	[136]
Deye	AI-W5.1-B	15,36	3 851,40	[176]

BYD	LVS	16	5 252,69	[123]
LG CHEM	RESU 16H Prime	16	7 199,00	[188]
Sungrow	SBR 16	16	7 978,05	[166]
Deye	GB-L	16,36	7 577,00	[160]
Goodwe	LX F16.4-H	16,4	9 714,42 €	[157]
Fox ESS	ECS2900-H6	17,2	8 551,07	[154]
LG CHEM	RESU FLEX 17,2	17,2	5 757,50	[162]
BYD	LVS	20	6 457,11	[123]
RENOGY	-	20	5 149,19	[134]
Fox ESS	ECS2900-H7	20,1	9 938,94	[154]
SAJ	B2-20.4-HV1	20,4	10 272,55	[136]
Deye	GB-L	20,45	9 271,00	[160]
Deye	AI-W5.1-B	20,48	5 076,40	[176]
Huawei	LUNA2000-21- S1	21	10 779,91	[158]
Sungrow	SBR 22.4	22,4	10 986,11	[166]
BYD	LVS	24	7 661,53	[123]
Deye	GB-L	24,56	10 965,00	[160]
Deye	AI-W5.1-B	25,6	6 301,40	[176]
SAJ	B2-25.6-HV1	25,6	12 553,40	[136]
Sungrow	SBR 25.6	25,6	12 490,14	[166]
Deye	AI-W5.1-B	30,72	7 526,40	[176]

Anexo C – Dedução da expressão da equação (47) da secção 3.2.3.2

Com objetivo de determinar a valorização da energia descarregada do SA é necessário obter o custo associado ao armazenamento de energia que não é excedente com objetivo de concluir se é interessante em termos económicos armazenar energia ou não. Efetivamente, para armazenar 1 kWh de energia não excedente no período t terá o custo dado pela equação abaixo $c_{EA,n_{ex}}^t = p^t + cd_{SA}$. Esta quantidade de energia (1 kWh) equivalerá apenas a $1 \times \eta_{car} \times \eta_{desc}$, em termos de energia. Ou seja, se $\eta_{car} = \eta_{desc} = 0,8$, então a quantidade de energia (1 kWh) que irá ser armazenada no SA será apenas 0,64 kWh de energia útil para consumo.

Assim, a comparação entre $c_{EA,n_{ex}}^t$ e v_{DEA}^t , deve ter em consideração este facto. Ora, o consumo de 1 kWh de energia proveniente do SA (visto da perspetiva de consumo) implica a não importação de 1 kWh de energia da RESP, o qual valerá p^t . Contudo, consumir 1 kWh de energia pressupõe que se tenha retirado do SA $\frac{1}{0,8} = 1,25$ kWh de energia armazenada no SA. Para que a quantidade de energia (1,25 kWh) estivesse na bateria, houve necessidade de se enviar para esta um total de $\frac{1,25}{0,8} = 1,5625$ kWh.

Assim, o consumo de 1 kWh (na perspetiva de consumo) de energia proveniente do SA implica o armazenamento de 1,5625 kWh de energia produzida pelo SF. Notar que o consumo e produção ocorrem em períodos distintos (t e t' , respetivamente). O valor de $c_{EA,n_{ex}}^t$ será dado por $1,5625 \times (p^t + cd_{SA})$, sendo que o valor de $v_{DEA}^{t'}$ por $1 \times p^{t'}$.

Apenas valerá a pena armazenar no período t para consumir no período t' se $v_{DEA}^{t'} > c_{EA,n_{ex}}^t$.

Logo, considerando todos estes aspetos, é possível deduzir a expressão da equação 46 da secção 3.2.2, conforme a equação abaixo.

$$v_{DEA}^{t'} > c_{EA,n_{ex}}^t$$

$$p^{t'} > 1,5625 \times (p^t + cd_{SA})$$

$$p^{t'} > \left(\frac{1}{\eta_{car} \times \eta_{desc}} \right) \times (p^t + cd_{SA})$$

$$p^{t'} \times \eta_{car} \times \eta_{desc} > (p^t + cd_{SA})$$

Anexo D – Resultados referentes à secção 4.4.2

Despachos com valores previstos

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	08/10/25	14	0,3756	0,5880	0,2124	0,2124	0,0000	0,0000	0,0000
2	08/10/25	15	0,3622	0,6387	0,2765	0,2765	0,0000	0,0000	0,0000
3	08/10/25	16	0,3067	0,5514	0,2447	0,2447	0,3067	0,0000	0,0000
4	08/10/25	17	0,7299	0,4432	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	08/10/25	18	1,1986	0,3095	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	08/10/25	19	1,9243	0,1143	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	08/10/25	20	2,4905	0,0025	0,0000	0,0000	0,0000	0,8426	0,0000
8	08/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	08/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	08/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	08/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	09/10/25	1	0,5640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	09/10/25	2	0,4741	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	09/10/25	3	0,4511	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	09/10/25	4	0,6680	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	09/10/25	5	0,5230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	09/10/25	6	0,5935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	09/10/25	7	0,6310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	09/10/25	8	0,9162	0,0083	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20	09/10/25	9	0,4935	0,0636	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21	09/10/25	10	0,2784	0,2226	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22	09/10/25	11	0,8252	0,3675	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23	09/10/25	12	0,4550	0,4949	0,0399	0,0399	0,0000	0,0000	0,0000
24	09/10/25	13	0,4047	0,5890	0,1843	0,1843	0,0000	0,0000	0,0000
25	09/10/25	14	0,3756	0,6317	0,2561	0,2561	0,0000	0,0000	0,0000
26	09/10/25	15	0,3622	0,5874	0,2251	0,2251	0,0000	0,0000	0,0000
27	09/10/25	16	0,3067	0,4697	0,1630	0,1630	0,0000	0,0000	0,0000
28	09/10/25	17	0,7299	0,3089	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
29	09/10/25	18	1,1986	0,1181	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
30	09/10/25	19	1,9243	0,0252	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
31	09/10/25	20	2,4905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	09/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	09/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	09/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	09/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	09/10/25	14	0,3756	0,5879	0,2123	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
2	09/10/25	15	0,3622	0,6051	0,2429	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
3	09/10/25	16	0,3067	0,5609	0,2543	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
4	09/10/25	17	0,7299	0,4824	0,0000	0,0000	0,0000	0,4824	0,0000
5	09/10/25	18	1,1986	0,3535	0,0000	0,0000	0,0000	0,3535	0,0000
6	09/10/25	19	1,9243	0,1255	0,0000	0,0000	0,0000	0,1255	0,0000
7	09/10/25	20	2,4905	0,0341	0,0000	0,0000	0,0000	0,0341	0,0000
8	09/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	09/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	09/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	09/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	10/10/25	1	0,5640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	10/10/25	2	0,4741	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	10/10/25	3	0,4511	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	10/10/25	4	0,6680	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	10/10/25	5	0,5230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	10/10/25	6	0,5935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	10/10/25	7	0,6310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	10/10/25	8	0,9162	0,0023	0,0000	0,0000	0,0000	0,0023	0,0000
20	10/10/25	9	0,4935	0,0700	0,0000	0,0000	0,0000	0,0700	0,0000
21	10/10/25	10	0,2784	0,2338	0,0000	0,0000	0,0000	0,2338	0,0000
22	10/10/25	11	0,8252	0,3839	0,0000	0,0000	0,0000	0,3839	0,0000
23	10/10/25	12	0,4550	0,5170	0,0620	0,0000	0,0000	0,4550	0,0000
24	10/10/25	13	0,4047	0,6211	0,2164	0,4047	0,0000	0,0000	0,0000
25	10/10/25	14	0,3756	0,6851	0,3095	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
26	10/10/25	15	0,3622	0,6889	0,3267	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
27	10/10/25	16	0,3067	0,5993	0,2926	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
28	10/10/25	17	0,7299	0,4276	0,0000	0,0000	0,0000	0,4276	0,0000
29	10/10/25	18	1,1986	0,1337	0,0000	0,0000	0,0000	0,1337	0,0000
30	10/10/25	19	1,9243	0,0336	0,0000	0,0000	0,0000	0,0336	0,0000
31	10/10/25	20	2,4905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	10/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	2,0620	2,0620	0,0000
33	10/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	10/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	10/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	10/10/25	14	0,3756	0,6211	0,2455	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
2	10/10/25	15	0,3622	0,6851	0,3229	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
3	10/10/25	16	0,3067	0,6889	0,3823	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
4	10/10/25	17	0,7299	0,5993	0,0000	0,5993	0,0000	0,0000	0,0000
5	10/10/25	18	1,1986	0,4276	0,0000	0,0000	0,0000	0,4276	0,0000
6	10/10/25	19	1,9243	0,1337	0,0000	0,0000	0,0000	0,1337	0,0000
7	10/10/25	20	2,4905	0,0336	0,0000	0,0000	0,0000	0,0336	0,0000
8	10/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	2,4349	2,4349	0,0000
9	10/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	10/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	10/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	11/10/25	1	0,4939	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	11/10/25	2	0,4635	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	11/10/25	3	0,4324	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	11/10/25	4	0,7585	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	11/10/25	5	0,4916	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	11/10/25	6	0,6059	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	11/10/25	7	0,5401	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	11/10/25	8	0,7505	0,0012	0,0000	0,0000	0,0000	0,0012	0,0000
20	11/10/25	9	0,6374	0,0688	0,0000	0,0000	0,0000	0,0688	0,0000
21	11/10/25	10	0,8023	0,2259	0,0000	0,0000	0,0000	0,2259	0,0000
22	11/10/25	11	0,6943	0,3611	0,0000	0,0000	0,0000	0,3611	0,0000
23	11/10/25	12	0,2074	0,4785	0,2711	0,0000	0,0000	0,2074	0,0000
24	11/10/25	13	0,2304	0,5762	0,3458	0,0000	0,0000	0,2304	0,0000
25	11/10/25	14	0,2591	0,6025	0,3433	0,0000	0,0000	0,2591	0,0000
26	11/10/25	15	0,2170	0,5769	0,3599	0,0000	0,0000	0,2170	0,0000
27	11/10/25	16	0,3960	0,5266	0,1306	0,0000	0,0000	0,3960	0,0000
28	11/10/25	17	0,7824	0,3950	0,0000	0,0000	0,0000	0,3950	0,0000
29	11/10/25	18	1,4314	0,1302	0,0000	0,0000	0,0000	0,1302	0,0000
30	11/10/25	19	1,8368	0,0307	0,0000	0,0000	0,0000	0,0307	0,0000
31	11/10/25	20	2,6035	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	11/10/25	21	1,8014	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	11/10/25	22	0,7836	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	11/10/25	23	1,2921	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	11/10/25	24	0,6716	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	11/10/25	14	0,2591	0,5762	0,3171	0,0000	0,0000	0,2591	0,0000
2	11/10/25	15	0,2170	0,6025	0,3855	0,0000	0,0000	0,2170	0,0000
3	11/10/25	16	0,3960	0,5769	0,1809	0,0000	0,0000	0,3960	0,0000
4	11/10/25	17	0,7824	0,5266	0,0000	0,0000	0,0000	0,5266	0,0000
5	11/10/25	18	1,4314	0,3950	0,0000	0,0000	0,0000	0,3950	0,0000
6	11/10/25	19	1,8368	0,1302	0,0000	0,0000	0,0000	0,1302	0,0000
7	11/10/25	20	2,6035	0,0307	0,0000	0,0000	0,0000	0,0307	0,0000
8	11/10/25	21	1,8014	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	11/10/25	22	0,7836	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	11/10/25	23	1,2921	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	11/10/25	24	0,6716	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	12/10/25	1	0,4909	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	12/10/25	2	0,4786	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	12/10/25	3	0,4619	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	12/10/25	4	0,6019	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	12/10/25	5	0,4462	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	12/10/25	6	0,5821	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	12/10/25	7	0,4890	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	12/10/25	8	0,7461	0,0031	0,0000	0,0000	0,0000	0,0031	0,0000
20	12/10/25	9	0,4888	0,0646	0,0000	0,0000	0,0000	0,0646	0,0000
21	12/10/25	10	0,5363	0,2238	0,0000	0,0000	0,0000	0,2238	0,0000
22	12/10/25	11	0,9202	0,3658	0,0000	0,0000	0,0000	0,3658	0,0000
23	12/10/25	12	0,4389	0,4936	0,0547	0,0000	0,0000	0,4389	0,0000
24	12/10/25	13	0,6246	0,5880	0,0000	0,0000	0,0000	0,5880	0,0000
25	12/10/25	14	0,4043	0,6387	0,2344	0,0000	0,0000	0,4043	0,0000
26	12/10/25	15	0,3894	0,5914	0,2020	0,0000	0,0000	0,3894	0,0000
27	12/10/25	16	0,4050	0,4432	0,0382	0,4050	0,0000	0,0000	0,0000
28	12/10/25	17	0,6796	0,3095	0,0000	0,0000	0,0000	0,3095	0,0000
29	12/10/25	18	1,1246	0,1143	0,0000	0,0000	0,0000	0,1143	0,0000
30	12/10/25	19	1,5826	0,0253	0,0000	0,0000	0,0000	0,0253	0,0000
31	12/10/25	20	2,3796	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	12/10/25	21	1,5371	0,0000	0,0000	0,0000	1,5371	1,5371	0,0000
33	12/10/25	22	1,0935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	12/10/25	23	1,3320	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	12/10/25	24	0,5740	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	12/10/25	14	0,4043	0,5880	0,1837	0,0000	0,0000	0,4043	0,0000
2	12/10/25	15	0,3894	0,6387	0,2493	0,0000	0,0000	0,3894	0,0000
3	12/10/25	16	0,4050	0,5914	0,1864	0,0000	0,0000	0,4050	0,0000
4	12/10/25	17	0,6796	0,4432	0,0000	0,0000	0,0000	0,4432	0,0000
5	12/10/25	18	1,1246	0,3095	0,0000	0,0000	0,0000	0,3095	0,0000
6	12/10/25	19	1,5826	0,1143	0,0000	0,0000	0,0000	0,1143	0,0000
7	12/10/25	20	2,3796	0,0253	0,0000	0,0000	0,0000	0,0253	0,0000
8	12/10/25	21	1,5371	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	12/10/25	22	1,0935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	12/10/25	23	1,3320	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	12/10/25	24	0,5740	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	13/10/25	1	0,5640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	13/10/25	2	0,4741	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	13/10/25	3	0,4511	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	13/10/25	4	0,6680	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	13/10/25	5	0,5230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	13/10/25	6	0,5935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	13/10/25	7	0,6310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	13/10/25	8	0,9162	0,0028	0,0000	0,0000	0,0000	0,0028	0,0000
20	13/10/25	9	0,4935	0,0636	0,0000	0,0000	0,0000	0,0636	0,0000
21	13/10/25	10	0,2784	0,2226	0,0000	0,0000	0,0000	0,2226	0,0000
22	13/10/25	11	0,8252	0,3675	0,0000	0,0000	0,0000	0,3675	0,0000
23	13/10/25	12	0,4550	0,4949	0,0399	0,0000	0,0000	0,4550	0,0000
24	13/10/25	13	0,4047	0,5890	0,1843	0,0000	0,0000	0,4047	0,0000
25	13/10/25	14	0,3756	0,6317	0,2561	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
26	13/10/25	15	0,3622	0,5874	0,2251	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
27	13/10/25	16	0,3067	0,4397	0,1330	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
28	13/10/25	17	0,7299	0,3089	0,0000	0,3089	0,0000	0,0000	0,0000
29	13/10/25	18	1,1986	0,1181	0,0000	0,0000	0,0000	0,1181	0,0000
30	13/10/25	19	1,9243	0,0252	0,0000	0,0000	0,0000	0,0252	0,0000
31	13/10/25	20	2,4905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	13/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	2,4349	2,4349	0,0000
33	13/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	13/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	13/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	13/10/25	14	0,3756	0,5890	0,2134	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
2	13/10/25	15	0,3622	0,6317	0,2695	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
3	13/10/25	16	0,3067	0,5874	0,2807	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
4	13/10/25	17	0,7299	0,4397	0,0000	0,0000	0,0000	0,4397	0,0000
5	13/10/25	18	1,1986	0,3089	0,0000	0,0000	0,0000	0,3089	0,0000
6	13/10/25	19	1,9243	0,1181	0,0000	0,0000	0,0000	0,1181	0,0000
7	13/10/25	20	2,4905	0,0252	0,0000	0,0000	0,0000	0,0252	0,0000
8	13/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	2,4349	2,4349	0,0000
9	13/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	13/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	13/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	14/10/25	1	0,5640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	14/10/25	2	0,4741	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	14/10/25	3	0,4511	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	14/10/25	4	0,6680	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	14/10/25	5	0,5230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	14/10/25	6	0,5935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	14/10/25	7	0,6310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	14/10/25	8	0,9162	0,0059	0,0000	0,0000	0,0000	0,0059	0,0000
20	14/10/25	9	0,4935	0,0595	0,0000	0,0000	0,0000	0,0595	0,0000
21	14/10/25	10	0,2784	0,2200	0,0000	0,0000	0,0000	0,2200	0,0000
22	14/10/25	11	0,8252	0,3650	0,0000	0,0000	0,0000	0,3650	0,0000
23	14/10/25	12	0,4550	0,4913	0,0363	0,0000	0,0000	0,4550	0,0000
24	14/10/25	13	0,4047	0,5749	0,1702	0,0000	0,0000	0,4047	0,0000
25	14/10/25	14	0,3756	0,6223	0,2467	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
26	14/10/25	15	0,3622	0,6102	0,2480	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
27	14/10/25	16	0,3067	0,4293	0,1227	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
28	14/10/25	17	0,7299	0,2828	0,0000	0,2828	0,0000	0,0000	0,0000
29	14/10/25	18	1,1986	0,1116	0,0000	0,0000	0,0000	0,1116	0,0000
30	14/10/25	19	1,9243	0,0224	0,0000	0,0000	0,0000	0,0224	0,0000
31	14/10/25	20	2,4905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	14/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	14/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	14/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	14/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	14/10/25	14	0,3756	0,5749	0,1993	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
2	14/10/25	15	0,3622	0,6223	0,2601	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
3	14/10/25	16	0,3067	0,6102	0,3035	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
4	14/10/25	17	0,7299	0,4293	0,0000	0,0000	0,0000	0,4293	0,0000
5	14/10/25	18	1,1986	0,2828	0,0000	0,0000	0,0000	0,2828	0,0000
6	14/10/25	19	1,9243	0,1116	0,0000	0,0000	0,0000	0,1116	0,0000
7	14/10/25	20	2,4905	0,0224	0,0000	0,0000	0,0000	0,0224	0,0000
8	14/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	14/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	14/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	14/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	15/10/25	1	0,5640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	15/10/25	2	0,4741	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	15/10/25	3	0,4511	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	15/10/25	4	0,6680	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	15/10/25	5	0,5230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	15/10/25	6	0,5935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	15/10/25	7	0,6310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	15/10/25	8	0,9162	0,0038	0,0000	0,0000	0,0000	0,0038	0,0000
20	15/10/25	9	0,4935	0,0548	0,0000	0,0000	0,0000	0,0548	0,0000
21	15/10/25	10	0,2784	0,2123	0,0000	0,0000	0,0000	0,2123	0,0000
22	15/10/25	11	0,8252	0,3158	0,0000	0,0000	0,0000	0,3158	0,0000
23	15/10/25	12	0,4550	0,4160	0,0000	0,0000	0,0000	0,4160	0,0000
24	15/10/25	13	0,4047	0,5544	0,1497	0,0000	0,0000	0,4047	0,0000
25	15/10/25	14	0,3756	0,6279	0,2523	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
26	15/10/25	15	0,3622	0,6168	0,2546	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
27	15/10/25	16	0,3067	0,4998	0,1931	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
28	15/10/25	17	0,7299	0,3473	0,0000	0,3473	0,0000	0,0000	0,0000
29	15/10/25	18	1,1986	0,1140	0,0000	0,0000	0,0000	0,1140	0,0000
30	15/10/25	19	1,9243	0,0188	0,0000	0,0000	0,0000	0,0188	0,0000
31	15/10/25	20	2,4905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	15/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	2,0115	2,0115	0,0000
33	15/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	15/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	15/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	15/10/25	14	0,3756	0,5544	0,1788	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
2	15/10/25	15	0,3622	0,6279	0,2657	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
3	15/10/25	16	0,3067	0,6168	0,3101	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
4	15/10/25	17	0,7299	0,4998	0,0000	0,0000	0,0000	0,4998	0,0000
5	15/10/25	18	1,1986	0,3473	0,0000	0,0000	0,0000	0,3473	0,0000
6	15/10/25	19	1,9243	0,1140	0,0000	0,0000	0,0000	0,1140	0,0000
7	15/10/25	20	2,4905	0,0188	0,0000	0,0000	0,0000	0,0188	0,0000
8	15/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	1,7744	1,7744	0,0000
9	15/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	15/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	15/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	16/10/25	1	0,5640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	16/10/25	2	0,4741	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	16/10/25	3	0,4511	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	16/10/25	4	0,6680	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	16/10/25	5	0,5230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	16/10/25	6	0,5935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	16/10/25	7	0,6310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	16/10/25	8	0,9162	0,0020	0,0000	0,0000	0,0000	0,0020	0,0000
20	16/10/25	9	0,4935	0,0401	0,0000	0,0000	0,0000	0,0401	0,0000
21	16/10/25	10	0,2784	0,1576	0,0000	0,0000	0,0000	0,1576	0,0000
22	16/10/25	11	0,8252	0,2486	0,0000	0,0000	0,0000	0,2486	0,0000
23	16/10/25	12	0,4550	0,3294	0,0000	0,0000	0,0000	0,3294	0,0000
24	16/10/25	13	0,4047	0,4178	0,0131	0,4047	0,0000	0,0000	0,0000
25	16/10/25	14	0,3756	0,5069	0,1313	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
26	16/10/25	15	0,3622	0,5363	0,1741	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
27	16/10/25	16	0,3067	0,4505	0,1438	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
28	16/10/25	17	0,7299	0,2901	0,0000	0,0000	0,0000	0,2901	0,0000
29	16/10/25	18	1,1986	0,1048	0,0000	0,0000	0,0000	0,1048	0,0000
30	16/10/25	19	1,9243	0,0194	0,0000	0,0000	0,0000	0,0194	0,0000
31	16/10/25	20	2,4905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	16/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	16/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	16/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	16/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{exec_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	16/10/25	14	0,3756	0,4178	0,0422	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
2	16/10/25	15	0,3622	0,5069	0,1447	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
3	16/10/25	16	0,3067	0,5363	0,2296	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
4	16/10/25	17	0,7299	0,4505	0,0000	0,4505	0,0000	0,0000	0,0000
5	16/10/25	18	1,1986	0,2901	0,0000	0,0000	0,0000	0,2901	0,0000
6	16/10/25	19	1,9243	0,1048	0,0000	0,0000	0,0000	0,1048	0,0000
7	16/10/25	20	2,4905	0,0194	0,0000	0,0000	0,0000	0,0194	0,0000
8	16/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	16/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	16/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	16/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	17/10/25	1	0,5640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	17/10/25	2	0,4741	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	17/10/25	3	0,4511	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	17/10/25	4	0,6680	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	17/10/25	5	0,5230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	17/10/25	6	0,5935	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	17/10/25	7	0,6310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	17/10/25	8	0,9162	0,0029	0,0000	0,0000	0,0000	0,0029	0,0000
20	17/10/25	9	0,4935	0,0526	0,0000	0,0000	0,0000	0,0526	0,0000
21	17/10/25	10	0,2784	0,2066	0,0000	0,0000	0,0000	0,2066	0,0000
22	17/10/25	11	0,8252	0,3454	0,0000	0,0000	0,0000	0,3454	0,0000
23	17/10/25	12	0,4550	0,4870	0,0321	0,0000	0,0000	0,4550	0,0000
24	17/10/25	13	0,4047	0,5672	0,1625	0,0000	0,0000	0,4047	0,0000
25	17/10/25	14	0,3756	0,6118	0,2362	0,0000	0,0000	0,3756	0,0000
26	17/10/25	15	0,3622	0,5928	0,2306	0,0000	0,0000	0,3622	0,0000
27	17/10/25	16	0,3067	0,4899	0,1832	0,0000	0,0000	0,3067	0,0000
28	17/10/25	17	0,7299	0,3314	0,0000	0,0000	0,0000	0,3314	0,0000
29	17/10/25	18	1,1986	0,1074	0,0000	0,0000	0,0000	0,1074	0,0000
30	17/10/25	19	1,9243	0,0166	0,0000	0,0000	0,0000	0,0166	0,0000
31	17/10/25	20	2,4905	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	17/10/25	21	2,4349	0,0000	0,0000	0,0000	1,7247	1,7247	0,0000
33	17/10/25	22	1,2832	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	17/10/25	23	1,4885	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	17/10/25	24	1,1817	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Despachos com valores reais

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{exec_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	08/10/25	14	0,2560	0,6181	0,3621	0,0000	0,0000	0,2560	0,0000
2	08/10/25	15	0,3600	0,5662	0,2062	0,0000	0,0000	0,3600	0,0000
3	08/10/25	16	0,3180	0,5753	0,2573	0,0000	0,0000	0,3180	0,0000
4	08/10/25	17	0,2940	0,2961	0,0021	0,2940	0,0000	0,0000	0,0000
5	08/10/25	18	0,2745	0,1551	0,0000	0,0000	0,0000	0,1551	0,0000
6	08/10/25	19	0,2925	0,0290	0,0000	0,0000	0,0000	0,0290	0,0000
7	08/10/25	20	2,2895	0,0002	0,0000	0,0000	0,9086	0,9088	0,0000
8	08/10/25	21	2,9030	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	08/10/25	22	1,7790	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	08/10/25	23	0,6255	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	08/10/25	24	0,5385	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	09/10/25	1	0,2925	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	09/10/25	2	0,3075	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	09/10/25	3	0,2820	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	09/10/25	4	0,3195	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	09/10/25	5	0,3855	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	09/10/25	6	0,3360	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	09/10/25	7	0,4365	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	09/10/25	8	0,4320	0,0043	0,0000	0,0000	0,0000	0,0043	0,0000
20	09/10/25	9	0,3150	0,0726	0,0000	0,0000	0,0000	0,0726	0,0000
21	09/10/25	10	0,2550	0,2216	0,0000	0,0000	0,0000	0,2216	0,0000
22	09/10/25	11	0,4710	0,3531	0,0000	0,0000	0,0000	0,3531	0,0000
23	09/10/25	12	0,3510	0,4867	0,1357	0,0000	0,0000	0,3510	0,0000
24	09/10/25	13	0,3360	0,5697	0,2337	0,0000	0,0000	0,3360	0,0000
25	09/10/25	14	0,6720	0,5918	0,0000	0,0000	0,0000	0,5918	0,0000
26	09/10/25	15	0,5070	0,5446	0,0376	0,0000	0,0000	0,5070	0,0000
27	09/10/25	16	0,3675	0,4323	0,0648	0,0000	0,0000	0,3675	0,0000
28	09/10/25	17	1,4745	0,2921	0,0000	0,0000	0,0000	0,2921	0,0000
29	09/10/25	18	0,9550	0,1235	0,0000	0,0000	0,0000	0,1235	0,0000
30	09/10/25	19	1,1695	0,0271	0,0000	0,0000	0,0000	0,0271	0,0000
31	09/10/25	20	2,1430	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000
32	09/10/25	21	2,7635	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	09/10/25	22	1,0470	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	09/10/25	23	1,2810	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	09/10/25	24	0,5205	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex,env,SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc,SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	09/10/25	14	0,6720	0,5918	0,0000	0,0000	0,0000	0,5918	0,0000
2	09/10/25	15	0,5070	0,5446	0,0376	0,0000	0,0000	0,5070	0,0000
3	09/10/25	16	0,3675	0,4323	0,0648	0,0000	0,0000	0,3675	0,0000
4	09/10/25	17	0,4745	0,2921	0,0000	0,0000	0,0000	0,2921	0,0000
5	09/10/25	18	0,0855	0,1235	0,0380	0,0000	0,0000	0,0855	0,0000
6	09/10/25	19	2,1695	0,0271	0,0000	0,0000	0,0000	0,0271	0,0000
7	09/10/25	20	2,5430	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000
8	09/10/25	21	2,3635	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	09/10/25	22	1,0470	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	09/10/25	23	1,2810	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	09/10/25	24	0,5205	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	10/10/25	1	0,2850	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	10/10/25	2	0,2850	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	10/10/25	3	0,2685	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	10/10/25	4	0,2745	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	10/10/25	5	0,2850	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	10/10/25	6	0,2595	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	10/10/25	7	0,5175	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	10/10/25	8	0,4200	0,0036	0,0000	0,0000	0,0000	0,0036	0,0000
20	10/10/25	9	0,7095	0,0756	0,0000	0,0000	0,0000	0,0756	0,0000
21	10/10/25	10	0,3780	0,2319	0,0000	0,0000	0,0000	0,2319	0,0000
22	10/10/25	11	0,2130	0,3663	0,1533	0,0000	0,0000	0,2130	0,0000
23	10/10/25	12	0,5820	0,5056	0,0000	0,0000	0,0000	0,5056	0,0000
24	10/10/25	13	0,3960	0,5944	0,1984	0,3960	0,0000	0,0000	0,0000
25	10/10/25	14	0,2220	0,6146	0,3926	0,0000	0,0000	0,2220	0,0000
26	10/10/25	15	0,4380	0,5656	0,1276	0,4380	0,0000	0,0000	0,0000
27	10/10/25	16	0,1710	0,4389	0,2679	0,0000	0,0000	0,1710	0,0000
28	10/10/25	17	0,2970	0,2808	0,0000	0,0000	0,0000	0,2808	0,0000
29	10/10/25	18	0,1170	0,1451	0,0281	0,0000	0,0000	0,1170	0,0000
30	10/10/25	19	1,7515	0,0244	0,0000	0,0000	0,0000	0,0244	0,0000
31	10/10/25	20	1,2260	0,0001	0,0000	0,0000	0,6083	0,6083	0,0000
32	10/10/25	21	1,4260	0,0000	0,0000	0,0000	1,4260	1,4260	0,0000
33	10/10/25	22	1,7425	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	10/10/25	23	1,5725	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	10/10/25	24	0,9805	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex,env,SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc,SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	10/10/25	14	0,2220	0,6146	0,3926	0,0000	0,0000	0,2220	0,0000
2	10/10/25	15	0,4380	0,5656	0,1276	0,0000	0,0000	0,4380	0,0000
3	10/10/25	16	0,1710	0,4389	0,2679	0,0000	0,0000	0,1710	0,0000
4	10/10/25	17	0,2970	0,2808	0,0000	0,2808	0,0000	0,0000	0,0000
5	10/10/25	18	0,1170	0,1451	0,0281	0,0000	0,0000	0,1170	0,0000
6	10/10/25	19	0,7515	0,0244	0,0000	0,0000	0,0000	0,0244	0,0000
7	10/10/25	20	2,0260	0,0350	0,0000	0,0000	0,0000	0,0350	0,0000
8	10/10/25	21	2,4260	0,0000	0,0000	0,0000	1,9070	1,9070	0,0000
9	10/10/25	22	1,4425	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	10/10/25	23	0,4725	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	10/10/25	24	0,5805	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	11/10/25	1	0,3195	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	11/10/25	2	0,2610	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	11/10/25	3	0,2805	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	11/10/25	4	0,3390	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	11/10/25	5	0,3960	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	11/10/25	6	0,3660	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	11/10/25	7	0,5445	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	11/10/25	8	0,3900	0,0028	0,0000	0,0000	0,0000	0,0028	0,0000
20	11/10/25	9	0,3270	0,0759	0,0000	0,0000	0,0000	0,0759	0,0000
21	11/10/25	10	0,9555	0,2533	0,0000	0,0000	0,0000	0,2533	0,0000
22	11/10/25	11	0,3405	0,3618	0,0213	0,0000	0,0000	0,3405	0,0000
23	11/10/25	12	0,4020	0,4944	0,0924	0,0000	0,0000	0,4020	0,0000
24	11/10/25	13	0,3335	0,5781	0,2446	0,0000	0,0000	0,3335	0,0000
25	11/10/25	14	0,2010	0,6022	0,4012	0,0000	0,0000	0,2010	0,0000
26	11/10/25	15	0,2910	0,5572	0,2662	0,0000	0,0000	0,2910	0,0000
27	11/10/25	16	0,2775	0,4432	0,1657	0,0000	0,0000	0,2775	0,0000
28	11/10/25	17	0,3480	0,2835	0,0000	0,0000	0,0000	0,2835	0,0000
29	11/10/25	18	0,4280	0,1428	0,0000	0,0000	0,0000	0,1428	0,0000
30	11/10/25	19	0,1540	0,0228	0,0000	0,0000	0,0000	0,0228	0,0000
31	11/10/25	20	0,2505	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	11/10/25	21	0,2640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	11/10/25	22	0,2490	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	11/10/25	23	0,2430	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	11/10/25	24	0,4455	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	11/10/25	14	0,2010	0,6022	0,4012	0,0000	0,0000	0,2010	0,0000
2	11/10/25	15	0,2910	0,5572	0,2662	0,0000	0,0000	0,2910	0,0000
3	11/10/25	16	0,2775	0,4432	0,1657	0,2775	0,0000	0,0000	0,0000
4	11/10/25	17	0,3480	0,2835	0,0000	0,0000	0,0000	0,2835	0,0000
5	11/10/25	18	1,4280	0,1428	0,0000	0,0000	0,0000	0,1428	0,0000
6	11/10/25	19	1,1540	0,0228	0,0000	0,0000	0,0000	0,0228	0,0000
7	11/10/25	20	1,5505	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	11/10/25	21	1,9640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	11/10/25	22	0,8490	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	11/10/25	23	0,2430	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	11/10/25	24	0,4455	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	12/10/25	1	0,2490	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	12/10/25	2	0,3615	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	12/10/25	3	0,4395	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	12/10/25	4	0,3315	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	12/10/25	5	0,2760	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	12/10/25	6	0,2505	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	12/10/25	7	0,3810	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	12/10/25	8	0,2460	0,0027	0,0000	0,0000	0,0000	0,0027	0,0000
20	12/10/25	9	0,2460	0,0589	0,0000	0,0000	0,0000	0,0589	0,0000
21	12/10/25	10	0,3105	0,2173	0,0000	0,0000	0,0000	0,2173	0,0000
22	12/10/25	11	0,3540	0,3453	0,0000	0,0000	0,0000	0,3453	0,0000
23	12/10/25	12	0,3150	0,4420	0,1270	0,0000	0,0000	0,3150	0,0000
24	12/10/25	13	0,3165	0,4974	0,1809	0,0000	0,0000	0,3165	0,0000
25	12/10/25	14	0,2985	0,5760	0,2775	0,0000	0,0000	0,2985	0,0000
26	12/10/25	15	1,4865	0,3921	0,0000	0,0000	0,0000	0,3921	0,0000
27	12/10/25	16	0,2430	0,3305	0,0875	0,0000	0,0000	0,2430	0,0000
28	12/10/25	17	0,1920	0,2780	0,0860	0,0000	0,0000	0,1920	0,0000
29	12/10/25	18	0,5220	0,1466	0,0000	0,0000	0,0000	0,1466	0,0000
30	12/10/25	19	0,6450	0,0348	0,0000	0,0000	0,0000	0,0348	0,0000
31	12/10/25	20	2,0660	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	12/10/25	21	1,3915	0,0000	0,0000	0,0000	1,3915	1,3915	0,0000
33	12/10/25	22	1,0830	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	12/10/25	23	0,8670	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	12/10/25	24	0,6030	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	12/10/25	14	0,2985	0,5760	0,2775	0,0000	0,0000	0,2985	0,0000
2	12/10/25	15	0,4865	0,3921	0,0000	0,0000	0,0000	0,3921	0,0000
3	12/10/25	16	0,2430	0,3305	0,0875	0,0000	0,0000	0,2430	0,0000
4	12/10/25	17	0,1920	0,2780	0,0860	0,0000	0,0000	0,1920	0,0000
5	12/10/25	18	0,5220	0,1466	0,0000	0,0000	0,0000	0,1466	0,0000
6	12/10/25	19	0,6450	0,0348	0,0000	0,0000	0,0000	0,0348	0,0000
7	12/10/25	20	0,3660	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	12/10/25	21	0,3915	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	12/10/25	22	1,0830	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	12/10/25	23	0,8670	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	12/10/25	24	0,6030	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	13/10/25	1	0,3165	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	13/10/25	2	0,3045	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	13/10/25	3	0,2730	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	13/10/25	4	0,2610	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	13/10/25	5	0,2775	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	13/10/25	6	0,2430	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	13/10/25	7	0,4215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	13/10/25	8	0,5925	0,0024	0,0000	0,0000	0,0000	0,0024	0,0000
20	13/10/25	9	0,4890	0,0649	0,0000	0,0000	0,0000	0,0649	0,0000
21	13/10/25	10	0,3090	0,2188	0,0000	0,0000	0,0000	0,2188	0,0000
22	13/10/25	11	0,2025	0,3438	0,1413	0,0000	0,0000	0,2025	0,0000
23	13/10/25	12	0,3420	0,4547	0,1127	0,0000	0,0000	0,3420	0,0000
24	13/10/25	13	0,5160	0,5701	0,0541	0,0000	0,0000	0,5160	0,0000
25	13/10/25	14	0,1800	0,6088	0,4288	0,0000	0,0000	0,1800	0,0000
26	13/10/25	15	0,6380	0,5765	0,0000	0,0000	0,0000	0,5765	0,0000
27	13/10/25	16	0,3480	0,3161	0,0000	0,0000	0,0000	0,3161	0,0000
28	13/10/25	17	0,4740	0,1762	0,0000	0,1762	0,0000	0,0000	0,0000
29	13/10/25	18	0,1960	0,0715	0,0000	0,0000	0,0000	0,0715	0,0000
30	13/10/25	19	0,2955	0,0186	0,0000	0,0000	0,0000	0,0186	0,0000
31	13/10/25	20	2,7050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	13/10/25	21	1,9155	0,0000	0,0000	0,0000	1,9155	1,9155	0,0000
33	13/10/25	22	1,6345	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	13/10/25	23	1,9035	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	13/10/25	24	0,5160	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	13/10/25	14	0,1800	0,6088	0,4288	0,0000	0,0000	0,1800	0,0000
2	13/10/25	15	0,6380	0,5765	0,0000	0,0000	0,0000	0,5765	0,0000
3	13/10/25	16	0,3480	0,3161	0,0000	0,0000	0,0000	0,3161	0,0000
4	13/10/25	17	0,4740	0,1762	0,0000	0,0000	0,0000	0,1762	0,0000
5	13/10/25	18	0,1960	0,0715	0,0000	0,0715	0,0000	0,0000	0,0000
6	13/10/25	19	0,2955	0,0186	0,0000	0,0000	0,0000	0,0186	0,0000
7	13/10/25	20	1,2050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	13/10/25	21	2,9155	0,0000	0,0000	0,0000	2,5000	2,5000	0,0000
9	13/10/25	22	0,8345	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	13/10/25	23	1,1035	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	13/10/25	24	0,5160	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	14/10/25	1	0,3840	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	14/10/25	2	0,4080	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	14/10/25	3	0,2910	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	14/10/25	4	0,2685	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	14/10/25	5	0,2460	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	14/10/25	6	0,2550	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	14/10/25	7	0,3975	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	14/10/25	8	0,3105	0,0036	0,0000	0,0000	0,0000	0,0036	0,0000
20	14/10/25	9	0,5400	0,0569	0,0000	0,0000	0,0000	0,0569	0,0000
21	14/10/25	10	0,3345	0,2176	0,0000	0,0000	0,0000	0,2176	0,0000
22	14/10/25	11	0,2190	0,3483	0,1293	0,0000	0,0000	0,2190	0,0000
23	14/10/25	12	1,6050	0,4756	0,0000	0,0000	0,0000	0,4756	0,0000
24	14/10/25	13	1,6755	0,5595	0,0000	0,0000	0,0000	0,5595	0,0000
25	14/10/25	14	0,7980	0,5834	0,0000	0,0000	0,0000	0,5834	0,0000
26	14/10/25	15	0,6960	0,5376	0,0000	0,0000	0,0000	0,5376	0,0000
27	14/10/25	16	0,6790	0,3851	0,0000	0,0000	0,0000	0,3851	0,0000
28	14/10/25	17	0,4700	0,2244	0,0000	0,0000	0,0000	0,2244	0,0000
29	14/10/25	18	0,3525	0,1233	0,0000	0,0000	0,0000	0,1233	0,0000
30	14/10/25	19	0,2700	0,0181	0,0000	0,0000	0,0000	0,0181	0,0000
31	14/10/25	20	2,4200	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	14/10/25	21	2,9465	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	14/10/25	22	1,6495	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	14/10/25	23	1,4550	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	14/10/25	24	0,8185	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	14/10/25	14	0,4980	0,5834	0,0854	0,0000	0,0000	0,4980	0,0000
2	14/10/25	15	0,6960	0,5376	0,0000	0,0000	0,0000	0,5376	0,0000
3	14/10/25	16	0,5900	0,3851	0,0000	0,0000	0,0000	0,3851	0,0000
4	14/10/25	17	0,4700	0,2244	0,0000	0,0000	0,0000	0,2244	0,0000
5	14/10/25	18	0,3525	0,1233	0,0000	0,0000	0,0000	0,1233	0,0000
6	14/10/25	19	2,1760	0,0181	0,0000	0,0000	0,0000	0,0181	0,0000
7	14/10/25	20	2,4200	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	14/10/25	21	2,7465	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	14/10/25	22	1,3495	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	14/10/25	23	1,4550	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	14/10/25	24	0,9585	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	15/10/25	1	0,5400	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	15/10/25	2	0,5220	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	15/10/25	3	0,3180	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	15/10/25	4	0,2625	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	15/10/25	5	0,2505	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	15/10/25	6	0,2610	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	15/10/25	7	0,3960	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	15/10/25	8	0,4680	0,0030	0,0000	0,0000	0,0000	0,0030	0,0000
20	15/10/25	9	0,9330	0,0569	0,0000	0,0000	0,0000	0,0569	0,0000
21	15/10/25	10	0,3375	0,1748	0,0000	0,0000	0,0000	0,1748	0,0000
22	15/10/25	11	0,1785	0,3116	0,1331	0,0000	0,0000	0,1785	0,0000
23	15/10/25	12	0,6330	0,4453	0,0000	0,0000	0,0000	0,4453	0,0000
24	15/10/25	13	0,3540	0,4506	0,0966	0,3540	0,0000	0,0000	0,0000
25	15/10/25	14	0,2220	0,4376	0,2156	0,0000	0,0000	0,2220	0,0000
26	15/10/25	15	0,4860	0,6227	0,1367	0,0000	0,0000	0,4860	0,0000
27	15/10/25	16	0,3390	0,3792	0,0402	0,0000	0,0000	0,3390	0,0000
28	15/10/25	17	0,1760	0,2360	0,0600	0,0000	0,0000	0,1760	0,0000
29	15/10/25	18	0,2380	0,0912	0,0000	0,0000	0,0000	0,0912	0,0000
30	15/10/25	19	0,2220	0,0118	0,0000	0,0000	0,0000	0,0118	0,0000
31	15/10/25	20	2,9850	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	15/10/25	21	2,2460	0,0000	0,0000	0,0000	1,7510	1,7510	0,0000
33	15/10/25	22	1,5505	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	15/10/25	23	1,1970	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	15/10/25	24	0,5955	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	15/10/25	14	0,2940	0,4676	0,1736	0,0000	0,0000	0,2940	0,0000
2	15/10/25	15	0,4480	0,6627	0,2147	0,0000	0,0000	0,4480	0,0000
3	15/10/25	16	0,5000	0,4292	0,0000	0,0000	0,0000	0,4292	0,0000
4	15/10/25	17	0,3400	0,2560	0,0000	0,0000	0,0000	0,2560	0,0000
5	15/10/25	18	0,5040	0,0912	0,0000	0,0000	0,0000	0,0912	0,0000
6	15/10/25	19	0,2250	0,0118	0,0000	0,0000	0,0000	0,0118	0,0000
7	15/10/25	20	2,8370	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	15/10/25	21	2,6825	0,0000	0,0000	0,0000	1,6991	1,6991	0,0000
9	15/10/25	22	1,5770	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	15/10/25	23	1,6910	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	15/10/25	24	0,9270	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	16/10/25	1	0,7785	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	16/10/25	2	0,2535	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	16/10/25	3	0,2715	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	16/10/25	4	0,2745	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	16/10/25	5	0,2895	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	16/10/25	6	0,2955	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	16/10/25	7	0,4630	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	16/10/25	8	0,4625	0,0010	0,0000	0,0000	0,0000	0,0010	0,0000
20	16/10/25	9	0,3030	0,0295	0,0000	0,0000	0,0000	0,0295	0,0000
21	16/10/25	10	0,2580	0,0670	0,0000	0,0000	0,0000	0,0670	0,0000
22	16/10/25	11	0,2205	0,1420	0,0000	0,0000	0,0000	0,1420	0,0000
23	16/10/25	12	0,3575	0,3250	0,0000	0,3250	0,0000	0,0000	0,0000
24	16/10/25	13	0,5795	0,6294	0,0499	0,0000	0,0000	0,5795	0,0000
25	16/10/25	14	0,2430	0,5965	0,3535	0,0000	0,0000	0,2430	0,0000
26	16/10/25	15	0,3380	0,5536	0,2156	0,0000	0,0000	0,3380	0,0000
27	16/10/25	16	0,4320	0,3896	0,0000	0,0000	0,0000	0,3896	0,0000
28	16/10/25	17	0,1760	0,2267	0,0507	0,0000	0,0000	0,1760	0,0000
29	16/10/25	18	0,8720	0,1044	0,0000	0,0000	0,0000	0,1044	0,0000
30	16/10/25	19	1,7995	0,0186	0,0000	0,0000	0,0000	0,0186	0,0000
31	16/10/25	20	2,4005	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	16/10/25	21	1,7678	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	16/10/25	22	1,2079	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	16/10/25	23	1,2320	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	16/10/25	24	0,5740	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Periodo t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
1	16/10/25	14	0,2940	0,5665	0,2725	0,0000	0,0000	0,2940	0,0000
2	16/10/25	15	0,5700	0,5036	0,0000	0,0000	0,0000	0,5036	0,0000
3	16/10/25	16	0,5765	0,3896	0,0000	0,0000	0,0000	0,3896	0,0000
4	16/10/25	17	0,3400	0,2267	0,0000	0,0000	0,0000	0,2267	0,0000
5	16/10/25	18	1,0040	0,1044	0,0000	0,0000	0,0000	0,1044	0,0000
6	16/10/25	19	2,2250	0,0186	0,0000	0,0000	0,0000	0,0186	0,0000
7	16/10/25	20	2,2370	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	16/10/25	21	3,1683	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	16/10/25	22	1,8970	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	16/10/25	23	3,5910	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	16/10/25	24	0,9270	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	17/10/25	1	0,7785	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13	17/10/25	2	0,2535	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
14	17/10/25	3	0,2715	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
15	17/10/25	4	0,2745	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
16	17/10/25	5	0,2895	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	17/10/25	6	0,2955	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	17/10/25	7	0,7630	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	17/10/25	8	1,1625	0,0025	0,0000	0,0000	0,0000	0,0025	0,0000
20	17/10/25	9	0,3030	0,0497	0,0000	0,0000	0,0000	0,0497	0,0000
21	17/10/25	10	0,2580	0,1901	0,0000	0,0000	0,0000	0,1901	0,0000
22	17/10/25	11	0,2205	0,3089	0,0884	0,0000	0,0000	0,2205	0,0000
23	17/10/25	12	0,3575	0,4303	0,0728	0,3575	0,0000	0,0000	0,0000
24	17/10/25	13	0,2595	0,5124	0,2529	0,0000	0,0000	0,2595	0,0000
25	17/10/25	14	0,2430	0,5361	0,2931	0,0000	0,0000	0,2430	0,0000
26	17/10/25	15	0,3380	0,4929	0,1549	0,0000	0,0000	0,3380	0,0000
27	17/10/25	16	0,4320	0,3846	0,0000	0,0000	0,0000	0,3846	0,0000
28	17/10/25	17	0,1760	0,2319	0,0559	0,0000	0,0000	0,1760	0,0000
29	17/10/25	18	0,9327	0,1135	0,0000	0,0000	0,0000	0,1135	0,0000
30	17/10/25	19	1,7995	0,0120	0,0000	0,0000	0,0000	0,0120	0,0000
31	17/10/25	20	1,7980	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	17/10/25	21	2,3780	0,0000	0,0000	0,0000	1,5575	1,5575	0,0000
33	17/10/25	22	1,7785	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	17/10/25	23	1,5320	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
35	17/10/25	24	0,6574	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Comparações entre despachos

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	08/10/25	14	32%	-5%					-71%	0%	0%	0%	0%
2	08/10/25	15	1%	11%					25%	0%	0%	0%	0%
3	08/10/25	16	-4%	-4%	Sim	Não			-5%	0%	0%	0%	0%
4	08/10/25	17	60%	33%	Não	Sim			0%	0%	0%	0%	0%
5	08/10/25	18	77%	50%					0%	0%	0%	0%	0%
6	08/10/25	19	85%	75%					0%	0%	0%	0%	0%
7	08/10/25	20	8%	93%			Sim	Sim	0%	0%	0%	-8%	0%
8	08/10/25	21	-19%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
9	08/10/25	22	-39%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	08/10/25	23	58%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	08/10/25	24	54%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	09/10/25	1	48%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	09/10/25	2	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	09/10/25	3	37%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	09/10/25	4	52%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	09/10/25	5	26%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	09/10/25	6	43%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	09/10/25	7	31%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	09/10/25	8	53%	48%					0%	0%	0%	0%	0%
20	09/10/25	9	36%	-14%					0%	0%	0%	0%	0%
21	09/10/25	10	8%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
22	09/10/25	11	43%	4%					0%	0%	0%	0%	0%
23	09/10/25	12	23%	2%					-240%	0%	0%	0%	0%
24	09/10/25	13	17%	3%					-27%	0%	0%	0%	0%
25	09/10/25	14	-79%	6%					0%	0%	0%	0%	0%
26	09/10/25	15	-40%	7%					83%	0%	0%	0%	0%
27	09/10/25	16	-20%	8%					60%	0%	0%	0%	0%
28	09/10/25	17	-102%	5%					0%	0%	0%	0%	0%
29	09/10/25	18	20%	-5%					0%	0%	0%	0%	0%
30	09/10/25	19	39%	-7%					0%	0%	0%	0%	0%
31	09/10/25	20	14%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	09/10/25	21	-13%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
33	09/10/25	22	18%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	09/10/25	23	14%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	09/10/25	24	56%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	09/10/25	14	-79%	-1%					0%	0%	0%	-58%	0%
2	09/10/25	15	-40%	10%					85%	0%	0%	-40%	0%
3	09/10/25	16	-20%	23%					75%	0%	0%	-20%	0%
4	09/10/25	17	35%	39%					0%	0%	0%	39%	0%
5	09/10/25	18	93%	65%					0%	0%	0%	76%	0%
6	09/10/25	19	-13%	78%					0%	0%	0%	78%	0%
7	09/10/25	20	-2%	100%					0%	0%	0%	100%	0%
8	09/10/25	21	3%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
9	09/10/25	22	18%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	09/10/25	23	14%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	09/10/25	24	56%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	10/10/25	1	49%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	10/10/25	2	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	10/10/25	3	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	10/10/25	4	59%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	10/10/25	5	46%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	10/10/25	6	56%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	10/10/25	7	18%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	10/10/25	8	54%	-58%					0%	0%	0%	-58%	0%
20	10/10/25	9	-44%	-8%					0%	0%	0%	-8%	0%
21	10/10/25	10	-36%	1%					0%	0%	0%	1%	0%
22	10/10/25	11	74%	5%					0%	0%	0%	45%	0%
23	10/10/25	12	-28%	2%					0%	0%	0%	-11%	0%
24	10/10/25	13	2%	4%	Sim	Sim			8%	2%	0%	0%	0%
25	10/10/25	14	41%	10%					-27%	0%	0%	41%	0%
26	10/10/25	15	-21%	18%	Não	Sim			61%	0%	0%	0%	0%
27	10/10/25	16	44%	27%					8%	0%	0%	44%	0%
28	10/10/25	17	59%	34%					0%	0%	0%	34%	0%
29	10/10/25	18	90%	-8%					0%	0%	0%	13%	0%
30	10/10/25	19	9%	27%					0%	0%	0%	27%	0%
31	10/10/25	20	51%	0%			Não	Sim	0%	0%	0%	0%	0%
32	10/10/25	21	41%	0%			Sim	Sim	0%	0%	31%	31%	0%
33	10/10/25	22	-36%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	10/10/25	23	-6%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	10/10/25	24	17%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	10/10/25	14	41%	1%					-60%	0%	0%	41%	0%
2	10/10/25	15	-21%	17%					60%	0%	0%	-21%	0%
3	10/10/25	16	44%	36%					30%	0%	0%	44%	0%
4	10/10/25	17	59%	53%	Sim	Sim			0%	53%	0%	0%	0%
5	10/10/25	18	90%	66%					0%	0%	0%	73%	0%
6	10/10/25	19	61%	82%					0%	0%	0%	82%	0%
7	10/10/25	20	19%	-4%					0%	0%	0%	-4%	0%
8	10/10/25	21	0%	0%			Sim	Sim	0%	0%	22%	22%	0%
9	10/10/25	22	-12%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	10/10/25	23	68%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	10/10/25	24	51%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	11/10/25	1	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	11/10/25	2	44%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	11/10/25	3	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	11/10/25	4	55%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	11/10/25	5	19%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	11/10/25	6	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	11/10/25	7	-1%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	11/10/25	8	48%	-137%					0%	0%	0%	-137%	0%
20	11/10/25	9	49%	-10%					0%	0%	0%	-10%	0%
21	11/10/25	10	-19%	-12%					0%	0%	0%	-12%	0%
22	11/10/25	11	51%	0%					0%	0%	0%	6%	0%
23	11/10/25	12	-94%	-3%					66%	0%	0%	-94%	0%
24	11/10/25	13	-45%	0%					29%	0%	0%	-45%	0%
25	11/10/25	14	22%	0%					-17%	0%	0%	22%	0%
26	11/10/25	15	-34%	3%					26%	0%	0%	-34%	0%
27	11/10/25	16	30%	16%					-27%	0%	0%	30%	0%
28	11/10/25	17	56%	28%					0%	0%	0%	28%	0%
29	11/10/25	18	70%	-10%					0%	0%	0%	-10%	0%
30	11/10/25	19	92%	26%					0%	0%	0%	26%	0%
31	11/10/25	20	90%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	11/10/25	21	85%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
33	11/10/25	22	68%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	11/10/25	23	81%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	11/10/25	24	34%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	11/10/25	14	22%	-5%					-27%	0%	0%	22%	0%
2	11/10/25	15	-34%	8%					31%	0%	0%	-34%	0%
3	11/10/25	16	30%	23%	Não	Sim			8%	0%	0%	0%	0%
4	11/10/25	17	56%	46%					0%	0%	0%	46%	0%
5	11/10/25	18	0%	64%					0%	0%	0%	64%	0%
6	11/10/25	19	37%	82%					0%	0%	0%	82%	0%
7	11/10/25	20	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
8	11/10/25	21	-9%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
9	11/10/25	22	-8%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	11/10/25	23	81%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	11/10/25	24	34%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	12/10/25	1	49%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	12/10/25	2	24%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	12/10/25	3	5%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	12/10/25	4	45%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	12/10/25	5	38%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	12/10/25	6	57%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	12/10/25	7	22%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	12/10/25	8	67%	12%					0%	0%	0%	12%	0%
20	12/10/25	9	50%	9%					0%	0%	0%	9%	0%
21	12/10/25	10	42%	3%					0%	0%	0%	3%	0%
22	12/10/25	11	62%	6%					0%	0%	0%	6%	0%
23	12/10/25	12	28%	10%					-132%	0%	0%	28%	0%
24	12/10/25	13	49%	15%					0%	0%	0%	46%	0%
25	12/10/25	14	26%	10%					-18%	0%	0%	26%	0%
26	12/10/25	15	-282%	34%					0%	0%	0%	-1%	0%
27	12/10/25	16	40%	25%	Sim	Não			-129%	0%	0%	0%	0%
28	12/10/25	17	72%	10%					0%	0%	0%	38%	0%
29	12/10/25	18	54%	-28%					0%	0%	0%	-28%	0%
30	12/10/25	19	59%	-38%					0%	0%	0%	-38%	0%
31	12/10/25	20	13%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	12/10/25	21	9%	0%			Sim	Sim	0%	0%	9%	9%	0%
33	12/10/25	22	1%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	12/10/25	23	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	12/10/25	24	-5%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	12/10/25	14	26%	2%					-51%	0%	0%	26%	0%
2	12/10/25	15	-25%	39%					0%	0%	0%	-1%	0%
3	12/10/25	16	40%	44%					53%	0%	0%	40%	0%
4	12/10/25	17	72%	37%					0%	0%	0%	57%	0%
5	12/10/25	18	54%	53%					0%	0%	0%	53%	0%
6	12/10/25	19	59%	70%					0%	0%	0%	70%	0%
7	12/10/25	20	85%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
8	12/10/25	21	75%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
9	12/10/25	22	1%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	12/10/25	23	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	12/10/25	24	-5%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	13/10/25	1	44%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	13/10/25	2	36%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	13/10/25	3	39%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	13/10/25	4	61%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	13/10/25	5	47%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	13/10/25	6	59%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	13/10/25	7	33%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	13/10/25	8	35%	14%					0%	0%	0%	14%	0%
20	13/10/25	9	1%	-2%					0%	0%	0%	-2%	0%
21	13/10/25	10	-11%	2%					0%	0%	0%	2%	0%
22	13/10/25	11	75%	6%					0%	0%	0%	45%	0%
23	13/10/25	12	25%	8%					-182%	0%	0%	25%	0%
24	13/10/25	13	-28%	3%					71%	0%	0%	-28%	0%
25	13/10/25	14	52%	4%					-67%	0%	0%	52%	0%
26	13/10/25	15	-76%	2%					0%	0%	0%	-59%	0%
27	13/10/25	16	-13%	28%					0%	0%	0%	-3%	0%
28	13/10/25	17	35%	43%	Sim	Sim			0%	43%	0%	0%	0%
29	13/10/25	18	84%	39%					0%	0%	0%	39%	0%
30	13/10/25	19	85%	26%					0%	0%	0%	26%	0%
31	13/10/25	20	-9%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	13/10/25	21	21%	0%			Sim	Sim	0%	0%	21%	21%	0%
33	13/10/25	22	-27%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	13/10/25	23	-28%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	13/10/25	24	56%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	13/10/25	14	52%	-3%					-101%	0%	0%	52%	0%
2	13/10/25	15	-76%	9%					0%	0%	0%	-59%	0%
3	13/10/25	16	-13%	46%					0%	0%	0%	-3%	0%
4	13/10/25	17	35%	60%					0%	0%	0%	60%	0%
5	13/10/25	18	84%	77%	Não	Sim			0%	0%	0%	0%	0%
6	13/10/25	19	85%	84%					0%	0%	0%	84%	0%
7	13/10/25	20	52%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
8	13/10/25	21	-20%	0%			Sim	Sim	0%	0%	-3%	-3%	0%
9	13/10/25	22	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	13/10/25	23	26%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	13/10/25	24	56%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	14/10/25	1	32%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	14/10/25	2	14%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	14/10/25	3	35%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	14/10/25	4	60%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	14/10/25	5	53%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	14/10/25	6	57%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	14/10/25	7	37%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	14/10/25	8	66%	40%					0%	0%	0%	40%	0%
20	14/10/25	9	-9%	4%					0%	0%	0%	4%	0%
21	14/10/25	10	-20%	1%					0%	0%	0%	1%	0%
22	14/10/25	11	73%	5%					0%	0%	0%	40%	0%
23	14/10/25	12	-253%	3%					0%	0%	0%	-5%	0%
24	14/10/25	13	-314%	3%					0%	0%	0%	-38%	0%
25	14/10/25	14	-112%	6%					0%	0%	0%	-55%	0%
26	14/10/25	15	-92%	12%					0%	0%	0%	-48%	0%
27	14/10/25	16	-121%	10%					0%	0%	0%	-26%	0%
28	14/10/25	17	36%	21%	Sim	Não			0%	0%	0%	0%	0%
29	14/10/25	18	71%	-11%					0%	0%	0%	-11%	0%
30	14/10/25	19	86%	19%					0%	0%	0%	19%	0%
31	14/10/25	20	3%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	14/10/25	21	-21%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
33	14/10/25	22	-29%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	14/10/25	23	2%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	14/10/25	24	31%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	14/10/25	14	-33%	-1%					57%	0%	0%	-33%	0%
2	14/10/25	15	-92%	14%					0%	0%	0%	-48%	0%
3	14/10/25	16	-92%	37%					0%	0%	0%	-26%	0%
4	14/10/25	17	36%	48%					0%	0%	0%	48%	0%
5	14/10/25	18	71%	56%					0%	0%	0%	56%	0%
6	14/10/25	19	-13%	84%					0%	0%	0%	84%	0%
7	14/10/25	20	3%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
8	14/10/25	21	-13%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
9	14/10/25	22	-5%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	14/10/25	23	2%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	14/10/25	24	19%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	15/10/25	1	4%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	15/10/25	2	-10%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	15/10/25	3	30%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	15/10/25	4	61%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	15/10/25	5	52%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	15/10/25	6	56%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	15/10/25	7	37%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	15/10/25	8	49%	21%					0%	0%	0%	21%	0%
20	15/10/25	9	-89%	-4%					0%	0%	0%	-4%	0%
21	15/10/25	10	-21%	18%					0%	0%	0%	18%	0%
22	15/10/25	11	78%	1%					0%	0%	0%	43%	0%
23	15/10/25	12	-39%	-7%					0%	0%	0%	-7%	0%
24	15/10/25	13	13%	19%	Não	Sim			35%	0%	0%	0%	0%
25	15/10/25	14	41%	30%					15%	0%	0%	41%	0%
26	15/10/25	15	-34%	-1%					46%	0%	0%	-34%	0%
27	15/10/25	16	-11%	24%					79%	0%	0%	-11%	0%
28	15/10/25	17	76%	32%	Sim	Não			0%	0%	0%	0%	0%
29	15/10/25	18	80%	20%					0%	0%	0%	20%	0%
30	15/10/25	19	88%	37%					0%	0%	0%	37%	0%
31	15/10/25	20	-20%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	15/10/25	21	8%	0%			Sim	Sim	0%	0%	13%	13%	0%
33	15/10/25	22	-21%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	15/10/25	23	20%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	15/10/25	24	50%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{AC}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	15/10/25	14	22%	16%					3%	0%	0%	22%	0%
2	15/10/25	15	-24%	-6%					19%	0%	0%	-24%	0%
3	15/10/25	16	-63%	30%					0%	0%	0%	-40%	0%
4	15/10/25	17	53%	49%					0%	0%	0%	49%	0%
5	15/10/25	18	58%	74%					0%	0%	0%	74%	0%
6	15/10/25	19	88%	90%					0%	0%	0%	90%	0%
7	15/10/25	20	-14%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
8	15/10/25	21	-10%	0%			Sim	Sim	0%	0%	4%	4%	0%
9	15/10/25	22	-23%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	15/10/25	23	-14%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	15/10/25	24	22%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	16/10/25	1	-38%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	16/10/25	2	47%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	16/10/25	3	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	16/10/25	4	59%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	16/10/25	5	45%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	16/10/25	6	50%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	16/10/25	7	27%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	16/10/25	8	50%	49%					0%	0%	0%	49%	0%
20	16/10/25	9	39%	26%					0%	0%	0%	26%	0%
21	16/10/25	10	7%	57%					0%	0%	0%	57%	0%
22	16/10/25	11	73%	43%					0%	0%	0%	43%	0%
23	16/10/25	12	21%	1%	Não	Sim			0%	0%	0%	0%	0%
24	16/10/25	13	-43%	-51%	Sim	Não			-281%	0%	0%	0%	0%
25	16/10/25	14	35%	-18%					-169%	0%	0%	35%	0%
26	16/10/25	15	7%	-3%					-24%	0%	0%	7%	0%
27	16/10/25	16	-41%	14%					0%	0%	0%	-27%	0%
28	16/10/25	17	76%	22%					0%	0%	0%	39%	0%
29	16/10/25	18	27%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
30	16/10/25	19	6%	4%					0%	0%	0%	4%	0%
31	16/10/25	20	4%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	16/10/25	21	27%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
33	16/10/25	22	6%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	16/10/25	23	17%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	16/10/25	24	51%	0%					0%	0%	0%	0%	0%

Período t	Dia	Hora	E_c^t (kWh)	E_p^t (kWh)	Candidato a enviar		Candidato a retirar		$E_{ex_env_SA}^t$ (kWh)	E_{ad}^t (kWh)	$E_{desc_SA}^t$ (kWh)	E_{ac}^t (kWh)	E_{exp}^t (kWh)
					Previsão	Real	Previsão	Real					
1	16/10/25	14	22%	-36%					-546%	0%	0%	22%	0%
2	16/10/25	15	-57%	1%					0%	0%	0%	-39%	0%
3	16/10/25	16	-88%	27%					0%	0%	0%	-27%	0%
4	16/10/25	17	53%	50%	Sim	Não			0%	0%	0%	0%	0%
5	16/10/25	18	16%	64%					0%	0%	0%	64%	0%
6	16/10/25	19	-16%	82%					0%	0%	0%	82%	0%
7	16/10/25	20	10%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
8	16/10/25	21	-30%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
9	16/10/25	22	-48%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
10	16/10/25	23	-141%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
11	16/10/25	24	22%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
12	17/10/25	1	-38%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
13	17/10/25	2	47%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
14	17/10/25	3	40%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
15	17/10/25	4	59%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
16	17/10/25	5	45%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
17	17/10/25	6	50%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
18	17/10/25	7	-21%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
19	17/10/25	8	-27%	14%					0%	0%	0%	14%	0%
20	17/10/25	9	39%	6%					0%	0%	0%	6%	0%
21	17/10/25	10	7%	8%					0%	0%	0%	8%	0%
22	17/10/25	11	73%	11%					0%	0%	0%	36%	0%
23	17/10/25	12	21%	12%	Não	Sim			-127%	0%	0%	0%	0%
24	17/10/25	13	36%	10%					-56%	0%	0%	36%	0%
25	17/10/25	14	35%	12%					-24%	0%	0%	35%	0%
26	17/10/25	15	7%	17%					33%	0%	0%	7%	0%
27	17/10/25	16	-41%	21%					0%	0%	0%	-25%	0%
28	17/10/25	17	76%	30%					0%	0%	0%	47%	0%
29	17/10/25	18	22%	-6%					0%	0%	0%	-6%	0%
30	17/10/25	19	6%	28%					0%	0%	0%	28%	0%
31	17/10/25	20	28%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
32	17/10/25	21	2%	0%			Sim	Sim	0%	0%	10%	10%	0%
33	17/10/25	22	-39%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
34	17/10/25	23	-3%	0%					0%	0%	0%	0%	0%
35	17/10/25	24	44%	0%					0%	0%	0%	0%	0%