



# ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÓMICA DA INSTALAÇÃO DE BATERIAS PARA ARMAZENAMENTO NUMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL DE AUTOCONSUMO

**MATHEUS PEREIRA BARBALHO DE MELLO**

Novembro de 2022

# **ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÓMICA DA INSTALAÇÃO DE BATERIAS PARA ARMAZENAMENTO NUMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL DE AUTOCONSUMO**

Matheus Mello  
1190052

**2022**

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica





# **ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÓMICA DA INSTALAÇÃO DE BATERIAS PARA ARMAZENAMENTO NUMA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL DE AUTOCONSUMO**

Matheus Mello  
1190052

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação do Doutor Alexandre Silveira.

**2022**

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Mecânica





# JÚRI

## **Presidente**

Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras  
Professor Adjunto do Instituto Superior de Engenharia do Porto

## **Orientador**

Doutor Alexandre Miguel Marques da Silveira  
Professor Adjunto do Instituto Superior de Engenharia do Porto



## AGRADECIMENTOS

É muito importante lembrar e prestar a minha gratidão a cada uma das pessoas que me ajudaram no decorrer dessa trajetória para que fosse possível concluir o presente trabalho.

Primeiramente gostaria de agradecer ao meu orientador, Prof. Dr. Alexandre Silveira, por desde o início da elaboração desta tese ter estado presente e ter me orientado com todo o seu respeito e profissionalismo.

Também sou grato ao Prof. António Andrade por te ajudado na elaboração do projeto e pelos conselhos passados durante o desenvolvimento da dissertação.

Agradeço a minha tia, Elinor, por ter me proporcionado acesso a uma educação de qualidade, suporte financeiro e por ter sempre me ajudado quando precisei.

Agradeço aos meus pais, Frederico e Cecília, e a minha avó Elza, por toda criação e educação.

Quero agradecer a Daranee por todo o seu apoio e companheirismo que foram muito importantes para que eu pudesse me manter forte e resiliente durante esse período da elaboração da tese.

Por fim, não poderia esquecer de todos os meus amigos que me ajudaram tanto direta como indiretamente em minha trajetória profissional e acadêmica.

A todos eu quero dizer que sou profundamente grato!



## **PALAVRAS CHAVE**

Energia Solar Fotovoltaica; Energias de Fontes Renováveis; Matriz Energética; Autoconsumo; Sistema de Armazenamento de Energia; Unidade de Produção para Autoconsumo

## **RESUMO**

Nas últimas décadas, devido à consciência global relativamente aos problemas climáticos e ambientais juntamente com a necessidade de se diversificar a matriz energética mundial, houve um grande desenvolvimento das energias de fontes renováveis com destaque para a energia solar fotovoltaica.

Sabe-se que os sistemas de geração solar fotovoltaica atualmente são acessíveis aos consumidores residenciais e possuem um custo benefício já comprovado em Portugal, em virtude dos índices de radiação solar do país.

Entretanto um fator que impede que esse tipo de geração de energia seja melhor aproveitado é a sua intermitência, o que faz com que uma boa parcela da energia produzida não seja consumida diretamente pela instalação, tendo de ser fornecida à rede elétrica de modo ser obtida uma remuneração que costuma ser muito inferior ao que seria poupado devido ao próprio autoconsumo.

Diante desse contexto, nesta tese de mestrado foi elaborado um estudo de viabilidade técnico económico para uma unidade de produção para autoconsumo residencial com inclusão de sistemas de armazenamento de energia com baterias de diferentes capacidades (5 kWh, 7,5 kWh e 10 kWh), utilizando o software Excel, para um consumidor localizado no norte de Portugal.

As análises dos resultados obtidos pelo estudo indicaram que de fato houve um aumento considerável da autossuficiência do sistema fotovoltaico após a inclusão do sistema de armazenamento para cada cenário, entretanto os resultados da análise económica não se mostraram satisfatórios para os dias de hoje.

Portanto, após isso foi feita uma outra análise económica levando-se em consideração os custos aproximados com aquisição de baterias para o ano de 2030 na qual foram obtidos resultados que já possibilitaram viabilidade financeira para a simulação com o sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh.



**KEYWORDS**

*Solar Photovoltaic Energy.; Renewable Energy; Energy Storage Systems; Self-consumption; Energy Mix*

**ABSTRACT**

*In the last decades, due to the global awareness of climate and environmental problems along with the need to diversify the world energy mix, there has been a great development of renewable energy sources with an emphasis on the solar photovoltaic energy.*

*It is known that solar photovoltaic generation systems are currently affordable to residential consumers and have proven cost-effective in Portugal, due to the country's solar radiation indexes.*

*However, a factor that prevents this type of energy generation from being better utilized is its intermittency, which means that a good portion of the energy produced is not consumed directly by the installation and has to be supplied to the grid in order to obtain a remuneration that is usually much lower than what would be saved due to self-consumption.*

*Given this context, in this master's thesis, a technical and economic feasibility study was developed for a production unit for residential self-consumption with the addition of energy storage systems with batteries of different capacities (5 kWh, 7.5 kWh, and 10 kWh), using Excel software, for a consumer located in northern Portugal.*

*The analyses of the results obtained by the study indicated that there was indeed a considerable increase in the self-sufficiency of the photovoltaic system after the addition of the storage system for each scenario, however, the results of the economic analysis did not prove satisfactory for today.*

*Therefore, after that, another economic analysis was made taking into consideration the approximate costs of the acquisition of batteries for the year 2030 in which results were obtained that already allowed financial viability for the simulation with the storage system of 5 kWh capacity.*



## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

### Lista de Siglas

IEA	International Energy Agency
VAL	Valor Atual Líquido
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
MPP	Máximo Ponto de Potência
MPPT	Máximo Ponto de Potência
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
UI	Instalações de utilização
UE	União Européia
IAS	Índice de Autossuficiência

### Lista de Unidades

kWh	Quilowatt-hora
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
TWh	Terawatt-hora
MW	Megawatts



## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. ORIGEM DO CONSUMO DE ENERGIA 1978-2018 (EXAJOULES). (KOUBER ET AL., 2020).....	5
FIGURA 2. CRESCIMENTO DA CAPACIDADE DE ELETRICIDADE RENOVÁVEL POR TECNOLOGIA (GIGAWATT). (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018) .....	6
FIGURA 3. PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE POR FONTE EM PORTUGAL CONTINENTAL (ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2022).....	7
FIGURA 4. SISTEMA DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (SMETS ET AL., 2016). ...	13
FIGURA 5. REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CC SIMPLES SEM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (À ESQUERDA) E UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPLEXO. (SMETS ET AL., 2016) .....	14
FIGURA 6. SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPLEXO, INCLUINDO BATERIAS, CONDICIONADORES DE ENERGIA E CARGAS CC E CA À DIREITA). (SMETS ET AL., 2016) .....	15
FIGURA 7. SISTEMA FOTOVOLTAICO COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	22
FIGURA 8. SISTEMA FOTOVOLTAICO SEM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	23
FIGURA 9. MÉDIA DO CONSUMO EM KWH DURANTE O MÊS DE JANEIRO DE 2019. ....	29
FIGURA 10. MÉDIA DO CONSUMO EM KWH DURANTE O MÊS DE JANEIRO DE 2020. ....	30
FIGURA 11. MÉDIA DO CONSUMO EM KWH DURANTE O MÊS DE JULHO DE 2019.....	30
FIGURA 12. MÉDIA DO CONSUMO EM KWH DURANTE O MÊS DE JULHO DE 2020.....	31
FIGURA 13. MÉDIA DA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA EM KWH DURANTE O MÊS DE JANEIRO DE 2019. ...	31
FIGURA 14. MÉDIA DA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA EM KWH DURANTE O MÊS DE JANEIRO DE 2020. ...	32
FIGURA 15. MÉDIA DA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA EM KWH DURANTE O MÊS DE JULHO DE 2019.....	32
FIGURA 16. MÉDIA DA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA EM KWH DURANTE O MÊS DE JULHO DE 2020.....	33
FIGURA 17. VALORES TOTAIS DE PRODUÇÃO E CONSUMO POR MÊS PARA O ANO DE 2019. ....	33
FIGURA 18. VALORES TOTAIS DE PRODUÇÃO E CONSUMO POR MÊS PARA O ANO DE 2020. ....	34
FIGURA 19. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JANEIRO DE 2019. ....	35
FIGURA 20. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JANEIRO DE 2020. ....	35
FIGURA 21. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JULHO DE 2019. ....	36
FIGURA 22. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JULHO DE 2020. ....	36
FIGURA 23. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JANEIRO DE 2019 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 5 KWH). ....	37

FIGURA 24. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JANEIRO DE 2020 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 5 KWH). .....	37
FIGURA 25. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JULHO DE 2019 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 5 KWH). .....	38
FIGURA 26. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JULHO DE 2020 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 5 KWH). .....	38
FIGURA 27. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JANEIRO DE 2019 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 7,5 KWH). .....	39
FIGURA 28. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JANEIRO DE 2020 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 7,5 KWH). .....	39
FIGURA 29. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JULHO DE 2019 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 7,5 KWH). .....	40
FIGURA 30. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JULHO DE 2020 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 7,5 KWH). .....	40
FIGURA 31. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JANEIRO DE 2019 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 10 KWH). .....	41
FIGURA 32. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JANEIRO DE 2020 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 10 KWH). .....	41
FIGURA 33. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JULHO DE 2019 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 10 KWH). .....	42
FIGURA 34. VALORES MÉDIOS POR HORA PARA UM DIA DO MÊS DE JULHO DE 2020 (CENÁRIO COM A BATERIA DE 10 KWH). .....	42

## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DAS BATERIAS MAIS UTILIZADAS NO MERCADO (EPEC, N.D.) .....	11
TABELA 2. CARACTERÍSTICAS DA INSTALAÇÃO.....	18
TABELA 3. VALORES DO CONSUMO DA INSTALAÇÃO EM COMPARAÇÃO COM OS VALORES DO ÍNDICE DE AUTOSSUFICIÊNCIA E DE ENERGIA PROVENIENTE DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM 2019 ..	43
TABELA 4. VALORES DO CONSUMO DA INSTALAÇÃO EM COMPARAÇÃO COM OS VALORES DO ÍNDICE DE AUTOSSUFICIÊNCIA E DE ENERGIA PROVENIENTE DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM 2020 ..	44
TABELA 5. VALORES DA ENERGIA PROVENIENTE DO AUTOCONSUMO PARAS OS PERÍODOS DE VAZIO E FORA DE VAZIO EM 2019 .....	45
TABELA 6. VALORES DA ENERGIA PROVENIENTE DO AUTOCONSUMO PARAS OS PERÍODOS DE VAZIO E FORA DE VAZIO EM 2020 .....	45
TABELA 7. VALORES REFERENTES A TROCAS DE ENERGIA COM A REDE ELÉTRICA NO ANO DE 2019 .....	46
TABELA 8. VALORES REFERENTES A TROCAS DE ENERGIA COM A REDE ELÉTRICA NO ANO DE 2020 .....	47
TABELA 9. VALORES GASTOS EM ENCARGOS PARA OS SISTEMAS COM AS RESPATIVAS BATERIAS EM 2019 .....	48
TABELA 10. VALORES GASTOS EM ENCARGOS PARA OS SISTEMAS COM AS RESPATIVAS BATERIAS EM 2020 .....	48
TABELA 11. VALORES MÉDIOS DE CUSTOS E REMUNERAÇÕES DO INVESTIMENTO PARA CADA CENÁRIO, PARA OS ANOS DE 2019 E 2020 .....	49
TABELA 12. VALORES MÉDIOS DE VAL, TIR E TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO PARA CADA CENÁRIO, PARA OS ANOS DE 2019 E 2020 .....	50
TABELA 13. VALORES PARA UM CENÁRIO NO QUAL O CUSTO COM A AQUISIÇÃO DAS BATERIAS CORRESPONDERIA A 200 €/KWH.....	51



## ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	Enquadramento geral .....	1
1.2	Objetivos da Dissertação.....	2
1.2.1	Objetivos específicos.....	2
1.3	Conteúdo da Dissertação .....	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1	As energias renováveis e o setor energético mundial .....	5
2.2	Energia Solar Fotovoltaica.....	6
2.3	Componentes de um Sistema Solar Fotovoltaico .....	8
2.4	Sistemas de Armazenamento de Energia .....	9
2.4.1	Tecnologias de armazenamento de energia disponíveis no mercado .....	11
2.5	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos .....	12
2.5.1	Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico Conectado à Rede ( <i>on grid</i> ).....	12
2.5.2	Sistema Isolado da rede ( <i>off grid</i> ) .....	13
2.5.3	Sistema Híbrido .....	14
2.6	Legislação .....	15
2.6.1	Condições ao exercício das atividades de produção de eletricidade para autoconsumo.....	16
2.6.2	Direitos e deveres do autoconsumidor .....	16
2.6.3	Remuneração do Excedente.....	18
2.7	Estudo de Caso .....	18
3	METODOLOGIA.....	21

3.1	Lógica utilizada na simulação .....	21
3.2	Metodologia aplicada ao estudo financeiro .....	23
3.2.1	Cálculo do valor gasto em encargos energéticos pela instalação residencial .....	24
3.2.2	VAL .....	25
3.2.3	TIR.....	26
3.2.4	Período de Retorno do Investimento .....	26
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	29
4.1	Dados de Produção e Consumo .....	29
4.2	Resultados da simulação .....	34
4.2.1	Sistema Fotovoltaico para autoconsumo sem baterias .....	34
4.2.2	Sistema Fotovoltaico para autoconsumo com baterias .....	37
4.2.3	Principais valores obtidos na simulação.....	43
4.3	Estudo Financeiro.....	47
4.3.1	Valores gastos em encargos energéticos .....	47
4.3.2	Valores de custos e remunerações do Investimento .....	49
4.3.3	VAL, TIR e Tempo de retorno do investimento .....	50
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....	55
5.1	Conclusões .....	55
5.2	Sugestões de trabalhos futuros .....	57
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICA .....	61
6.1	Legislação .....	65
7	ANEXOS.....	69
7.1	Anexo A - Preço médio aritmético de fecho do mercado da OMIE para Portugal, relativos aos anos de 2019 e 2020.....	69
7.2	Anexo B – Ficha Técnica da Bateria Tesla Powerwall 2.....	70
	.....	70

7.3	Anexo C – Ficha Técnica da Bateria Tesla Powerwall 2.....	71
7.4	Anexo D – Cálculo feito na simulação com a UPAC sem armazenamento para o ano de 2019	72
7.5	Anexo E – Cálculo feito na simulação com a UPAC sem armazenamento para o ano de 2020	72
7.6	Anexo F – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh para o ano de 2019 .....	73
7.7	Anexo G – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh para o ano de 2020 .....	73
7.8	Anexo H – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 7,5 kWh para o ano de 2019 .....	74
7.9	Anexo I – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 7,5 kWh para o ano de 2020 .....	74
7.10	Anexo J – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 10 kWh para o ano de 2019 .....	75
7.11	Anexo K – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 10 kWh para o ano de 2020 .....	75
7.12	Anexo L – Cálculo dos indicadores financeiros médios para as simulações da UPAC com as adições dos respetivos sistemas de armazenamento entre os anos de 2019 e 2020 .....	76
7.13	Anexo L – Cálculo dos indicadores financeiros médios para as simulações da UPAC com as adições dos respetivos sistemas de armazenamento para as projeções do ano de 2030 .....	77



# INTRODUÇÃO

- 1.1 Enquadramento Geral
- 1.2 Objetivos da Dissertação
- 1.3 Conteúdo da Dissertação



# 1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentados o tema e o objetivo de estudo da tese de mestrado diante do contexto no qual se insere. Dessa maneira, a introdução será dividida em enquadramento geral, no qual será exposto o cenário atual que gerou a motivação para o tema escolhido, seguido dos objetivos desse trabalho e do conteúdo da dissertação que mostra a composição da tese.

## 1.1 Enquadramento geral

O surgimento da humanidade, bem como o rápido crescimento da população mundial, resultou na necessidade constante de utilização de energia, de modo a assegurar o seu desenvolvimento e sobrevivência.

Com o rápido crescimento da população, a demanda energética tornou-se, cada vez maior, ao longo do tempo, tendo aumentado exponencialmente, o que resultou num aumento da utilização de combustíveis fósseis. Contudo, nas últimas décadas, em decorrência da conscientização global a respeito das questões ambientais, as fontes renováveis de energia, com destaque para a eólica, solar e hídrica, têm aumentado consideravelmente a sua participação na matriz energética mundial.

Face às fontes de energias renováveis atualmente disponíveis, o uso de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, tem contribuído, significativamente, para a descentralização e aumento da sustentabilidade da matriz energética mundial, uma vez que se mostra, cada vez mais, uma tecnologia acessível.

Portugal devido a sua condição geográfica, que possibilita bons índices de irradiação solar em seu território, juntamente com as políticas de incentivos fiscais, como o Fundo Ambiental por exemplo, se destaca perante os demais países da Europa. Atualmente sabe-se que a geração de energia solar fotovoltaica aparece como uma opção viável e rentável com estudos que mostram o retorno do investimento em menos de 10 anos em Portugal.

Contudo, um ponto que ainda limita essa forma de produção de energia é a intermitência do recurso solar, o que torna o sistema fotovoltaico ainda muito dependente da rede elétrica.

Diante desse cenário, o estudo e investimento em sistemas de armazenamento de energia surge como uma alternativa para administrar esse recurso de modo a permitir

que o sistema fotovoltaico tenha uma maior autonomia perante a rede elétrica e, por consequência, uma poupança significativamente maior quanto aos gastos em encargos energéticos.

## 1.2 Objetivos da Dissertação

O presente trabalho tem como objetivo simular a inclusão de um sistema de armazenamento com baterias, para diferentes capacidades, a uma unidade de produção para autoconsumo fotovoltaico residencial, de modo a realizar uma análise técnica e económica a respeito dessa configuração de sistema.

### 1.2.1 Objetivos específicos

- Tratamento dos dados de geração e consumo do sistema fotovoltaico, que é objeto de estudo, para a realização da simulação com a inclusão dos sistemas de armazenamento, utilizando-se o software Excel;
- Organização e exposição dos resultados obtidos na simulação.
- Cálculo das métricas económicas TIR, VAL e Tempo de retorno do investimento, através do software Excel para cada cenário simulado levando em consideração os custos atuais e os futuros baseados em projeções.

## 1.3 Conteúdo da Dissertação

O presente documento divide-se em cinco capítulos. No primeiro foi introduzido o tema da tese de mestrado com uma contextualização e enquadramento a respeito desse projeto, e também foram apresentados os objetivos da dissertação. No segundo foi feita uma revisão bibliográfica a respeito dos principais assuntos relacionados ao tema e ao projeto da presente dissertação. No terceiro apresentou-se a metodologia utilizada para a realização do projeto. No quarto foram expostos e comentados os resultados do projeto. Por último, no quinto capítulo foram feitas as devidas conclusões a respeito do trabalho como também deixadas sugestões para os próximos estudos.

# REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

- 2.1 As energias renováveis e o setor energético mundial
- 2.2 Energia Solar Fotovoltaica
- 2.3 Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico
- 2.4 Componentes de um Sistema Solar Fotovoltaico
- 2.5 Legislação
- 2.6 Estudo de Caso



## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 As energias renováveis e o setor energético mundial

É fato que houve um grande desenvolvimento das energias renováveis nos últimos anos, porém a sua participação na matriz energética encontra-se longe do ideal. Na figura 1 é possível observar que a maior parte da energia consumida mundialmente origina-se do petróleo, seguido pelo carvão, gás e energia hidrelétrica. Assim, aproximadamente 80% da matriz energética mundial é composta por combustíveis fósseis (Ritchie, 2020).

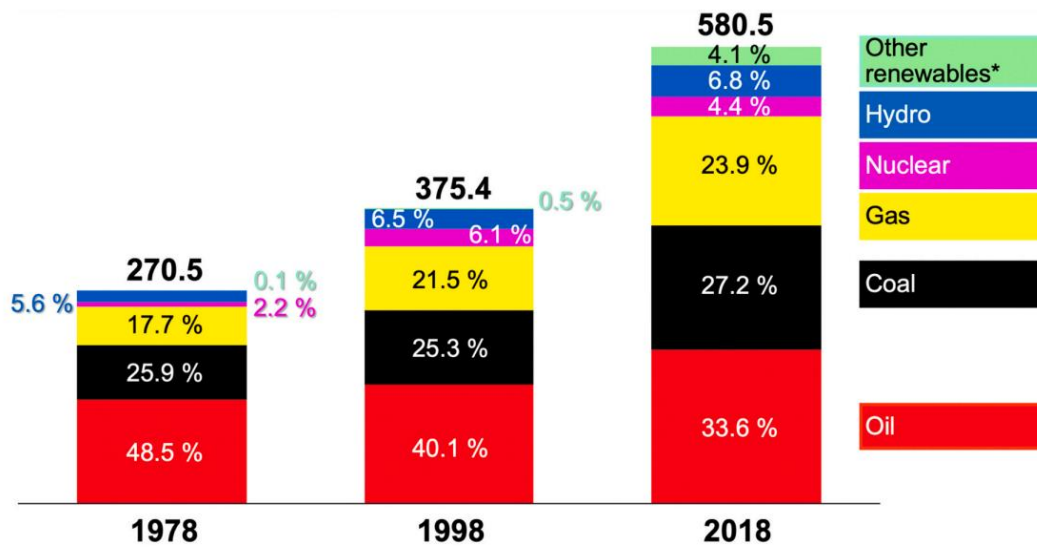


Figura 1. Origem do consumo de energia 1978-2018 (Exajoules). (Kouber et al., 2020)

Apesar de ainda se estar distante do ideal, estima-se que as energias renováveis ultrapassarão a produção de energia proveniente do carvão e juntas se tornarão a maior fonte de energia para geração de eletricidade no mundo em 2025, a liderar a matriz global de energia elétrica (International Energy Agency, 2018).

A consciência global acerca da crise climática tem motivado o investimento e o desenvolvimento nas energias “verdes”. Agora durante a quarta revolução industrial, as energias de fontes renováveis seguem sutilmente ganhando espaço na matriz energética. Dessa forma, a transição energética tenciona substituir gradualmente os combustíveis fósseis por fontes de energia mais sustentáveis, como por exemplo as energias solar e eólica (Li et al., 2020).

## 2.2 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é uma das fontes mais promissoras e que mais cresce, dentre as energias renováveis. É uma fonte de energia de origem ilimitada, que não emite poluentes e que ajuda a descentralizar a matriz energética por ser uma fonte de geração distribuída. Em contrapartida, ainda existem fatores a serem aprimorados no que diz respeito a essa fonte de energia. Aspectos como custo, eficiência dos módulos, e sistemas para armazenamento de energia ainda limitam o uso da geração solar fotovoltaica (Raugei & Frankl, 2009).

No ano de 2020, a geração de energia solar fotovoltaica atingiu um aumento recorde de 156 TWh (23%) chegando ao total de 821 TWh e dessa forma teve o segundo maior aumento dentre as energias renováveis, atrás apenas da geração de energia eólica, como pode ser visualizado na figura 2 (IEA, 2021). Em 2021, a energia solar fotovoltaica sozinha responde por mais da metade de todas as adições de capacidade de energia renovável em 2021, seguida por energia eólica e hidrelétrica.

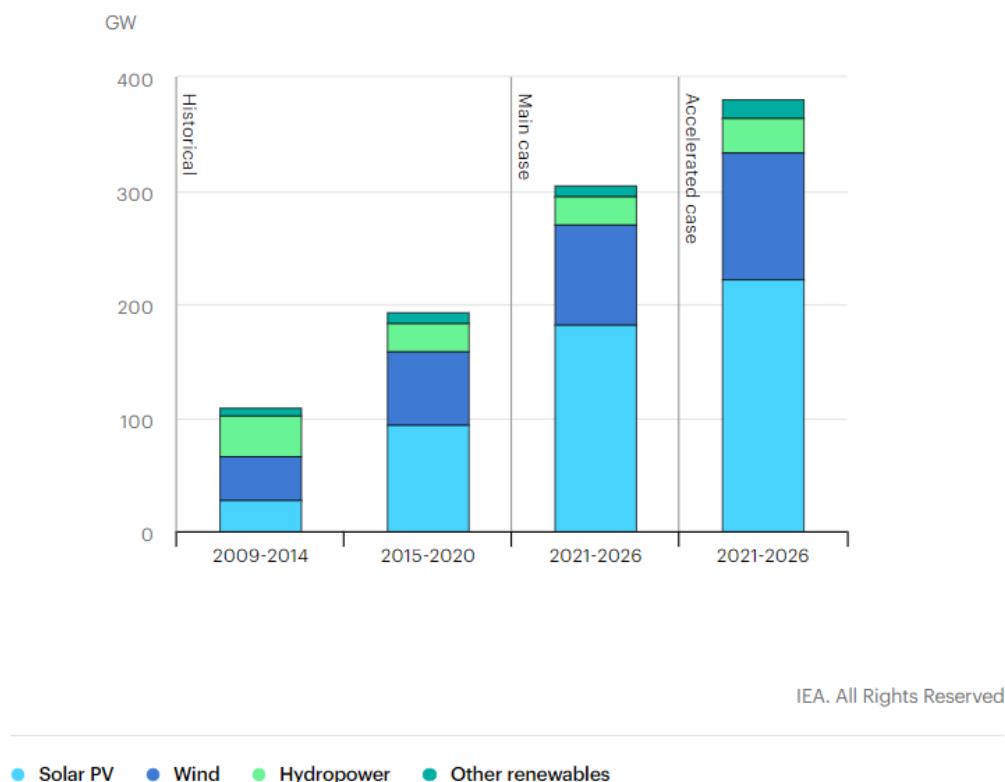


Figura 2. Crescimento da capacidade de eletricidade renovável por tecnologia (Gigawatt). (International Energy Agency, 2018)

Apesar do crescente aumento na produção e capacidade instalada dessa fonte de energia e mesmo com todas as políticas de incentivo a essa tecnologia os resultados ainda estão longe das metas estipuladas para o objetivo da Net Zero (Solar PV – Analysis, 2021).

No cenário europeu, Portugal encontra-se como um dos países mais promissores, no que diz respeito ao uso da tecnologia solar fotovoltaica, tanto pela boa disponibilidade do recurso solar como pelas políticas de incentivo, como o Fundo Ambiental por exemplo, ao uso e desenvolvimento dessa tecnologia.

Em 2021, Portugal encontrava-se em 32ª posição no mundo no que diz respeito a potência em energia solar instalada com 1801 MW (Renewable Capacity Statistics, 2022). Agora em 2022, entre janeiro e abril, a energia solar contribuiu com 5,09% da eletricidade gerada no país, como pode ser observado na figura 3. (Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2022).

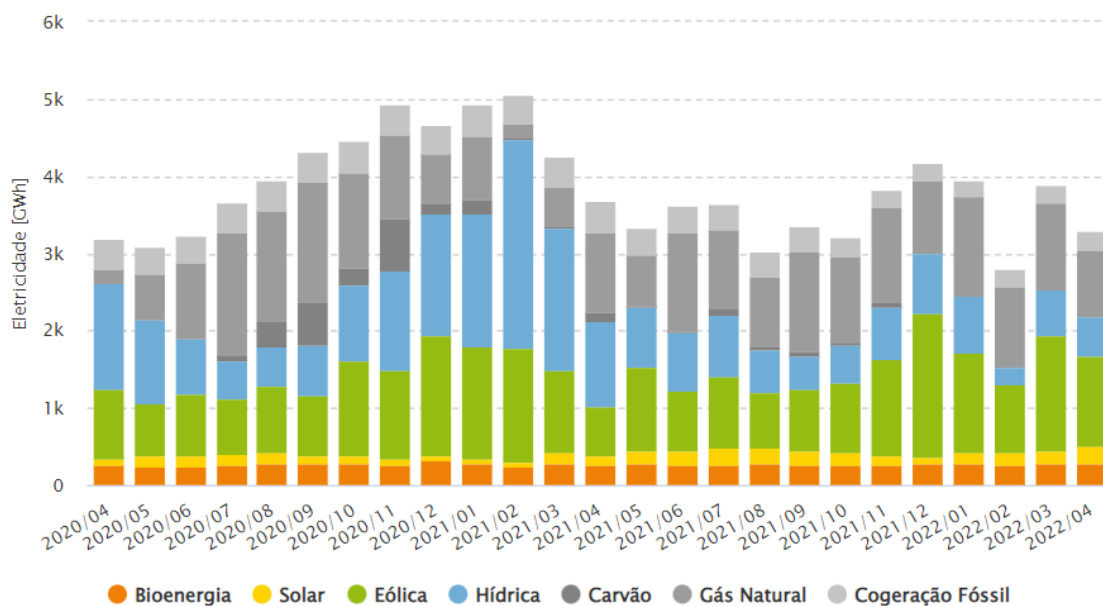


Figura 3. Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal Continental (Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2022)

### 2.3 Componentes de um Sistema Solar Fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos a depender de sua tipologia possuem diferenças entre si no que diz respeito aos componentes que os constituem. A seguir estão os principais equipamentos presentes nos sistemas fotovoltaicos:

- **Módulos fotovoltaicos:** compostos por células fotovoltaicas, é o equipamento responsável por converter a luz solar em energia elétrica por meio do efeito fotoelétrico. As células fotovoltaicas são compostas por semicondutores, como o silício, que ao entrarem em contato com os fótons da luz solar geram um campo elétrico responsável por criar a corrente elétrica necessária à produção de eletricidade (Pandey et al., 2019).  
A corrente gerada pelo painel é do tipo contínua (CC) e, por isso, é necessário um inversor para realizar a conversão para corrente alternada (CA) para que seja possível alimentar a carga e a rede elétrica (Solect Energy, 2018).
- **Inversor:** O inversor é um dos equipamentos mais importantes e de maior complexidade em um sistema fotovoltaico. Seu princípio de funcionamento é baseado em sistemas eletrônicos de potência, que irão converter a corrente contínua em uma corrente alternada de forma de onda sinusoidal (Kazmierkowski et al., 2002). Além disso, o inversor consegue entregar a corrente alternada em uma determinada tensão e frequência escolhidas de acordo com as especificações da carga/rede. Normalmente a eficiência do inversor está entre 94-96% (Faraji et al., 2017). Os inversores também possuem um sistema de controle de rastreamento do máximo ponto de potência (MPPT), conhecido como *MPPT Maximum Power Point Tracking*. Esse sistema é um conversor DC/DC responsável por manter o gerador solar a funcionar à sua potência máxima (Raj et al., 2020).
- **Baterias:** Devido ao fato de a energia solar ser uma fonte intermitente, os módulos solares fotovoltaicos não são capazes de fornecer energia para a carga durante um dia inteiro. Dessa forma, as baterias surgem como um elemento fundamental aos sistemas fotovoltaicos isolados da rede e híbridos, tendo em vista que irão armazenar o excedente produzido e enviar para a carga quando não houver energia a ser gerada pelos painéis (Armazenamento Eficiente De Energia - Iberdrola, 2021).

- **Regulador de Cargas:** Também chamado de controlador de cargas é o equipamento responsável pelo controlo e proteção da carga e descarga das baterias. Esse equipamento também é capaz de impor ao módulo fotovoltaico um determinado nível de tensão e dessa maneira melhorar o rendimento do sistema (Schmid & Behrendt, 2021). Uma das estratégias de controlo mais utilizadas, pelos controladores de carga, para garantir a maior eficiência no que diz respeito à potência é do rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) (LokeshReddy et al., 2017).

## 2.4 Sistemas de Armazenamento de Energia

Hoje em dia existem diferentes tipos de tecnologias de sistemas de armazenamento disponíveis no mercado que podem ser aplicados a sistemas elétricos de energia com escalas de que vão desde o KW até ao GW (Armazenamento Eficiente De Energia - Iberdrola, 2021).

Dentre as tecnologias mais conhecidas disponíveis atualmente que permitem a conversão e o armazenamento de energia tem-se o bombeamento hidroelétrico, ar comprimido, armazenamento térmico, supercondensador, volantes de inércia (*flywheel*), pilhas de combustão de hidrogênio e as baterias (Jones, 2021).

Ao se escolher um sistema de armazenamento de energia para um sistema fotovoltaico é preciso levar em consideração aspetos como capacidade de armazenamento, potência nas trocas de energia da instalação com o armazenamento, tempo de resposta, gestão do fluxo de energia com a instalação e temperatura de operação (Jorge, 2019).

As tecnologias de armazenamento utilizadas, quando se trata de uma UPAC, são maioritariamente compostas por baterias. Os tipos de baterias mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos são as de Iões de lítio, de chumbo ácido, baterias de níquel e as baterias de fluxo (Lane, 2021).

A seguir estão alguns dos critérios técnicos a serem levados em conta na escolha de uma bateria (da Silva, 2020; Perdigão, 2018; Belu, 2022):

- **Capacidade:** determina o quanto de corrente (A) a bateria é capaz de fornecer durante uma hora. A unidade de medida para essa capacidade é o *Ampere-hora* (Ah).

- **Número de ciclos de vida:** consiste no número de ciclos de carga e descarga possíveis a uma bateria de forma que ela mantenha sua capacidade de carga igual ou superior a 80%.
- **Eficiência energética:** é a razão entre a energia fornecida pela bateria durante a descarga e a energia necessária para que essa bateria pudesse ter atingido o valor que foi fornecido na descarga.
- **Temperatura de operação:** trata-se da temperatura em torno do qual a bateria deve operar.
- **Profundidade de descarga:** é quantidade de carga retirada da bateria num ciclo de funcionamento, expressa em percentagem de sua capacidade nominal.
- **Densidade de energia:** consiste na quantidade de energia que uma bateria consegue armazenar por unidade de volume ou peso, geralmente expressa em (Wh/kg) ou (Wh/L).
- **Taxa de auto descarga:** é percentual de carga que é perdida pela bateria em circuito aberto (quando não se encontra em operação).

Na tabela 1 são expostas as principais especificações técnicas das baterias de chumbo ácido, níquel cádmio, e das baterias de íão lítio, visto que esses tipos de baterias são atualmente os mais utilizados em sistemas fotovoltaicos.

Tabela 1. Especificações técnicas das baterias mais utilizadas no mercado (Epec, n.d.)

Especificações	Chumbo Ácido	Níquel Cádmio	Níquel Hidreto Metálico	lão-Lítio Cobalto	lão-Lítio Manganês	lão-Lítio Fosfato
Densidade de energia (Wh/kg)	30-50	45-80	60-120	150-190	100-135	90-120
Ciclo de vida (80% de descarga)	200-300	1000	300-500	500-1000	500-1000	1000-2000
Tempo de Carga	8-16h	1h	2-4h	2-4h	< 1h	< 1h
Taxa de auto descarga (%/mês)	5%	20%	30%		<10%	
Tolerância a sobrecargas	Alta	Moderada	Baixa		Baixa	
Necessidade de manutenção	A cada 3-6 Meses	A cada 30-60 dias	A cada 60-90 dias	Raramente necessário		

#### 2.4.1 Tecnologias de armazenamento de energia disponíveis no mercado

Nos dias de hoje, grandes empresas do setor da tecnologia já disponibilizam no mercado seus modelos de sistemas de armazenamento de energia, com uma visão estratégica a respeito das necessidades dos consumidores, que vão desde instalações residências até edifícios e indústrias.

A Tesla por exemplo possui a Tesla Powerwall 2 que consiste em uma bateria recarregável de íão de lítio, com uma garantia de 10 anos permitindo ciclos ilimitados, uma profundidade de descarga de 100% e capacidade utilizável de 13,5 kWh. Além disso pode ser adaptado a sistemas fotovoltaicos, possuindo uma instalação acessível a domicílios residenciais e edifícios (Tesla Powerwall 2 Datasheet - North America, n.d.). Outra empresa que tem investido nas tecnologias de armazenamento com baterias é a LG com destaque para a bateria de íão de lítio LG Chem RESU-10H que possui uma garantia de 10 anos para 4000 ciclos, uma profundidade de carga de 95% e capacidade utilizável de 9,8 kWh. Essa bateria também se aplica bem a sistemas solares residenciais e combinada com outras do mesmo modelo pode chegar a ter 32 kWh de capacidade (RESU, 2015; RESU - Data Sheet for RESU10H, 2017).



Figura 4 - Bateria de Lítio LG Chem RESU 10-H. (RESU, 2015)



Figura 5 - Bateria Tesla Powerwall 2 (Tesla Powerwall 2 Datasheet - North America, n.d.).

## 2.5 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

### 2.5.1 Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico Conectado à Rede (*on grid*)

Atualmente o Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Rede é a configuração mais utilizada por possuir o melhor custo benefício tanto no que diz respeito ao custo da instalação como de manutenção (Attou et al., 2020). Nessa tipologia de sistema a energia gerada pelos painéis alimenta a carga ou é injetada na rede elétrica. Entretanto, se a produção não for suficiente a carga é alimentada pela rede elétrica (Smets et al., 2016).

O sistema solar fotovoltaico conectado a rede, é composto pelos módulos fotovoltaicos que são conectados à carga e à rede através de um inversor CC-CA com rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). O inversor é responsável por prover controlo e proteção entre o que é gerado pelos painéis e o que é injetado na rede e na carga (Mohammed et al., 2017).

Na figura 4 tem-se um exemplo de esquema de ligação que representa a configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede:

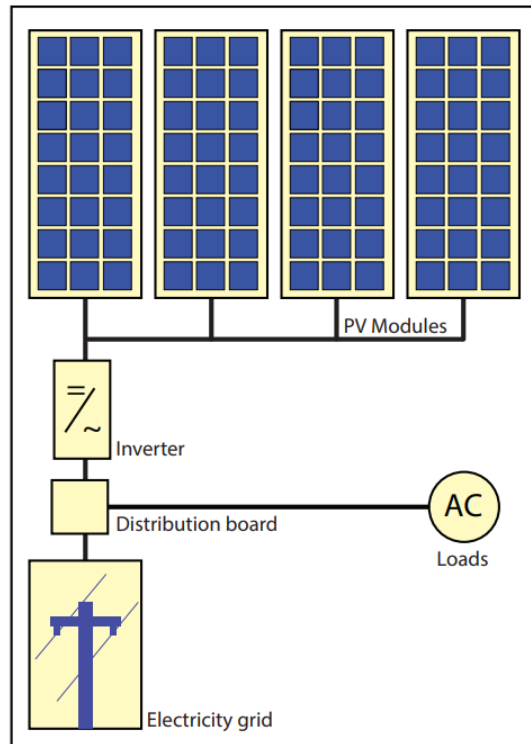


Figura 4. Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico Conectado à Rede (Smets et al., 2016).

### 2.5.2 Sistema Isolado da rede (*off grid*)

Esse sistema obtém toda sua energia a partir do sol tendo em vista que não tem ligação com a rede (RESP) e pode ou não estar conectado a um banco de baterias para armazenamento de energia. Quando conectado a um banco de baterias é necessário a utilização de um regulador de carga que será responsável por impedir a sobre carga da bateria, assim como evitar que a bateria seja descarregada abaixo de um certo limite. A energia armazenada nas baterias será usada a noite ou em períodos nos quais o clima não esteja propício a geração de energia pelos módulos (Smets et al., 2016).

A seguir na figura 5 estão expostos dois exemplos de sistemas fotovoltaicos isolados da rede. O primeiro sistema, a esquerda na figura, é composto por módulos fotovoltaicos conectados diretamente a um sistema de bombeamento hidráulico, carga CC. A segunda representação, a direita na figura, é constituída pelos módulos fotovoltaicos conectados ao controlador de carga que por sua vez está conectado à carga CC, às baterias e à carga CA através de um inversor.

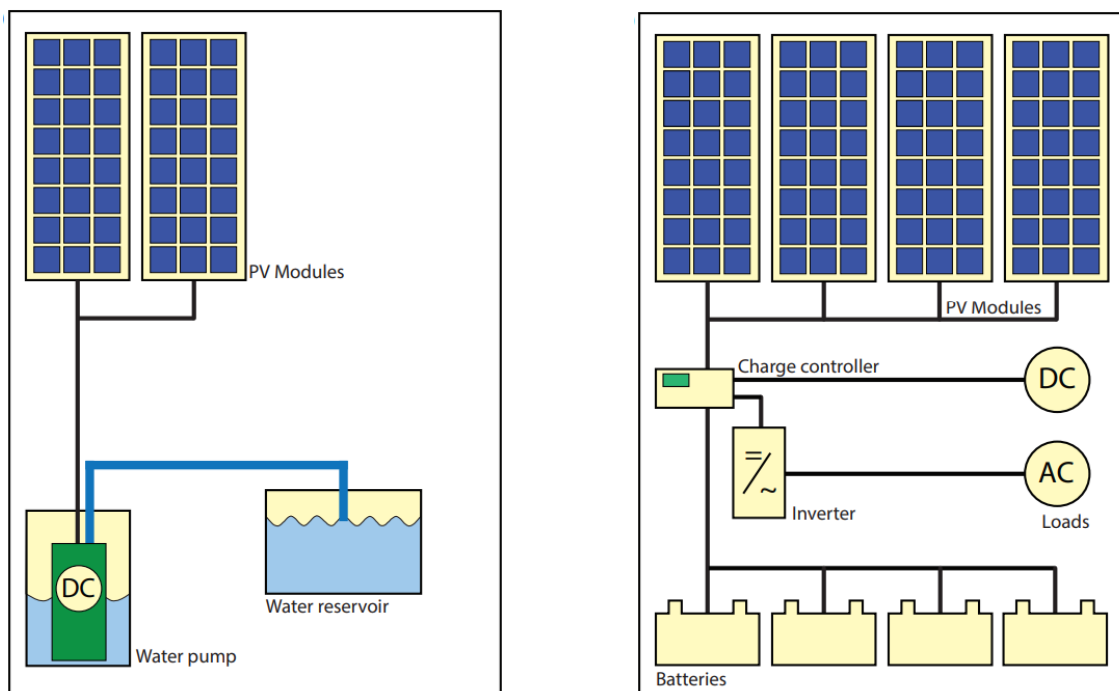


Figura 5. Representação esquemática de um sistema fotovoltaico CC simples sem armazenamento de energia (à esquerda) e um sistema fotovoltaico complexo. (Smets et al., 2016)

### 2.5.3 Sistema Híbrido

Um sistema fotovoltaico híbrido é composto pela geração fotovoltaica juntamente com pelo menos outra fonte, não sendo essa fonte necessariamente renovável e podendo estar conectada à rede ou não. Nessa tipologia de sistema também pode ser usado um sistema de armazenamento com baterias a fim de aproveitar os excedentes gerados, para que posteriormente possa ser injetado na carga.

O uso de um sistema híbrido de energia aplica-se bem para uma fonte de energia intermitente, como a solar fotovoltaica, pois é capaz de compensar suas inconstâncias (Alankrita et al., 2022).

O esquema de ligação do sistema híbrido representado na figura 6, é constituído por módulos fotovoltaicos conectados ao controlador de carga que está conectado à carga CC, às baterias e ao inversor que por sua vez está conectado a carga CA e ao gerador de energia alternativo.

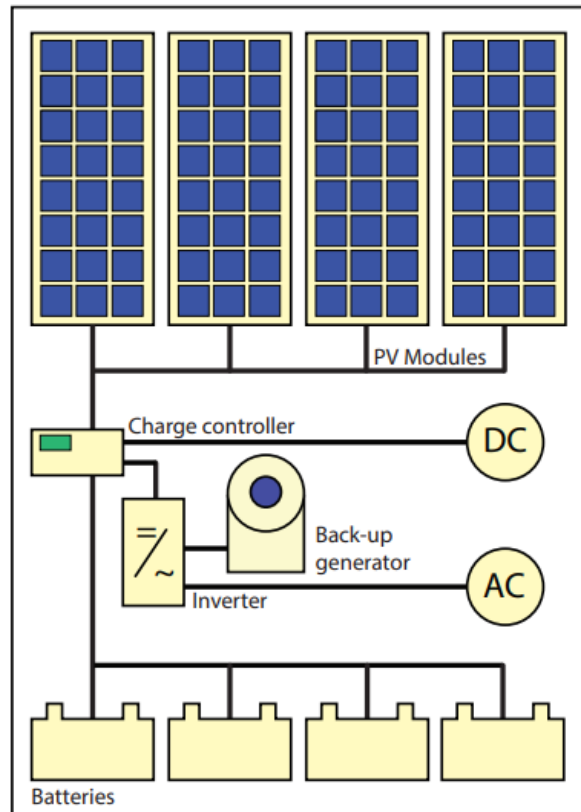


Figura 6. sistema fotovoltaico complexo, incluindo baterias, condicionadores de energia e cargas CC e CA à direita). (Smets et al., 2016)

## 2.6 Legislação

A produção de eletricidade através de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) é regulada pelo Decreto-lei n.º 162/2019, de 25 de outubro que foi revogado pelo Decreto-lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê o Regulamento do Autoconsumo, a aprovar pela ERSE, abordando temas como o relacionamento comercial entre as entidades intervenientes, a medição, leitura e disponibilização de dados, as formas compartilhamento de energia entre autoconsumidores ou a aplicação das tarifas e preços regulados.

Atualmente o Regulamento de Autoconsumo de Energia Elétrica é baseado no Decreto-Lei n.º 162/2019 que determina o autoconsumo de energia renovável, estabelecendo a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização (UI) do autoconsumidor de energia renovável, e das comunidades de energia renovável (CER).

### 2.6.1 Condições ao exercício das atividades de produção de eletricidade para autoconsumo

De acordo com o decreto de lei Decreto-Lei n.º 15/2022:

- O exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo com capacidade instalada igual ou inferior a 700 W está isento de controlo prévio, desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP;
- A produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a comunicação prévia;
- A produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio e a certificado de exploração;
- A produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 1 MW está sujeita a licença de produção e de exploração.

### 2.6.2 Direitos e deveres do autoconsumidor

O responsável pela UPAC está sujeito aos direitos e deveres previstos no artigo 88º do decreto de lei decreto-Lei n.º 15/2022.

Portanto, de acordo com esse decreto-lei, o autoconsumidor possui os seguintes direitos:

- Instalar pelo menos uma UPAC;
- Estabelecer e operar linhas diretas em caso de não existir acesso à rede pública e estabelecer e operar redes internas;
- Estabelecer, adquirir ou operar de rede de distribuição fechada (RDF);
- Consumir a eletricidade produzida ou armazenada em instalações próprias;
- Negociar a venda da eletricidade excedente da produção para autoconsumo, por meio dos mercados de eletricidade, nomeadamente mercados organizados, contratos bilaterais ou de regimes de comercialização entre pares, diretamente ou através de terceiros;
- Arcar com tarifas e encargos proporcionais e não discriminatórios, em particular, que não excedam os respetivos custos;
- Operar sistemas de armazenamento, associados à UPAC ou à instalação de utilização ou autónomo, de forma a evitar que estes sejam sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que abrange às suas instalações;
- Requerer a emissão de garantias de origem relativas à eletricidade excedente produzida por UPAC e injetada na rede;

- Continuar com os seus direitos e obrigações enquanto consumidor de eletricidade e de autoconsumidor;
- Ter acesso à informação disponibilizada na área da plataforma eletrónica destinada ao autoconsumidor para gestão e controlo do seu perfil de produção e consumo de energia e poder autorizar o acesso à mesma para terceiros;
- Encerrar a atividade de autoconsumo.

No que diz respeito aos deveres de autoconsumidor, tem-se os seguintes:

- Obter título de controlo prévio;
- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação de utilização à RESP;
- Suportar, caso existam, os encargos de ligação à RESP de UPAC e dos sistemas específicos de gestão dinâmica;
- Suportar as tarifas vigentes sempre que houver utilização da RESP;
- Dimensionar a UPAC de modo que a quantidade de energia elétrica produzida esteja o mais próximo que possível da quantidade de energia elétrica consumida, para que o excedente seja minimizado;
- Fornecer à entidade legalmente incumbida da fiscalização da atividade de produção em autoconsumo todas as informações e dados técnicos, especialmente os dados relativos à eletricidade produzida por UPAC, que lhe sejam solicitados;
- Permitir e facilitar o acesso às UPAC ao pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, do agregador e do operador de rede, no âmbito e para o exercício das referentes atribuições, competências, ou direitos consagrados de forma contratual;
- Garantir que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados;
- Após cessada a atividade de autoconsumo, adotar os procedimentos necessários para a remoção da UPAC, demais sistemas de gestão, equipamentos e instalações auxiliares, quando existam.

### 2.6.3 Remuneração do Excedente

A remuneração do excedente produzido pela UPAC que é injetado à rede elétrica é calculada de acordo com a seguinte expressão (Decreto-Lei n.º 153/2014):

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1)$$

Em que o  $R_{UPAC,m}$  representa a remuneração, em €, da energia que é fornecida à rede elétrica, em um determinado mês 'm',  $E_{fornecida,m}$  trata-se da própria energia fornecida à rede elétrica em kWh no mês 'm' e o  $OMIE_m$  constitui o resultado da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em €/kWh; As deduções aplicadas ao valor da remuneração do excedente, que são de 10%, são representadas pelo 0,9.

### 2.7 Estudo de Caso

O objeto de estudo do projeto trata-se de uma instalação residencial com uma geração solar fotovoltaica localizada na cidade do Porto em Portugal.

Para esse trabalho foram utilizados os dados de geração e consumo dessa instalação fornecidos pelo proprietário da instalação em ficheiros em Excel, referentes aos anos de 2019 e 2020.

Na tabela 2 estão apresentadas as características da Instalação:

Tabela 2. Características da Instalação

<b>Potência Contratada</b>	6.9 kVA
<b>Tipo de Tarifa</b>	Bi-Horária
<b>Número de Fases</b>	Monofásico
<b>Escalão de Potência</b>	BTN
<b>Localização</b>	Porto

# METODOLOGIA



## 3 METODOLOGIA

Neste capítulo será explicada a metodologia utilizada para a realização do projeto que consiste na análise de uma instalação residencial de autoconsumo fotovoltaico com inclusão de baterias.

Na simulação foram reproduzidos cenários com baterias de diferentes capacidades (5 kWh, 7,5 kWh e 10 kWh) utilizando o software Excel. Em cada um dos cenários foi realizado um estudo financeiro a respeito da viabilidade do investimento feito na aquisição da respetiva bateria.

### 3.1 Lógica utilizada na simulação

Nesta simulação foi utilizado o software Excel no qual foram desenvolvidas funções para o tratamento dos dados de geração e consumo da UPAC referente ao cenário sem o sistema de armazenamento e relativamente aos cenários com os diferentes sistemas de armazenamento, considerando a carga mínima das baterias em 20%, para os anos de 2019 e 2020.

De acordo com as simulações feitas em Excel foi possível determinar o índice de autossuficiência (IAS) que consiste no rácio entre a quantidade de energia consumida pela instalação residencial, devido à própria geração fotovoltaica (incluindo a parcela que é consumida depois de armazenada), e o consumo total da instalação (Mendes, 2019). Além disso foi possível aferir o quanto de energia alimentou a instalação residencial em função da rede elétrica, como também foi calculada a parcela de energia produzida pela geração fotovoltaica que foi injetada na rede elétrica. Todos esses cálculos foram feitos levando-se em consideração os horários de vazio e fora de vazio para um tarifário bi-horário.

Em seguida, nas figuras 7 e 8, estão as lógicas, baseadas no funcionamento do sistema para os cenários sem sistema de armazenamento e com o sistema de armazenamento, que foram utilizadas para realização da simulação em Excel, em forma de fluxograma:

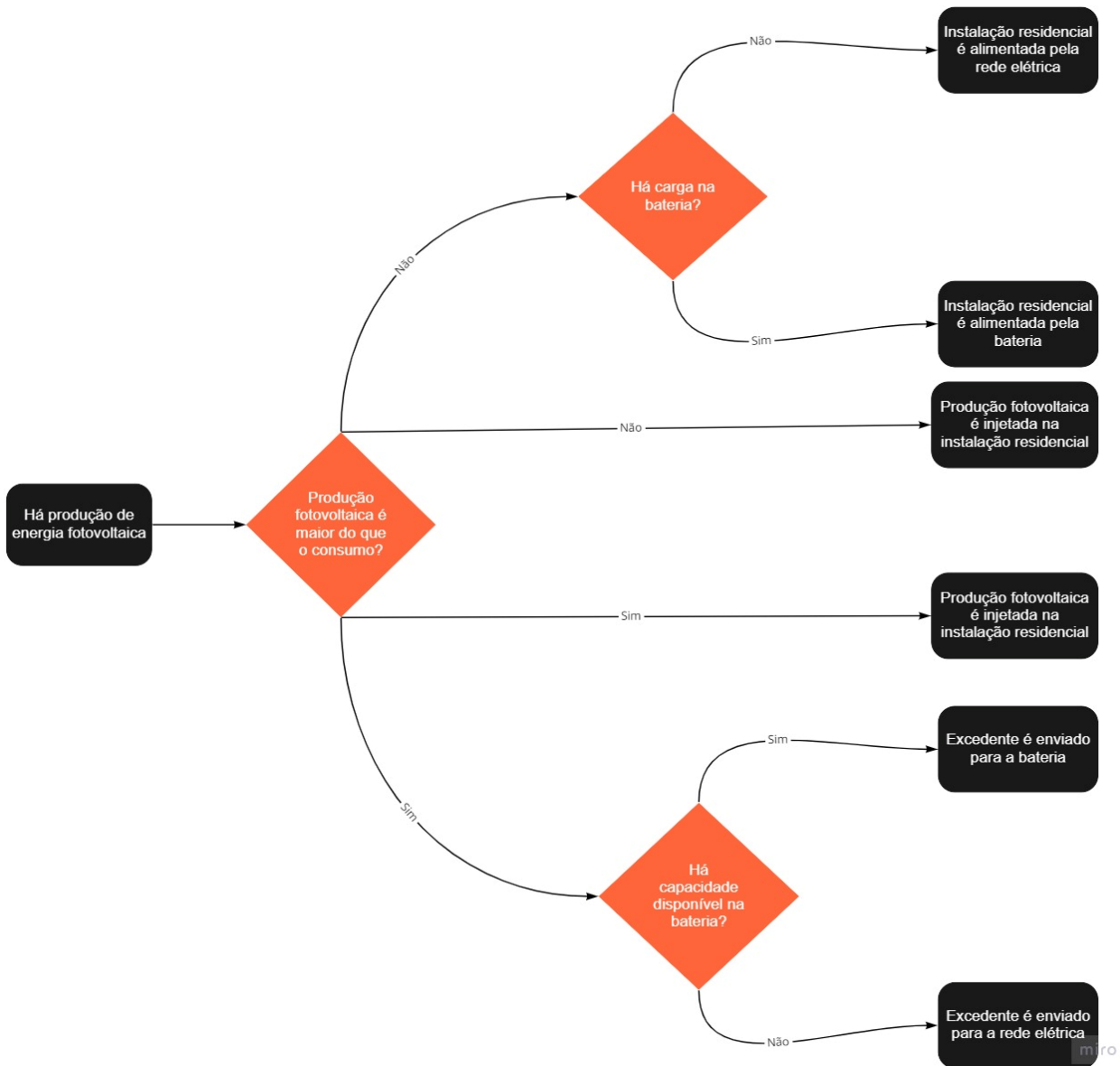


Figura 7. Sistema fotovoltaico com sistema de armazenamento de energia.

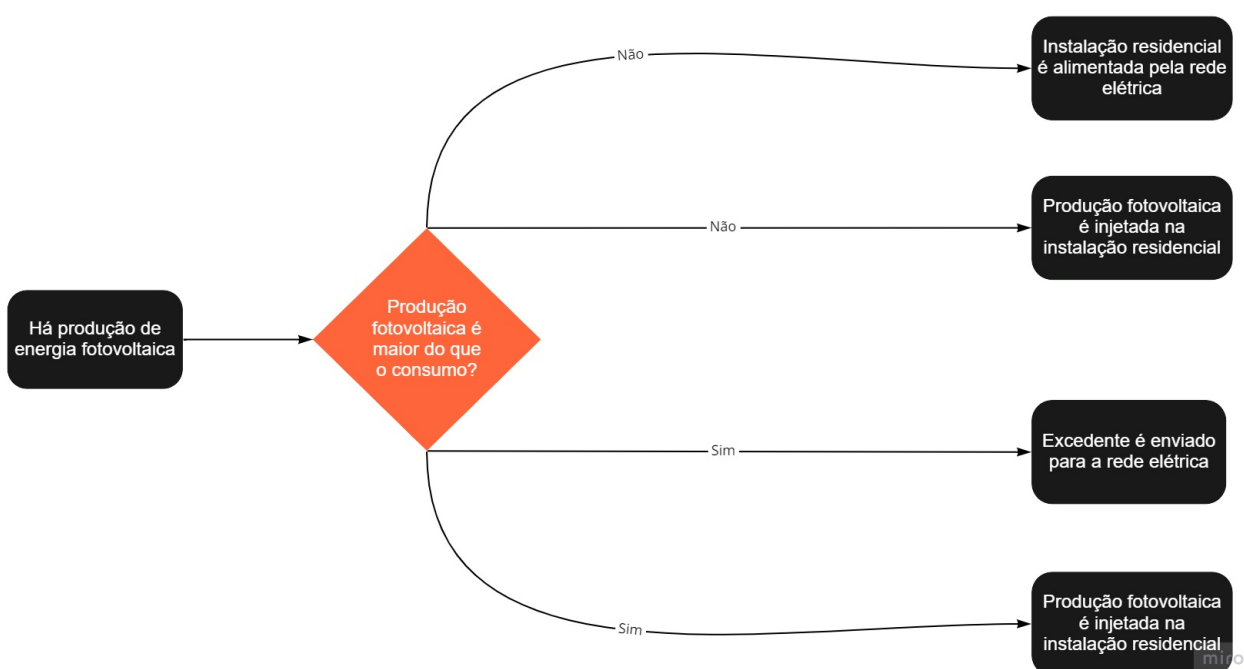


Figura 8. Sistema fotovoltaico sem sistema de armazenamento de energia.

### 3.2 Metodologia aplicada ao estudo financeiro

Para realização do estudo financeiro foi primeiro necessário calcular os gastos totais em encargos para todos os cenários a fim de poder determinar o quanto foi poupado em cada um deles após a inclusão do respetivo sistema de armazenamento. Os cálculos dos

gastos encargos foram feitos levando-se em consideração os preços do kWh que é consumido pela instalação residencial para os horários de vazio e fora de vazio, de acordo com o tarifário bi-horário (Lojaluz, 2022). A remuneração recebida e abatida na fatura da energia que é injetada na rede devida à geração fotovoltaica, foi calculada de acordo com os preços estabelecidos pela OMIE (Evolução Do Mercado De Eletricidade - Relatório Anual, 2020). Após isso foi possível calcular os gastos totais para cada cenário fazendo-se a diferença entre os gastos em encargos e as remunerações recebidas em forma de descontos pela energia que foi injetada na rede elétrica. Depois de ter obtido todos valores referentes aos gastos totais em encargos, foram calculados os custos e as remunerações do investimento com a inclusão do sistema de armazenamento para cada um dos cenários, com as respectivas capacidades de armazenamento, para o momento atual e para o ano de 2030, de acordo com as projeções de custos para esse ano. Para o cenário atual o investimento inicial necessário para a implementação do sistema de armazenamento foi calculado com base no preço médio do kWh de capacidade de uma bateria, entre todas as tipologias, que é de 350 €/kWh (Ayuso et al., 2021). Já para o cenário do ano de 2030 o custo inicial foi calculado a partir do preço médio do kWh de capacidade de uma bateria para esse ano que seria de 200 €/kWh (Cole et al., 2021). Os custos com manutenção e operação de baterias são mínimos e, portanto, foram considerados como sendo 1% do investimento inicial (Larsson & Börjesson, 2018). Após ter coletado todos esses valores e escolhido uma taxa de atualização de 3%, nas últimas taxas de juro sobre novas operações de empréstimos em Portugal (*Taxas De Juro Sobre Novas Operações De Empréstimos (Média Anual) a Particulares: Total E Por Tipo De Finalidade*, n.d.) foi possível realizar o estudo de retorno do investimento, para um período de 20 anos, no qual foram calculados os indicadores de desempenho: VAL (Valor Atual Líquido), TIR (Taxa Interna de Rentabilidade) e o Período de Retorno do Investimento.

### 3.2.1 Cálculo do valor gasto em encargos energéticos pela instalação residencial

O valor dos gastos totais em encargos para cada cenário nos anos de 2019 e 2020, foi calculado usando-se os dados de consumo para cada hora menos o que era poupado devido a energia proveniente do autoconsumo, fazendo o uso das funções lógicas do Excel para dividir esses dados de consumo e poupanças entre os horários de vazio e fora de vazio. Portanto utilizou-se essa estratégia para o cálculo dos valores gastos em encargos para cada um dos meses, subtraindo-se os valores das remunerações recebidas pelo envio da energia excedente à RESP, também calculados em Excel, de modo a obter o valor total dos gastos em encargos para um determinado ano.

A seguir está a equação base utilizada para o cálculo do valor dos gastos totais em encargos para o sistema fotovoltaico:

$$VE_{\text{Total}} = P_{H. \text{ de vazio}} \times E_{H. \text{ de vazio}} + P_{H. \text{ fora de vazio}} \times E_{H. \text{ de fora de vazio}} - R_{UPAC,m} \quad (2)$$

Sendo:

- $VE_{\text{Total}}$  – Valor total gasto em encargos energéticos [€];
- $T_{H. \text{ de vazio}}$  – Preço da energia em horário de vazio [kWh/€];
- $T_{H. \text{ fora de vazio}}$  – Preço da energia em horário de fora de vazio [kWh/€];
- $E_{H. \text{ de vazio}}$  – Energia consumida, proveniente da RESP, em horário de vazio [kWh];
- $E_{H. \text{ de fora de vazio}}$  – Energia consumida, proveniente da RESP, em horário de fora de vazio [kWh];
- $R_{UPAC,m}$  – Remuneração proveniente da energia injetada na RESP [€];

A equação matemática, implementada em Excel, para o cálculo da remuneração da energia excedente que é injetada na rede elétrica, está apresentada a seguir:

$$R_{UPAC,m} = E_{\text{fornecida},m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3)$$

No tópico 2.6 do capítulo 2 estão mais detalhes a respeito da fundamentação dessa equação.

### 3.2.2 VAL

Valor atualizado líquido consiste na diferença entre todas as despesas e receitas (fluxo de caixa) presentes em um determinado projeto, atualizadas para um momento específico em comum levando-se em consideração um intervalo de tempo.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

Na equação (4) tem-se que CF corresponde aos *cash-flows* gerados no projeto, r representa a taxa de atualização do investimento, t equivale a unidade de tempo e I corresponde ao investimento.

### 3.2.3 TIR

A taxa interna de rentabilidade (TIR) é a taxa de desconto que torna o valor atualizado líquido (VAL) igual a zero, conforme exibido na equação (5). Isso significa que se a TIR for maior do que a taxa de atualização o investimento será rentável pois a VAL será maior do que zero.

$$\sum_{T=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (5)$$

### 3.2.4 Período de Retorno do Investimento

Período de retorno de investimento, *payback period* em inglês, como a própria nomenclatura diz é o tempo necessário para recuperar o montante investido no projeto. Matematicamente o *payback period* pode ser obtido dividindo-se o investimento inicial pela diferença entre a receita e o custo por unidade de tempo, conforme exposto na equação (6).

$$PRI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{n}} \quad (6)$$

# RESULTADOS E DISCUSSÃO

## 4.1 Dados de produção e consumo



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste tópico serão discutidos os resultados obtidos através da simulação com baterias com posterior estudo económico utilizando a base de dados de produção e geração da UPAC.

### 4.1 Dados de Produção e Consumo

Para melhor compreender os padrões de produção e consumo desta instalação foram feitas médias dos valores de produção e consumo obtidos durante todo um dia, de um determinado mês, para um dia no verão e outro no inverno.

Nas figuras 9, 10, 11 e 12 estão representados os dados de consumo:

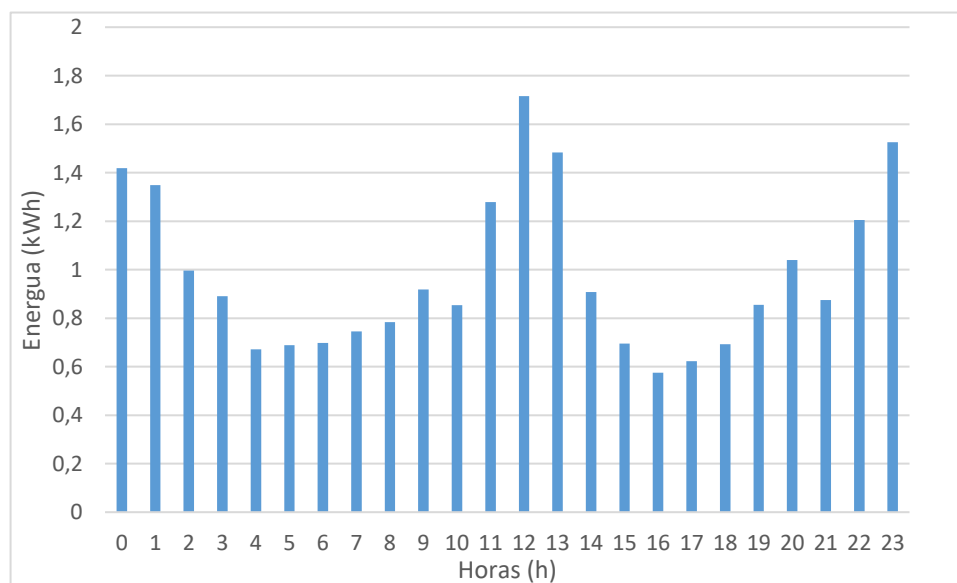


Figura 9. Média do consumo em kWh durante o mês de janeiro de 2019.

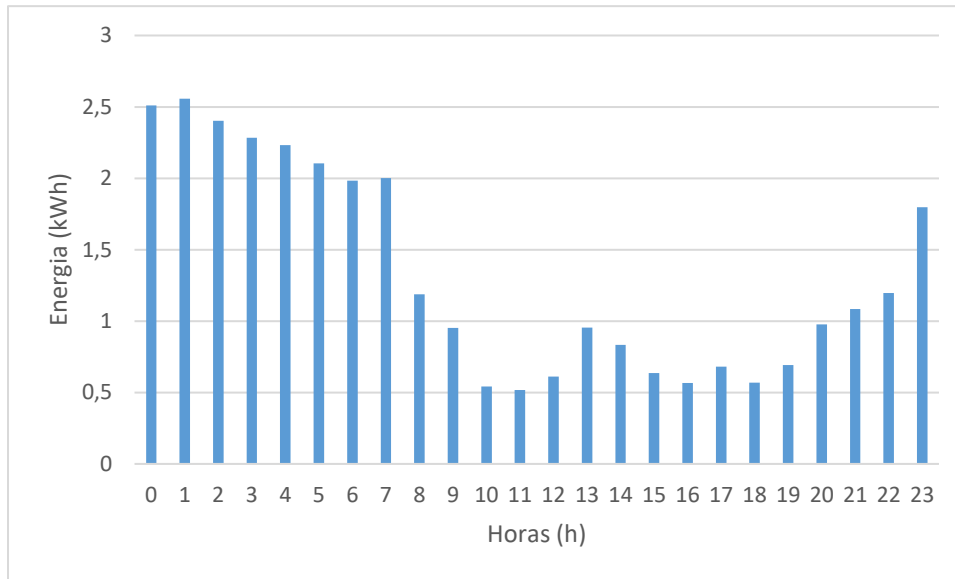


Figura 10. Média do consumo em kWh durante o mês de janeiro de 2020.

Observando-se as figuras 9 e 10 nota-se que nos períodos da noite e manhã foram onde se encontraram os maiores consumos médios para um mês de inverno.

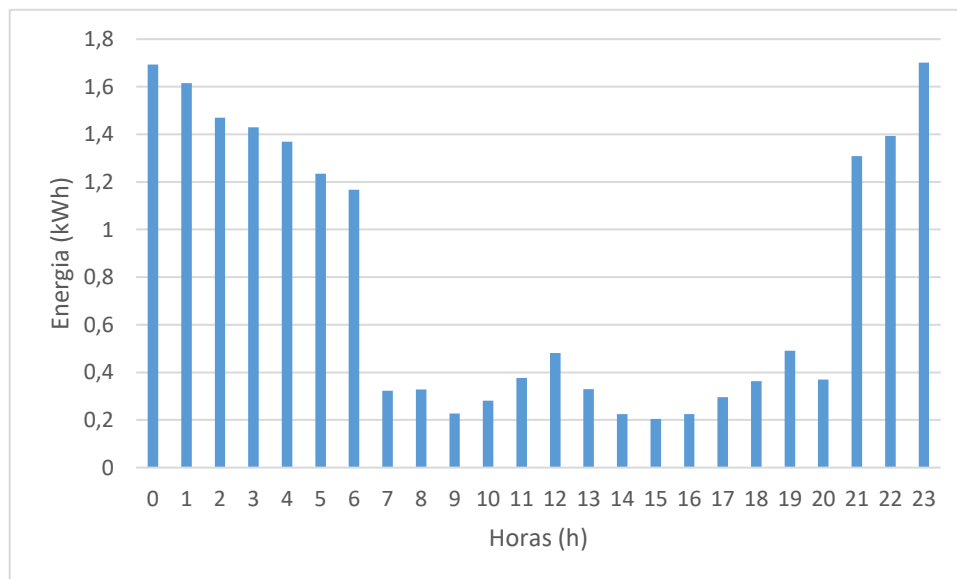


Figura 11. Média do consumo em kWh durante o mês de julho de 2019.

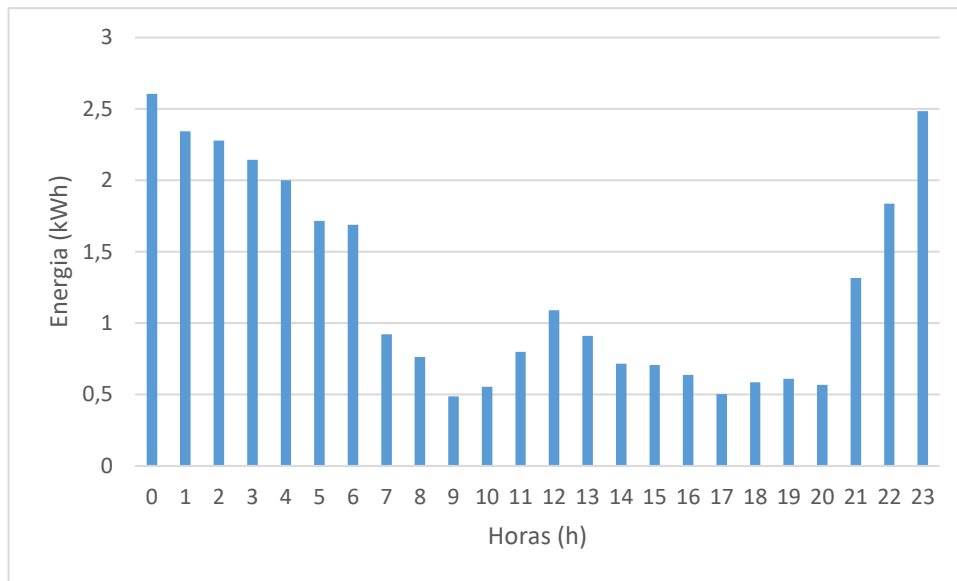


Figura 12. Média do consumo em kWh durante o mês de julho de 2020.

Nas figuras 11 e 12 a maior parte do consumo concentra-se ainda mais nos horários da noite e manhã. Nota-se também uma diminuição do consumo médio por se tratar de um mês de verão.

Os dados da produção fotovoltaica estão representados nas figuras 13, 14, 15 e 16:

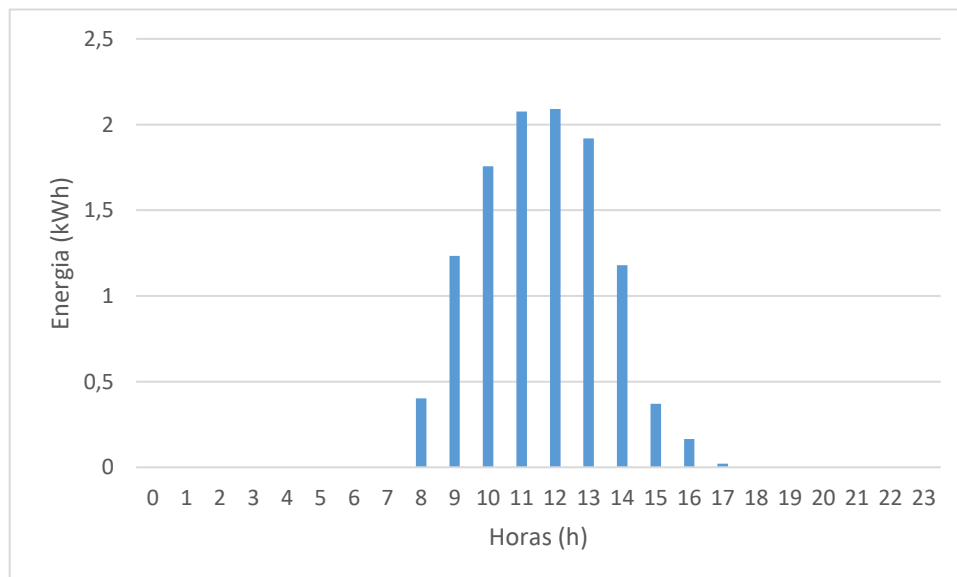


Figura 13. Média da Produção Fotovoltaica em kWh durante o mês de janeiro de 2019.

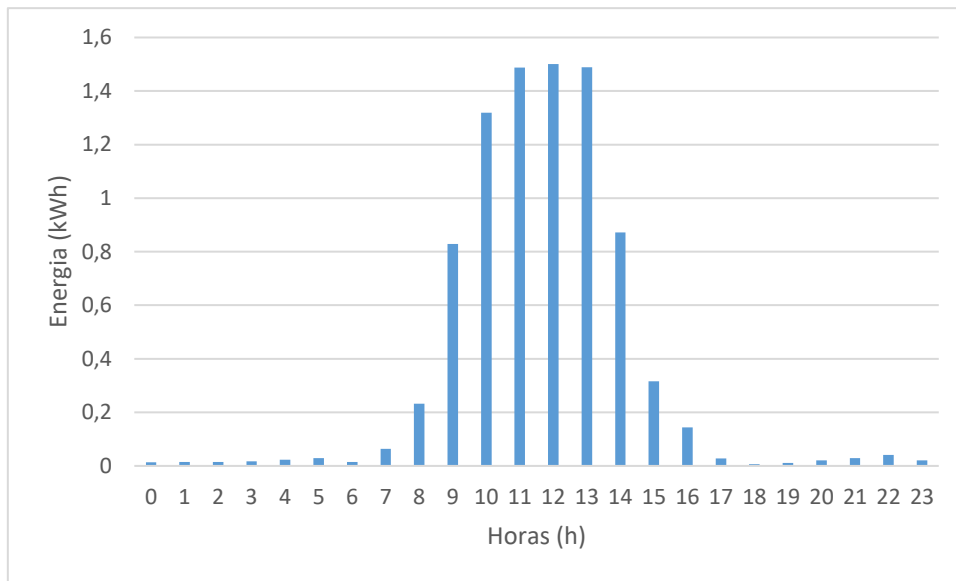


Figura 14. Média da Produção Fotovoltaica em kWh durante o mês de janeiro de 2020.

Nas figuras 13 e 14 observa-se que a maior parte da produção fotovoltaica média concentra-se entre as 8:00 e às 16:00 horas que o período no qual há a maior parte da incidência de luz solar durante um dia do mês de janeiro.

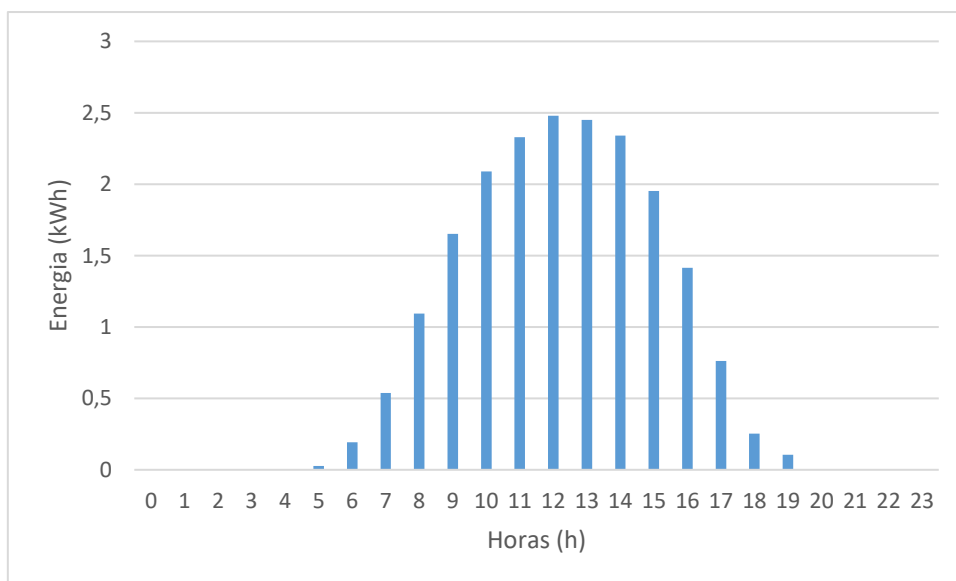


Figura 15. Média da Produção Fotovoltaica em kWh durante o mês de julho de 2019.

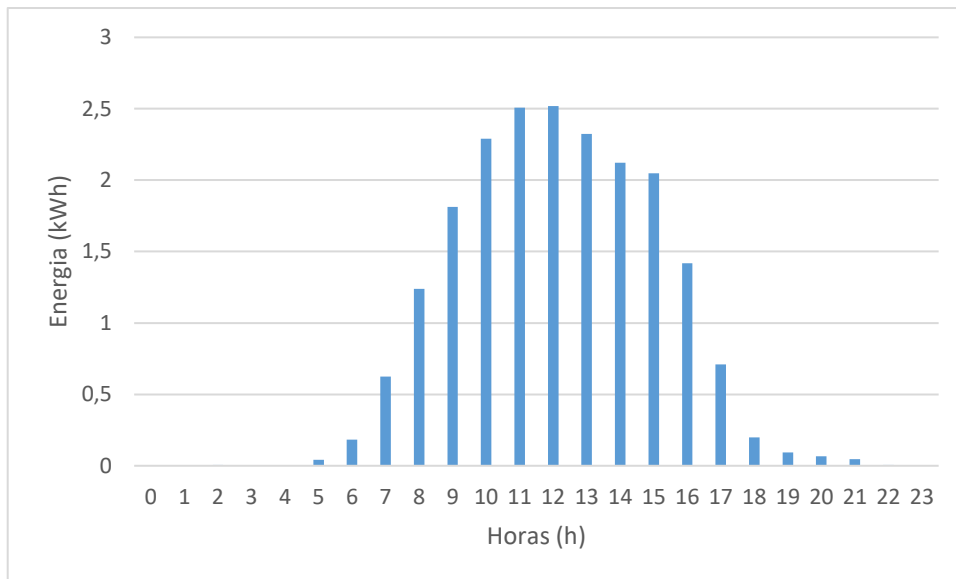


Figura 16. Média da Produção Fotovoltaica em kWh durante o mês de julho de 2020.

Para as figuras expostas acima é possível ver que a produção fotovoltaica é proporcional a exposição solar, que se concentra maioritariamente entre as 6:00 e às 18:00, da respetiva estação do ano e, portanto, para os cenários no mês de julho vê-se uma produção maior do que para os cenários no mês de janeiro.

A seguir temos os gráficos de produção e consumo para cada mês do ano de 2019 e 2020:

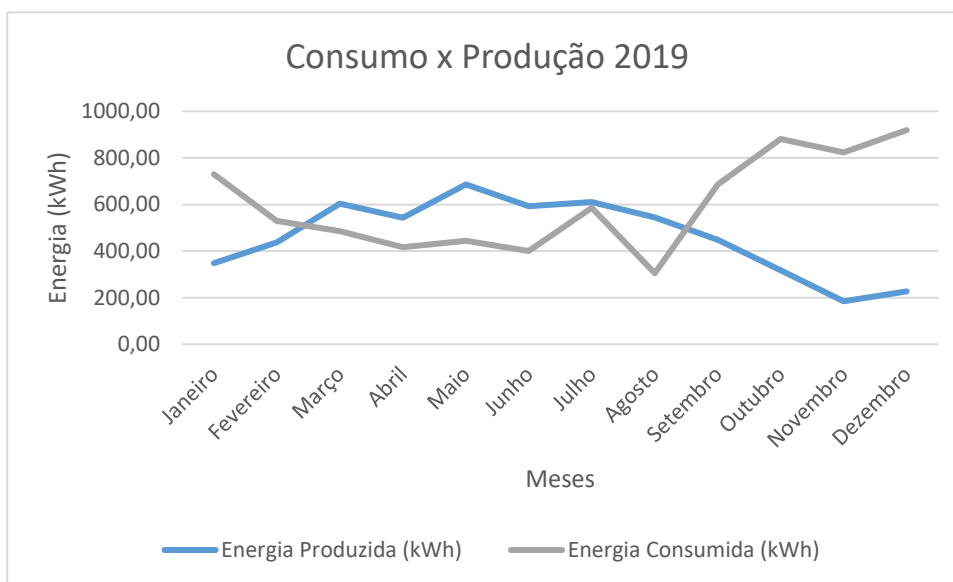


Figura 17. Valores Totais de Produção e Consumo por mês para o ano de 2019.

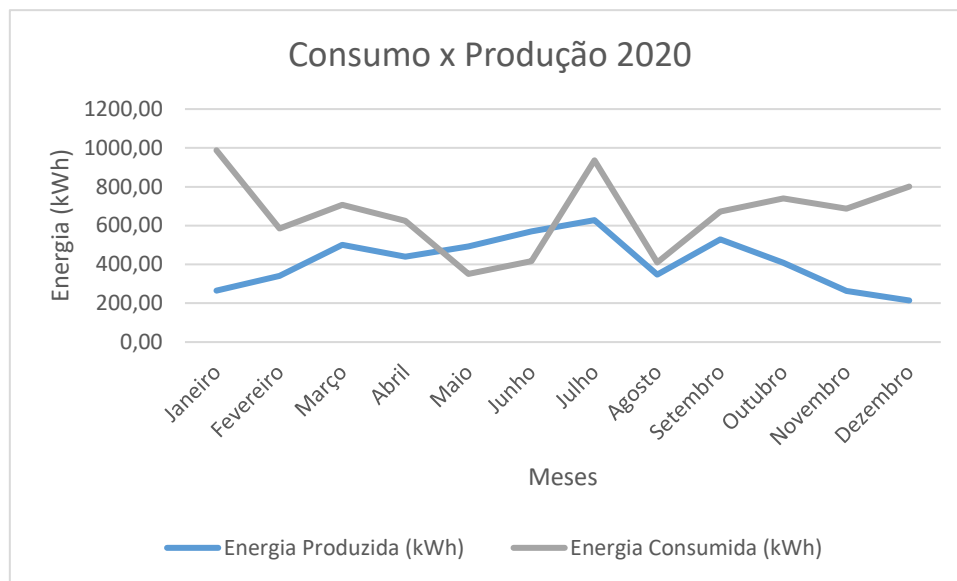


Figura 18. Valores Totais de Produção e Consumo por mês para o ano de 2020.

No que diz respeito aos valores de produção e consumo mensais para os anos de 2019 e 2020 tem-se os maiores valores de consumo predominantemente nos meses de inverno e em contrapartida é no verão que a produção fotovoltaica é maior devido aos maiores índices de irradiação.

## 4.2 Resultados da simulação

Nesta secção serão apresentados e discutidos os resultados obtidos nas simulações para os cenários representados pelo sistema fotovoltaico com cada uma das capacidades de armazenamento (5 kWh, 7,5 kWh, 10 kWh) como também para o cenário sem o sistema de armazenamento.

### 4.2.1 Sistema Fotovoltaico para autoconsumo sem baterias

A seguir nas figuras 19, 20, 21 e 22 estão os dados referentes ao sistema fotovoltaico sem o sistema de armazenamento:

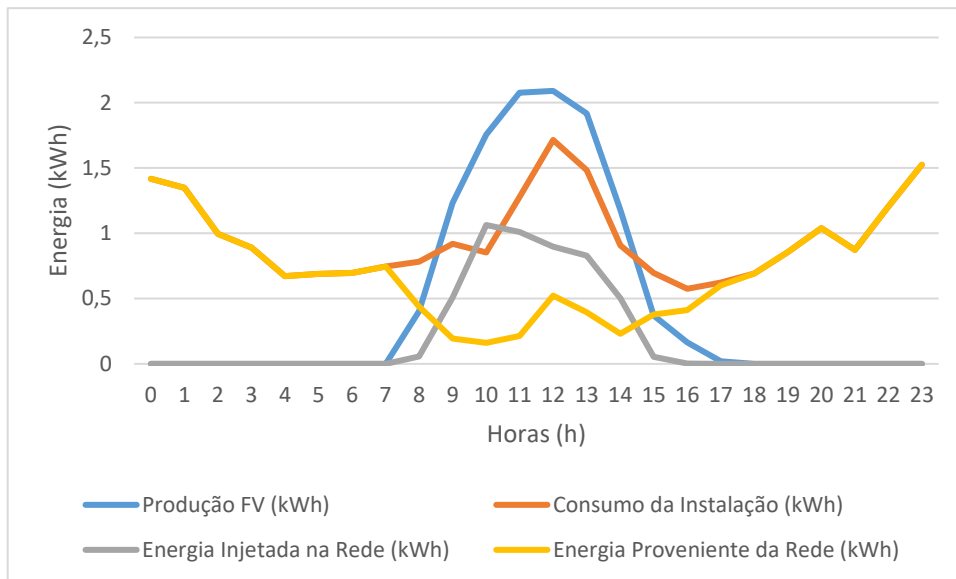


Figura 19. Valores médios por hora para um dia do mês de janeiro de 2019.

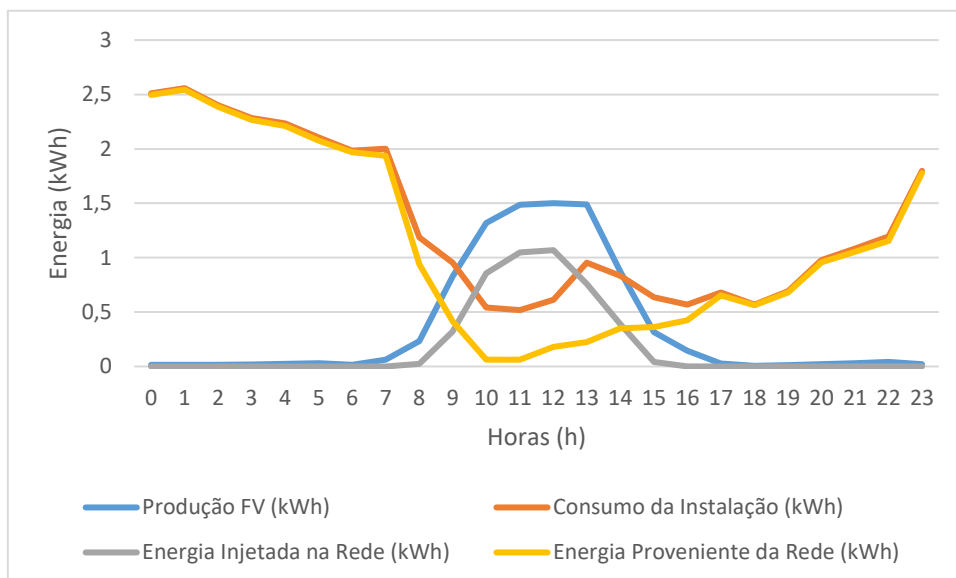


Figura 20. Valores médios por hora para um dia do mês de janeiro de 2020.

Para esse cenário logo no mês de inverno, como exposto nas figuras 19 e 20, é possível concluir que devido à produção fotovoltaica a dependência do sistema a rede elétrica foi menor, houve uma diminuição considerável da energia proveniente da rede, e ainda foi possível injetar energia na rede elétrica.

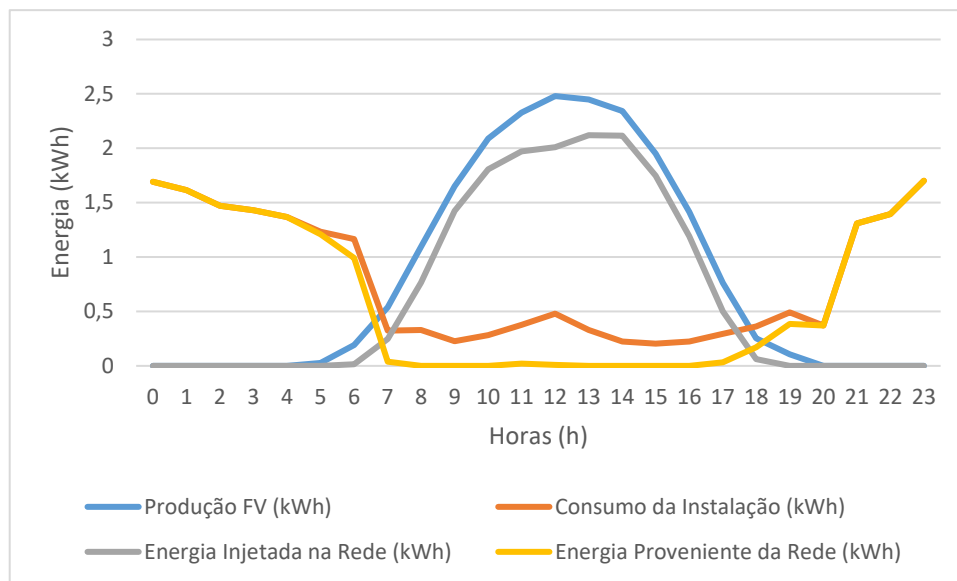


Figura 21. Valores médios por hora para um dia do mês de julho de 2019.

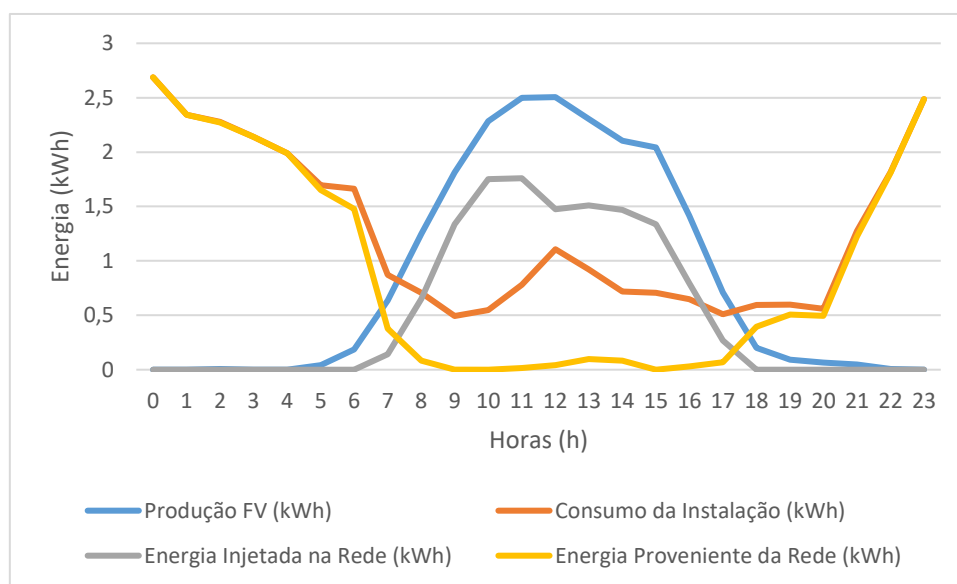


Figura 22. Valores médios por hora para um dia do mês de julho de 2020.

No mês de julho de 2019, como representado na figura 21, a média da energia proveniente da rede elétrica ficou aproximadamente igual a zero quando havia produção fotovoltaica.

Para o ano de 2020 temos um comportamento semelhante ao do ano anterior com uma menor dependência da energia proveniente da rede no mês de verão (figura 20) relativamente ao mês de inverno do mesmo ano.

### 4.2.2 Sistema Fotovoltaico para autoconsumo com baterias

#### 4.2.2.1 Sistema para autoconsumo com bateria de capacidade efetiva de 5kWh

As figuras 23, 24, 25 e 26 mostram o desempenho do sistema fotovoltaico após a adição do sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh:

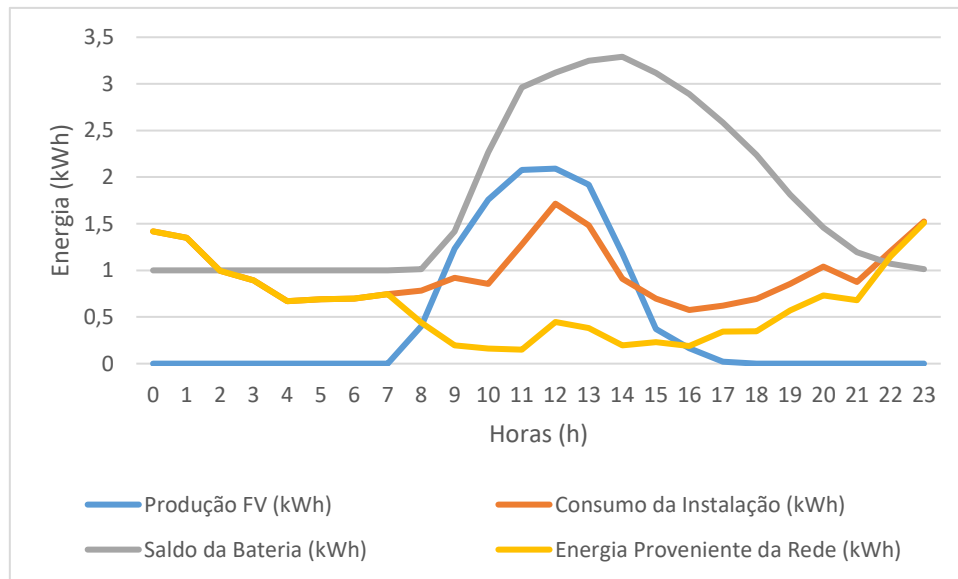


Figura 23. Valores médios por hora para um dia do mês de janeiro de 2019 (cenário com a bateria de 5 kWh).

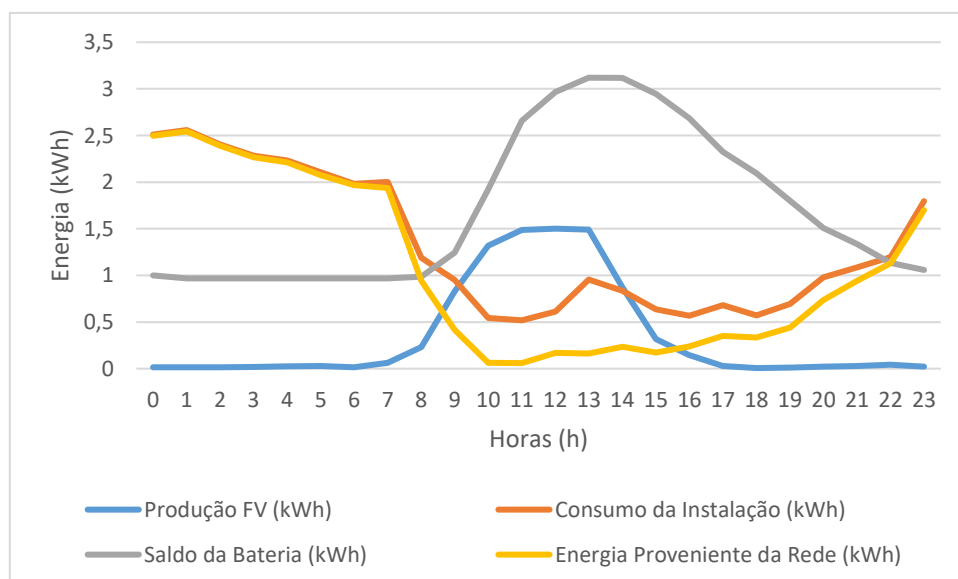


Figura 24. Valores médios por hora para um dia do mês de janeiro de 2020 (cenário com a bateria de 5 kWh).

Após a adição do sistema de armazenamento com capacidade de 5 kWh já é possível ver, nas figuras 23 e 24, uma menor dependência da rede elétrica, mesmo no mês de inverno, por parte da instalação tanto nos horários em que há produção fotovoltaica como nos horários no quais há apenas o saldo disponível na bateria.

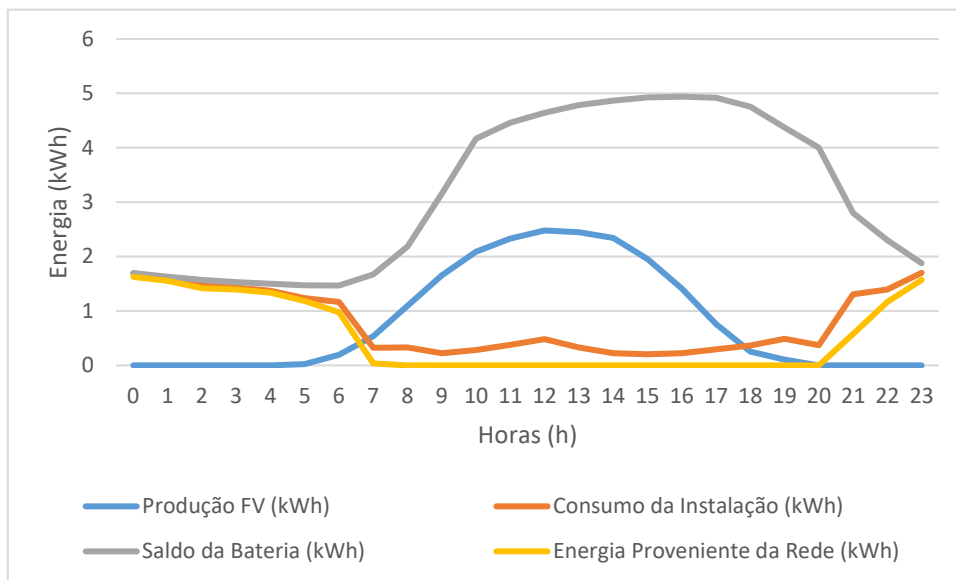


Figura 25. Valores médios por hora para um dia do mês de julho de 2019 (cenário com a bateria de 5 kWh).

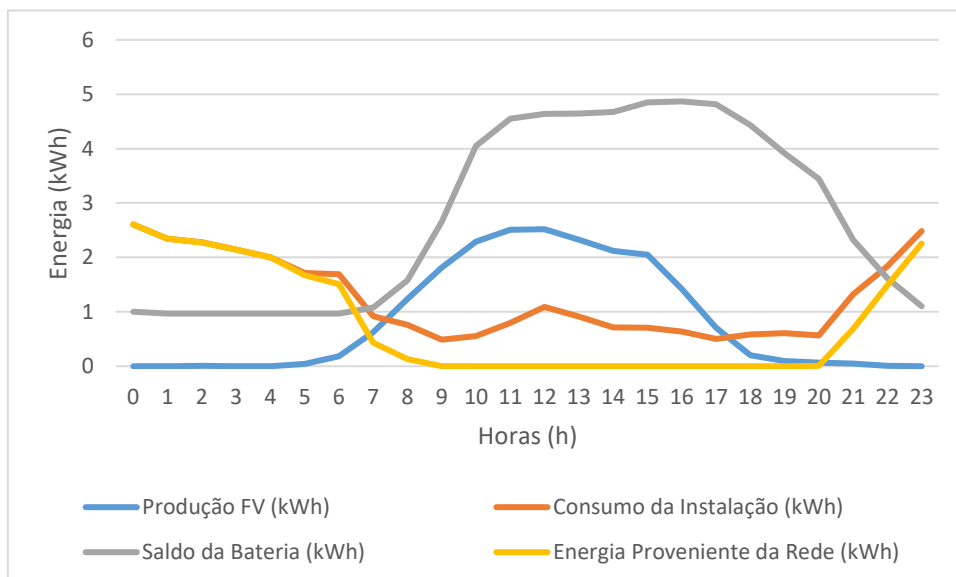


Figura 26. Valores médios por hora para um dia do mês de julho de 2020 (cenário com a bateria de 5 kWh).

No mês de verão é observado nas figuras 25 e 26 que a inserção de um sistema de armazenamento com capacidade de 5 kWh tem um impacto ainda maior na diminuição do valor da energia proveniente da rede, mesmo nos horários que não a há produção de energia fotovoltaica, tendo em vista que o excesso de produção para o verão foi maior e por consequência haveria mais saldo disponível na bateria.

#### 4.2.2.2 Sistema para autoconsumo com bateria de capacidade efetiva de 7,5 kWh

Os valores obtidos na simulação com o sistema fotovoltaico após adição de um sistema de armazenamento de capacidade de 7,5 kWh são exibidos nas figuras 27, 28, 29 e 30:

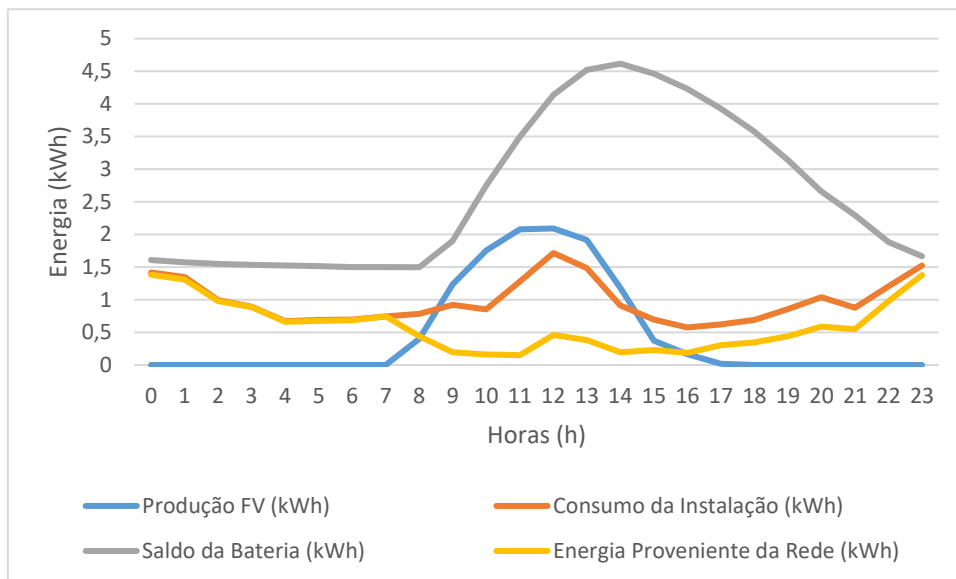


Figura 27. Valores médios por hora para um dia do mês de janeiro de 2019 (cenário com a bateria de 7,5 kWh).

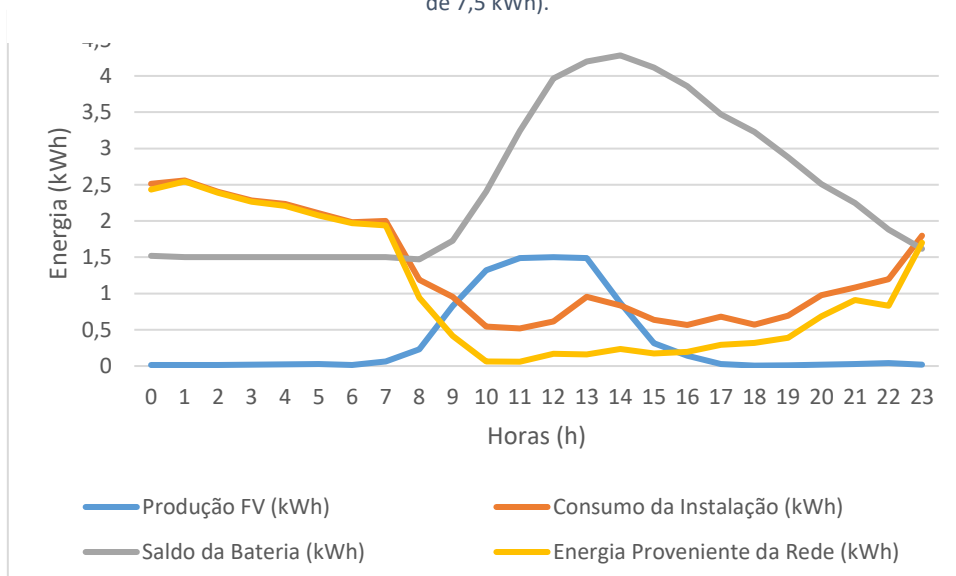


Figura 28. Valores médios por hora para um dia do mês de janeiro de 2020 (cenário com a bateria de 7,5 kWh).

Após aumentar em 2,5 kWh a capacidade do sistema de armazenamento na simulação já foi possível notar, observando-se as figuras 27 e 28, uma nítida diminuição do valor da energia proveniente da rede, mesmo no inverno, principalmente nos horários nos quais o sistema dependeu mais da energia proveniente da bateria.

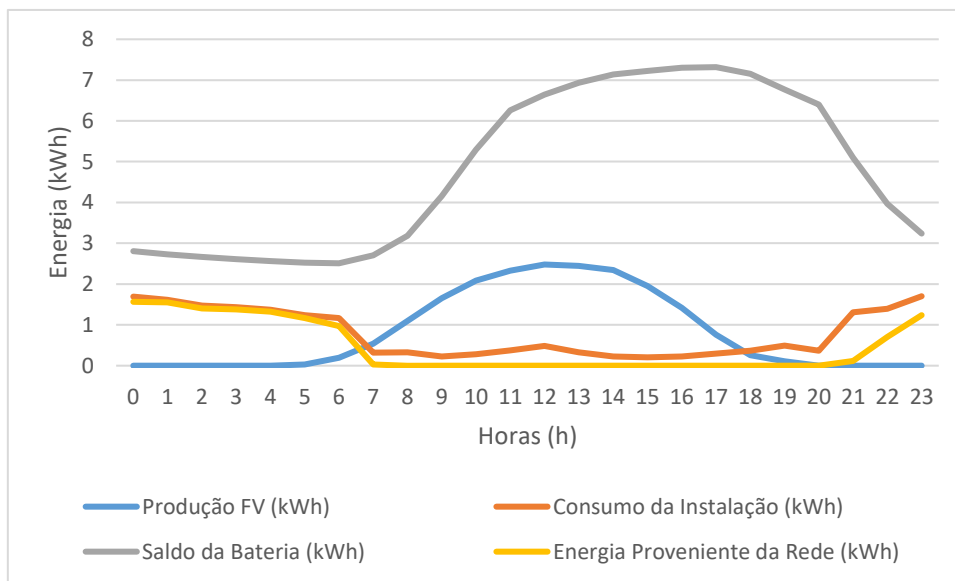


Figura 29. Valores médios por hora para um dia do mês de julho de 2019 (cenário com a bateria de 7,5 kWh).

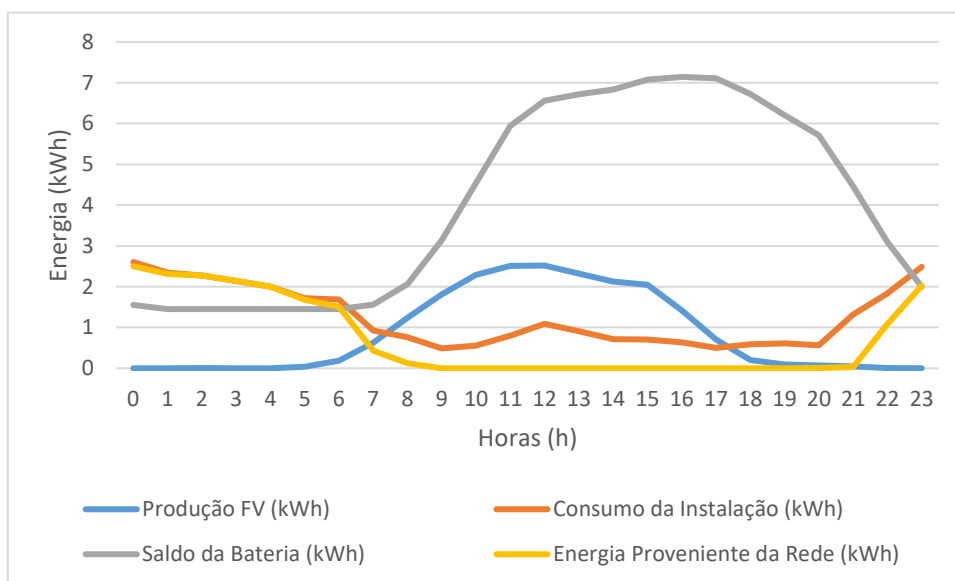


Figura 30. Valores médios por hora para um dia do mês de julho de 2020 (cenário com a bateria de 7,5 kWh).

Para o mês de verão, conforme exposto nas figuras 29 e 30, com sistema de armazenamento de capacidade de 7,5 kWh além de ser obtida uma diminuição ainda maior do valor da energia proveniente da rede foi possível ver que esse valor ficou sempre abaixo de 2kWh quando havia saldo disponível no sistema de armazenamento.

Constatou-se também que os valores médios de energia armazenada na bateria ficaram aproximadamente 2 kWh acima dos valores médios para o cenário com a bateria de 5 kWh.

#### 4.2.2.3 Sistema para autoconsumo com bateria de capacidade efetiva de 10 kWh

Os valores referentes ao comportamento do sistema fotovoltaico após a adição do sistema de armazenamento de capacidade de 10 kWh estão expostos nas figuras 31, 32, 33 e 34:

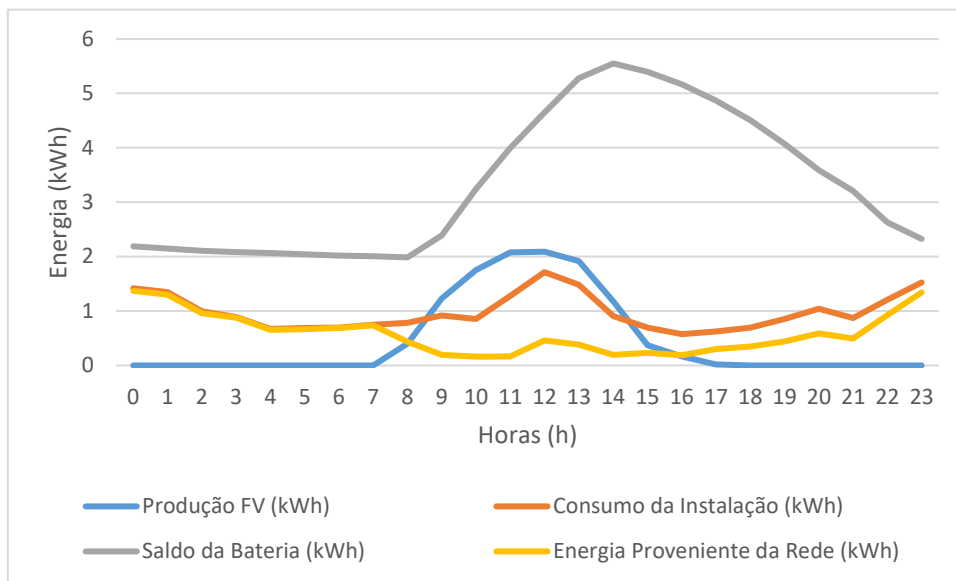


Figura 31. Valores médios por hora para um dia do mês de janeiro de 2019 (cenário com a bateria de 10 kWh).

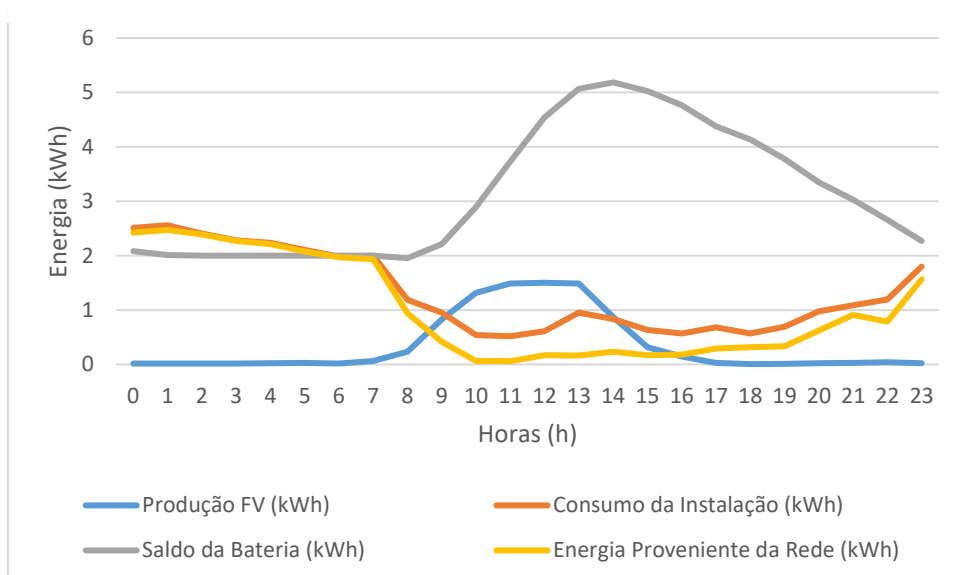


Figura 32. Valores médios por hora para um dia do mês de janeiro de 2020 (cenário com a bateria de 10 kWh).

De acordo com os resultados obtidos na simulação com o cenário da bateria de 10 kWh para o mês de inverno, que podem ser visualizados nas figuras 31 e 32, é possível perceber que já não houve uma diferença significativa no valor da energia proveniente da rede apesar de as baterias terem em média mais energia disponível para a instalação residencial.

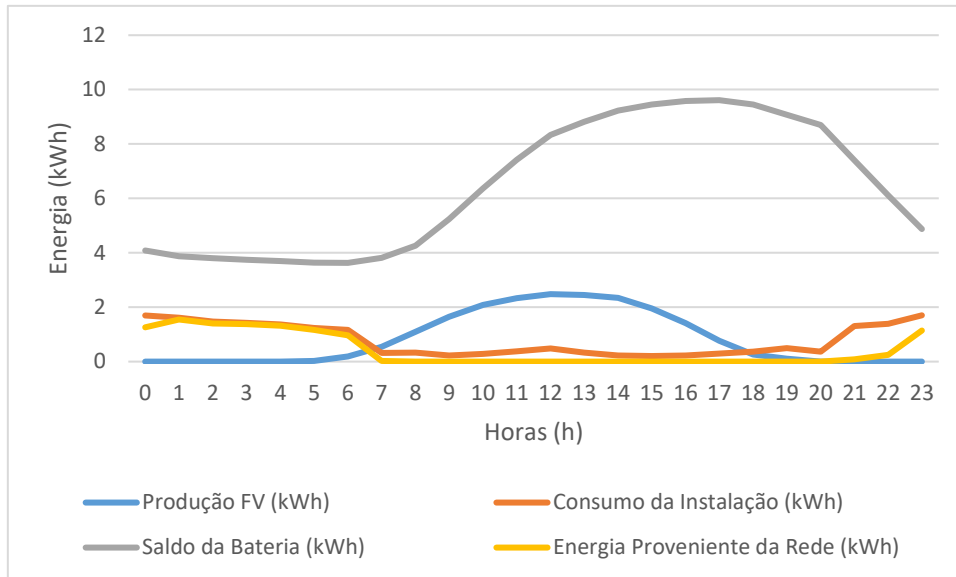


Figura 33. Valores médios por hora para um dia do mês de julho de 2019 (cenário com a bateria de 10 kWh).

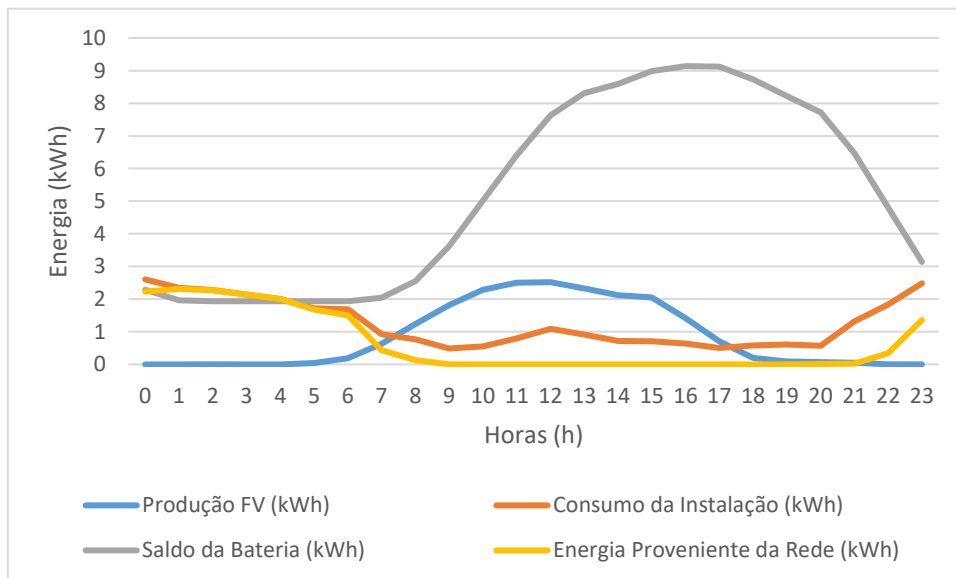


Figura 34. Valores médios por hora para um dia do mês de julho de 2020 (cenário com a bateria de 10 kWh).

Nas figuras 33 e 34 vê-se que a produção fotovoltaica mais acentuada no verão permitiu uma diminuição mais perceptível no valor da energia proveniente da rede para esse cenário. Entretanto como será mostrado posteriormente ainda assim um sistema de armazenamento com capacidade de 10 kWh já possui um custo benefício mais distante dos outros dois cenários com os sistemas de armazenamento de 5 kWh e 7,5 kWh.

#### 4.2.3 Principais resultados obtidos na simulação

Para se ter uma visão ampla a respeito do impacto da adição de cada sistema de armazenamento foram organizados nas tabelas 3, 4, 5, 6, 7 e 8 os principais resultados calculados na presente simulação.

Tabela 3. Valores do consumo da Instalação em comparação com os valores do Índice de Autossuficiência e de energia proveniente do sistema de armazenamento em 2019

	Consumo (kWh)	Índice de Autossuficiência (%)			Energia Proveniente do Armazenamento (%)			
		S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh
<b>Janeiro</b>	729,38	26,73	35,31	39,02	39,92	7,35	10,67	12,31
<b>Abril</b>	416,95	31,64	50,83	59,61	65,35	17,76	24,30	30,61
<b>Julho</b>	585,96	19,53	32,09	39,41	44,37	10,21	16,17	22,29
<b>Outubro</b>	881,70	11,21	16,51	19,72	22,78	5,02	6,56	9,16
<b>Anual</b>	7208,18	20,80	32,33	37,32	40,97	10,25	14,22	17,79

Analisando a tabela 3, referente ao ano de 2019, é possível constatar que os valores do índice de autossuficiência (IAS) e o percentual de energia proveniente do armazenamento possuem uma correlação. De modo que quanto maior o índice de autossuficiência maior foi a contribuição da bateria para que a UPAC se tornasse mais independente da rede elétrica. Ao se comparar o valor do IAS do sistema sem armazenamento com o do sistema com a bateria de 5 kWh já há um aumento de 11,53

%, que seria de 20,17 % se a comparação fosse feita com o sistema de bateria de 10 kWh.

Para o ano de 2020 os resultados expostos na tabela 4 ficaram muito próximos aos do ano anterior, confirmando que a adição do sistema de armazenamento de fato proporciona um real aumento na independência da instalação quanto a rede elétrica. Fazendo-se uma comparação entre os valores dos índices de autossuficiência do sistema sem armazenamento e do sistema com o armazenamento de capacidade de 10 kWh foi observado um aumento de 18,86 % nesse índice, mantendo-se decerto um comportamento semelhante ao do ano anterior.

Tabela 4. Valores do consumo da Instalação em comparação com os valores do Índice de Autossuficiência e de energia proveniente do sistema de armazenamento em 2020

	Consumo (kWh)	Índice de Autossuficiência (%)			Energia Proveniente do Armazenamento (%)			
		S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh
<b>Janeiro</b>	987,61	12,62	18,25	20,16	21,40	4,86	6,28	7,42
<b>Abril</b>	624,47	34,76	46,85	50,66	54,56	10,26	13,76	17,71
<b>Julho</b>	936,10	25,48	35,00	39,76	45,34	8,03	11,98	16,21
<b>Outubro</b>	739,86	18,85	30,79	34,95	39,33	8,72	13,86	17,68
<b>Anual</b>	8203,26	23,09	34,24	38,14	41,95	9,00	12,96	16,28

Foi possível observar nas tabelas 5 e 6, que para a instalação residencial em questão grande parte da energia consumida que é proveniente da própria geração fotovoltaica, está concentrada no horário de fora de vazio que possui o valor de tarifário mais elevado. Isso é um ponto muito favorável para um sistema de autoconsumo tendo em vista que a poupança devido a instalação desse sistema será maior. Além disso, a adição de um sistema de armazenamento, para os cenários com as respectivas capacidades de armazenamento, promoveu um aumento significativo nos valores dos índices de autossuficiência para os horários de fora de vazio. Fazendo-se uma comparação entre os sistemas sem armazenamento e com o armazenamento de 10 kWh houve um aumento médio de 61,50 % no valor do IAS para horários de fora de vazio, nos anos de 2019 e 2020.

Tabela 5. Valores da energia proveniente do autoconsumo para os períodos de vazio e fora de vazio em 2019

	Consumo (kWh)	Energia Proveniente do Autoconsumo em Vazio (kWh)				Energia Proveniente do Autoconsumo em Fora de Vazio (kWh)			
		S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh	S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh
<b>Janeiro</b>	729,38	0	0,49	8,67	12,21	194,93	257,09	275,95	278,96
<b>Abril</b>	416,95	4,38	36,07	69,50	90,22	127,54	175,87	179,02	182,25
<b>Julho</b>	585,96	15,07	28,1	42,59	56,34	99,36	159,91	188,34	203,66
<b>Outubro</b>	881,70	5,35	5,35	7,66	9,96	93,50	140,24	166,17	190,87
<b>Anual</b>	7208,18	79,24	262,59	446,56	617,51	1419,97	2067,49	2243,53	2335,82

Tabela 6. Valores da energia proveniente do autoconsumo para os períodos de vazio e fora de vazio em 2020

	Consumo (kWh)	Energia Proveniente do Autoconsumo em Vazio (kWh)				Energia Proveniente do Autoconsumo em Fora de Vazio (kWh)			
		S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh	S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh
<b>Janeiro</b>	987,61	6,57	8,98	11,02	17,63	118,11	171,22	188,10	193,77
<b>Abril</b>	624,47	13,53	21,59	34,10	49,69	203,53	270,99	282,28	290,99
<b>Julho</b>	936,10	28,94	29,34	40,87	70,27	209,60	298,34	331,28	354,19
<b>Outubro</b>	739,86	6,55	13,27	25,88	48,56	132,95	214,54	232,69	242,45
<b>Anual</b>	8203,26	136,85	277,22	433,50	655,90	1757,29	2531,72	2695,61	2785,17

Os valores referentes às trocas de energia entre a rede elétrica e a instalação residencial, exibidos nas tabelas 7 e 8, são um indicativo muito importante para medir a parcela do consumo da instalação que é proveniente da rede elétrica como também para medir o percentual de energia produzida pela geração fotovoltaica que é enviado para a rede. A UPAC sem sistema de armazenamento teve uma média de 77,98% de sua energia consumida vinda da rede elétrica e de 67,79 % da sua energia produzida injetada na rede, entre os anos de 2019 e 2020. Já para o cenário com o sistema de armazenamento de 10 kWh foi obtida uma média de 58,50 % de consumo da instalação proveniente da rede e uma média de 29% da energia produzida injetada na rede, entre os anos de 2019 e 2020.

Tabela 7. Valores referentes a trocas de energia com a rede elétrica no ano de 2019

	Geração (kWh)	Injetado na Rede (kWh)				Proveniente da Rede (kWh)			
		S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh	S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh
<b>Janeiro</b>	347,59	152,66	80,09	39,32	11,46	534,45	471,80	444,76	438,21
<b>Abril</b>	543,41	411,49	319,16	276,55	249,03	285,03	205,01	168,42	144,47
<b>Julho</b>	609,97	495,33	397,95	355,03	325,96	471,53	397,95	355,03	325,96
<b>Outubro</b>	317,74	218,89	143,40	106,48	75,40	782,85	736,11	707,87	680,87
<b>Anual</b>	5541,06	4039,66	2850,97	2389,54	2031,73	5708,97	4878,10	4518,09	4254,85

Tabela 8. Valores referentes a trocas de energia com a rede elétrica no ano de 2020

	Geração (kWh)	Injetado na Rede (kWh)				Proveniente da Rede (kWh)			
		S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh	S/Baterias	5 kWh	7,5 kWh	10 kWh
<b>Janeiro</b>	264,57	139,89	71,51	36,14	10,74	862,93	807,40	788,492	776,21
<b>Abril</b>	440,38	223,32	121,18	83,89	58,46	407,41	331,89	308,09	283,79
<b>Julho</b>	627,99	389,45	272,08	200,38	138,67	697,56	608,42	563,95	511,64
<b>Outubro</b>	407,72	268,22	168,64	116,79	64,23	600,36	512,04	481,292	448,85
<b>Anual</b>	5000,75	3106,61	2047,38	1474,42	1032,61	6309,12	5394,32	5074,152	4762,19

### 4.3 Estudo Financeiro

Foi definitivamente constatado nos resultados obtidos nas simulações, conforme exposto anteriormente, que a adição de baterias a um sistema de autoconsumo fotovoltaico aumenta consideravelmente o seu índice de autossuficiência e reduz as trocas de energia entre o sistema fotovoltaico residencial e a rede elétrica.

Todavia é indispensável a realização de um estudo financeiro de forma a analisar a redução dos gastos com encargos energéticos para cada cenário para posteriormente realizar-se um estudo de viabilidade do investimento. Portanto, nesse tópico serão mostrados e discutidos os resultados obtidos através da análise financeira dos cenários simulados.

#### 4.3.1 Valores gastos em encargos energéticos

De acordo com os valores exibidos nas tabelas 9 e 10, nota-se que após a inserção de um sistema de armazenamento à UPAC na simulação o montante referente ao gasto em encargos em horário de fora de vazio foi reduzido bastante já com um sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh, havendo uma diminuição média de 38% no valor do montante gasto em horário de fora de vazio e uma redução média de 12% no total gasto em encargos, entre os anos de 2019 e 2020. No cenário com o sistema de armazenamento de capacidade de 10 kWh houve uma redução média de 54,20% no valor do montante gasto em horário de fora de vazio e uma redução média de 23,88%

no total gasto em encargos, entre os anos de 2019 e 2020. Como esperado devido ao aumento da autossuficiência do sistema, o valor da remuneração recebida pela energia que é injetada na rede foi reduzida.

Tabela 9. Valores gastos em encargos para os sistemas com as respectivas baterias em 2019

	Consumo Horário de Vazio (kWh)	Consumo Horário Fora de Vazio (kWh)	Gasto em Encargos Horário de Vazio (€)	Gasto em Encargos Horário Fora de Vazio (€)	Remuneração da Energia Injetada na RESP (€)	Gasto Total em Encargos (€)
<b>S/Baterias</b>	3941,79	3266,39	471,23	450,53	121,19	741,93
<b>Bateria (5 kWh)</b>	3941,79	3266,39	449,31	291,63	85,53	655,42
<b>Bateria (7,5 kWh)</b>	3941,79	3266,39	426,87	248,68	71,69	603,86
<b>Bateria (10 kWh)</b>	3941,79	3266,39	405,56	227,06	60,95	571,67

Tabela 10. Valores gastos em encargos para os sistemas com as respectivas baterias em 2020

	Consumo Horário de Vazio (kWh)	Consumo Horário Fora de Vazio (kWh)	Gasto em Encargos Horário de Vazio (€)	Gasto em Encargos Horário Fora de Vazio (€)	Remuneração da Energia Injetada na RESP (€)	Gasto Total em Encargos (€)
<b>S/Baterias</b>	4754,72	3448,54	563,38	412,67	93,20	882,85
<b>Bateria (5 kWh)</b>	4754,72	3448,54	537,06	242,09	64,49	779,15
<b>Bateria (7,5 kWh)</b>	4754,72	3448,54	524,00	190,10	44,23	714,09
<b>Bateria (10 kWh)</b>	4754,72	3448,54	496,87	168,24	30,98	665,11

### 4.3.2 Valores de custos e remunerações do Investimento

Na tabela 11 é possível ver os valores de custos, remunerações e taxa de atualização aplicada ao investimento. O cálculo dos custos, conforme explicado no capítulo anterior, foi feito com base no preço médio atual do kWh de capacidade de uma bateria que atualmente está em 350 €/kWh, e considerando-se os custos com manutenção e operação que foram escolhidos como sendo 1% do investimento inicial. A remuneração anual do investimento foi calculada realizando a diferença entre o que é poupado no cenário com o sistema de armazenamento, levando em conta cada uma das capacidades, menos o que é poupado no cenário sem o sistema de armazenamento.

Tabela 11. Valores médios de custos e remunerações do Investimento para cada cenário, para os anos de 2019 e 2020.

	<b>Investimento Inicial (€)</b>	<b>Custos com Manutenção (€)</b>	<b>Remuneração anual do Investimento (€)</b>	<b>Taxa de Atualização</b>
<b>Bateria (5 kWh)</b>	1750,00	17,50	148,15	3%
<b>Bateria (7,5 kWh)</b>	2625,00	26,25	176,89	3%
<b>Bateria (10 kWh)</b>	3500,00	35,00	224,46	3%

### 4.3.3 VAL, TIR e Tempo de retorno do investimento

Os indicadores financeiros obtidos pelo estudo de retorno do investimento para os preços de custos atuais estão expostos na tabela 12. Tendo em vista que o investimento deveria ter tido um retorno dentro de 10 anos, devido ao tempo de vida escolhido para a bateria com base no número de ciclos de carga e descarga e com base na média dentre os diferentes tipos de baterias (Pena-Bello et al., 2019), para todos esses cenários os valores atualizados líquidos seriam negativos e apenas para o cenário com a bateria de 5 kWh seria obtido uma TIR maior do que a taxa de atualização do investimento.

Tabela 12. Valores médios de VAL, TIR e tempo de retorno do Investimento para cada cenário, para os anos de 2019 e 2020

	VAL (€)	TIR	Tempo de Retorno do Investimento (anos)
<b>Bateria (5 kWh)</b>	-171,32	8,35%	12
<b>Bateria (7,5 kWh)</b>	-1.189,37	1,95%	23
<b>Bateria (10 kWh)</b>	-1.694,46	1,32%	26

Com base em um estudo feito pela *National Renewable Energy Laboratory*, em 2030 há uma projeção de que já será possível ter o preço do kWh de capacidade de armazenamento de uma bateria em torno de 200 €/kWh. Portanto assumindo que em 2030 já haveria esse preço no mercado foi feito um estudo financeiro para esse contexto. Dessa forma para os três cenários da simulação, conforme exposto na tabela 13, já foram obtidos valores de TIR bem acima da taxa de atualização e das taxas de inflação dos últimos anos. O VAL para os cenários com as baterias de 5 kWh e 7,5 kWh ficaram positivos indicando que dentro de 10 anos já seria possível obter um retorno financeiro. O cenário com a bateria de 10 kWh continuou sendo o menos satisfatório chegando a ter o retorno do investimento só no vigésimo ano, porém com uma TIR ainda acima da taxa de atualização.

Tabela 13. Valores para um cenário no qual o custo com a aquisição das baterias corresponderia a 200 €/kWh.

	<b>VAL (€)</b>	<b>TIR</b>	<b>Tempo de Retorno do Investimento (anos)</b>
<b>Bateria (5 kWh)</b>	507,20	18,11%	6
<b>Bateria (7,5 kWh)</b>	42,84	10,43%	10
<b>Bateria (10 kWh)</b>	-51,50	9,54%	20



# CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

- 5.1 Conclusões
- 5.2 Sugestões de trabalhos futuros



## 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 Conclusões

Diante dos resultados obtidos pelo projeto, que foram abordados e discutidos na presente dissertação, foi possível ter uma perspectiva ampla a respeito do comportamento da instalação residencial para autoconsumo fotovoltaico com adição de baterias, para os anos de 2019 e 2020, no que diz respeito ao aspeto técnico e financeiro.

Após a simulação com a adição do primeiro sistema de armazenamento com capacidade de 5 kWh já foi possível obter um aumento de 34,11% no índice de autossuficiência médio anual do sistema, sendo um resultado bastante satisfatório no que diz respeito a independência do sistema perante a rede elétrica. Para as simulações com os sistemas de armazenamento de capacidades de 7,5 kWh e 10 kWh os índices de autossuficiência médios anuais tiveram aumentos de 41,86% e 47,09% nessa ordem, mantendo-se assim a tendência esperada.

A trocas de energia entre a rede elétrica e a instalação residencial também foram reduzidas após as adições dos respetivos sistemas de armazenamento, por consequência do aumento da autossuficiência do sistema. A adição dos sistemas de armazenamento de capacidades de 5 kWh, 7,5 kWh e 10 kWh propiciaram respetivamente reduções médias de 31,76%, 46,69% e 58,23% na quantidade de energia que é injetada na rede elétrica pela UPAC. No que diz respeito a parcela de energia consumida pela instalação que é proveniente da rede, a implementação dos sistemas de armazenamento de capacidades de 5 kWh, 7,5 kWh e 10 kWh proporcionaram reduções de 14,53%, 20,22% e 24,99% por essa ordem, nesse consumo.

No tocante a análise financeira desse projeto, foram primeiramente calculados os gastos com encargos energéticos em cada um dos cenários. A maior parte da poupança em encargos proporcionada pela adição do sistema de armazenamento em cada cenário ocorreu nos horários referentes ao tarifário de fora de vazio uma vez que a maior parte do consumo dessa instalação ocorre entre essa faixa de horário (das 8:00 às 22:00). Portanto as poupanças que ocorreram nos gastos anuais médios, da instalação residencial, com encargos energéticos devido a adição dos sistemas de armazenamento de capacidades de 5 kWh, 7,5 kWh e 10 kWh foram de respetivamente 95,10€, 153,41€ e 194€.

Após isso foram calculados os indicadores financeiros VAL, TIR e tempo de retorno do investimento, levando em consideração o preço de 350€ por kWh de capacidade de armazenamento de uma bateria, independente do tipo, utilizada para sistemas de armazenamento, para o cálculo do investimento inicial. Além disso para esse estudo foram considerados os gastos com a manutenção do sistema de armazenamento, uma taxa de atualização de 3% com base nos índices de inflação dos últimos anos e um tempo de vida da bateria de 10 anos. Diante dessas condições, para o cenário com o sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh foram obtidos uma VAL de -171,32€, uma TIR de 8,35%, acima da taxa de atualização, e um tempo de retorno do investimento de 12 anos. O cenário com o sistema de armazenamento de capacidade de 7,5 kWh obteve uma VAL de -1.189,37€, uma TIR de 1,95% e um tempo de retorno do investimento de 23 anos. A configuração com o sistema de armazenamento de capacidade de 10 kWh obteve uma VAL de -1.694,46€, uma TIR de 1,32% e um tempo de retorno do investimento de 26 anos. Diante desses resultados é possível concluir que atualmente a instalação de um sistema de armazenamento com baterias em uma UPAC ainda não é viável do ponto de vista financeiro devido ao preço das baterias.

Portanto, diante dessa conclusão foi feita uma nova análise financeira com base num estudo que prevê um custo de 200 € por kWh de capacidade de armazenamento para baterias de íon lítio em 2030. Dessa forma, para o cenário com o sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh foi possível obter uma VAL de 507,20€, uma TIR de 18,11% e um tempo de retorno do investimento de 6 anos. Os indicadores VAL, TIR e tempo de retorno do investimento para o cenário com o sistema de armazenamento de capacidade de 7,5 kWh, foram de 42,84€, 10,43% e 10 anos, permanecendo ainda satisfatórios. Para o cenário com o sistema de armazenamento de 10 kWh foi obtido uma VAL de -51,50, uma TIR de 9,54% e um tempo de retorno do investimento de 20 anos, de modo que apenas o valor da TIR indicou viabilidade ao projeto. Após o cálculo desses índices foi possível constatar que os cenários com os sistemas de armazenamento de capacidades de 5 kWh e 7 kWh já seriam financeiramente viáveis para as previsões de 2030.

Diante de tudo que foi abordado nesse trabalho conclui-se que apesar da utilização de um sistema de armazenamento com bateria ser vantajoso na perspectiva técnica, atualmente ainda não existem no mercado tecnologias com preços que permitam a viabilidade econômica da implementação desse tipo de sistema. Entretanto se os preços continuarem baixando com a mesma tendência dos últimos anos será possível que a médio prazo o investimento em bateria seja viável do ponto de vista econômico.

## 5.2 Sugestões de trabalhos futuros

Para trabalhos futuros seria interessante a realização de projetos que explorassem estratégias de controlo e otimização do uso das baterias associadas a uma unidade de produção para autoconsumo fotovoltaico, de modo a aumentar as poupanças energéticas e ao mesmo tempo prolongar o tempo de vida útil das baterias.

Seria pertinente também a realização de um estudo voltado para consumidores de médio a grande porte, como por exemplo mercados, hospitais, grandes escritórios e indústrias, visto que já seriam consumos de escalas muito maiores e tarifários diferentes.

Por fim, seria proveitoso também a realização de estudo com sistemas de armazenamento de energia aplicado a geração de energia eólica visto que é também uma fonte intermitente que tem uma participação cada vez maior na matriz energética tanto europeia como mundial.



# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICA

## 6.1 Legislação



## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICA

Alankrita, Pati, A., Adhikary, N., Mishra, S., Appasani, B., & Ustun, T. S. (2022). Fuzzy logic based energy management for grid connected hybrid PV system. *Energy Reports*, 8, 751–758. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.05.217>

*Armazenamento eficiente de energia - Iberdrola*. (2021, April 22). Retrieved October 21, 2022, from <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/armazenamento-eficiente-de-energia>

Associação Portuguesa de Energias Renováveis. (2022). *Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental em 2022*. APREN - Produção. <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>

Attou, N., Zidi, S. A., Khatir, M., & Hadjeri, S. (2020). Grid-Connected Photovoltaic System. *ICREEC 2019*, 101–107. [https://doi.org/10.1007/978-981-15-5444-5\\_13](https://doi.org/10.1007/978-981-15-5444-5_13)

Ayuso, P., Beltran, H., Segarra-Tamarit, J., & Pérez, E. (2021, May). Optimized profitability of LFP and NMC Li-ion batteries in residential PV applications. *Mathematics and Computers in Simulation*, 183, 97–115. <https://doi.org/10.1016/j.matcom.2020.02.011>

Belu, R. (2022, June 13). *Energy Storage, Grid Integration, Energy Economics, and the Environment (Nano and Energy)* (1st ed.). CRC Press.

Cole, W., Frazier, A., & Augustine, C. (2021, June). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Retrieved October 17, 2022, from <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>

Da Silva, J. O. (2020). *Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Smart Grids* (Doctoral dissertation, Instituto Politecnico do Porto (Portugal)).

Epec, K. L. A.-. (n.d.). *Battery Comparison of Energy Density - Cylindrical and Prismatic Cells*. Retrieved October 21, 2022, from <https://www.epectec.com/batteries/cell-comparison.html>

*Evolução do mercado de eletricidade - Relatório Anual*. (2020). OMIE. Retrieved October 15, 2022, from [https://www.omie.es/sites/default/files/2021-10/informe\\_anual\\_2020\\_pt.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2021-10/informe_anual_2020_pt.pdf)

Faraji, F., Mousavi G., S., Hajirayat, A., Birjandi, A. A. M., & Al-Haddad, K. (2017). *Single-stage single-phase three-level neutral-point-clamped transformerless grid-connected photovoltaic inverters: Topology review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 197–214. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.181>

International Energy Agency. (2018). *Renewables 2020 - analysis and forecast to 2050*.

International Energy Agency. (2022, May). *Renewable Energy Market Update*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d6a7300d-7919-4136-b73a-3541c33f8bd7/RenewableEnergyMarketUpdate2022.pdf>

Jones, J. S. (2021, May 14). *The different types of energy storage and their opportunities*. Smart Energy International. Retrieved October 21, 2022, from <https://www.smart-energy.com/storage/the-different-types-of-energy-storage-and-their-opportunities/>

Jorge, H. M. M. (2019, April 18). *Estudo de sistema de produção fotovoltaica com armazenamento para autoconsumo numa instalação residencial | Estudo Geral*. Retrieved October 21, 2022, from <https://estudogeral.sib.uc.pt/handle/10316/86496>

Kazmierkowski, M. P., Krishnan, R., Blaabjerg, F., & Irwin, J. D. (2002). *Control in Power Electronics: Selected Problems (Academic Press Series in Engineering)* (1st ed.). Academic Press.

Kober, T., Schiffer, H. W., Densing, M., & Panos, E. (2020). *Global energy perspectives to 2060 – WEC's World Energy Scenarios 2019*. *Energy Strategy Reviews*, 31, 100523. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100523>

Lane, C. (2021, January 10). *What are the different types of solar batteries?* Solar Reviews. Retrieved October 21, 2022, from <https://www.solarreviews.com/blog/types-of-solar-batteries>

Larsson, P., & Börjesson, P. (2018). *Cost models for battery energy storage systems*.

Li, J., Zhou, S., Wei, W., Qi, J., Li, Y., Chen, B., Zhang, N., Guan, D., Qian, H., Wu, X., Miao, J., Chen, L., Feng, K., & Liang, S. (2020). China's retrofitting measures in coal-fired power plants bring significant mercury-related health benefits. *One Earth*, 3(6), 777–787. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2020.11.012>

Lojaluz. (2022, October 13). *Preço do kWh da EDP: Eletricidade, Gás, Termos Fixo e de Consumo*. lojaluz.com. Retrieved October 22, 2022, from <https://lojaluz.com/fornecedores/edp/tarifas/preco-kwh>

Mendes, I. M. (2019). Dimensionamento de um Sistema de Energia Fotovoltaica para Auto Consumo. Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Mohammed, A. Y., Mohammed, F. I., & Ibrahim, M. Y. (2017). Grid connected Photovoltaic system. *2017 International Conference on Communication, Control, Computing and Electronics Engineering (ICCCCEE)*. <https://doi.org/10.1109/iccccee.2017.7867659>

Pandey, A., Larroche, C., Gnansounou, E., Khanal, S. K., Dussap, C., & Ricke, S. C. (2019). *Biomass, Biofuels, Biochemicals: Biofuels: Alternative Feedstocks and Conversion Processes for the Production of Liquid and Gaseous Biofuels* (2nd ed.). Academic Press.

Pena-Bello, A., Barbour, E., Gonzalez, M., Patel, M., & Parra, D. (2019, September). Optimized PV-coupled battery systems for combining applications: Impact of battery technology and geography. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 978–990. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.003>

Perdigão, R. D. F. D. (2018). Metodologia para dimensionamento de sistema fotovoltaico residencial para autoconsumo com armazenamento (Doctoral dissertation, Universidade de Coimbra).

Raugei, M., & Frankl, P. (2009). Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. *Energy*, 34(3), 392–399. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.01.001>

*RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2022*. (n.d.). International Renewable Energy Agency (IRENA). [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Statistics\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf)

*Renewables 2021 – Analysis*. (2021, December). IEA - International Energy Agency. Retrieved August 2022, from <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>

*RESU - Data sheet for RESU10H*. (2017). LG Home Battery. Retrieved October 18, 2022, from [https://www.acsolarwarehouse.com/wp-content/uploads/2017/09/RESU10H\\_R\\_Data-sheet\\_ver1.0\\_170221.pdf](https://www.acsolarwarehouse.com/wp-content/uploads/2017/09/RESU10H_R_Data-sheet_ver1.0_170221.pdf)

*RESU*. (2015). LG Home Battery. Retrieved October 20, 2022, from [https://www.europe-solarstore.com/download/lgchem/LG\\_Chem\\_RESU\\_datasheet.pdf](https://www.europe-solarstore.com/download/lgchem/LG_Chem_RESU_datasheet.pdf)

Ritchie, H. (2020, November 28). *Fossil Fuels*. Our World in Data. <https://ourworldindata.org/fossil-fuels>

Smets, A., Jäger, K., Isabella, O., Swaaij, R. V., & Zeman, M. (2016). *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. UIT Cambridge Ltd.

*Solar PV – Analysis*. (2021, November). International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/solar-pv>

Solect Energy. (2018, March 27). *How do Solar Panels Work? The Science of Solar Explained*. <https://solect.com/the-science-of-solar-how-solar-panels-work/>

*Taxas de juro sobre novas operações de empréstimos (média anual) a particulares: total e por tipo de finalidade*. (n.d.). Retrieved October 22, 2022, from [https://www.pordata.pt/portugal/taxas+de+juro+sobre+novas+operacoes+de+empres+timos+\(media+anual\)+a+particulares+total+e+por+tipo+de+finalidade-2845-244813](https://www.pordata.pt/portugal/taxas+de+juro+sobre+novas+operacoes+de+empres+timos+(media+anual)+a+particulares+total+e+por+tipo+de+finalidade-2845-244813)

*Tesla Powerwall 2 Datasheet - North America*. (n.d.). Tesla. [https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall%20\\_AC\\_Datasheet\\_en\\_northamerica.pdf](https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall%20_AC_Datasheet_en_northamerica.pdf)

## 6.1 Legislação

Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro. Diário da República n.º 206/2019 - I Série  
Presidência do Conselho de Ministros.

Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro. Diário da República n.º 10/2022 - I Série  
Presidência do Conselho de Ministros

Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. Diário da República n.º 202/2014, I Série  
Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.



# ANEXOS

7.1 ANEXO 1

7.2 ANEXO 2



## 7 ANEXOS

### 7.1 Anexo A - Preço médio aritmético de fecho do mercado da OMIE para Portugal, relativos aos anos de 2019 e 2020

Ano de estudio	Mês de estudio	Preço médio aritmético	Preço máximo	Preço mínimo	Energia mercado	Energia bilaterais
2020	Janeiro	40,93	60,11	14,00	5 645,3	29,0
	Fevereiro	36,04	50,77	9,04	4 571,3	27,2
	Março	27,84	48,28	5,64	4 568,0	28,1
	Abril	17,77	31,01	1,95	3 743,5	28,0
	Maio	21,36	36,19	1,02	3 753,8	29,4
	Junho	30,64	42,09	13,00	3 790,3	9,3
	Julho	34,63	45,97	18,50	4 394,1	8,2
	Agosto	36,11	51,77	20,20	4 338,7	8,3
	Setembro	41,93	59,07	12,00	4 492,4	7,6
	Outubro	36,46	54,08	1,95	4 764,1	8,8
	Novembro	42,09	62,38	8,00	5 023,5	12,8
	Dezembro	42,03	68,90	1,95	4 986,7	8,9
Resultados interanual		33,99	68,90	1,02	54 071,8	205,7

Ano de estudio	Período	Precio medio aritmético	Preço máximo	Preço mínimo	Energia mercado	Energia bilaterais
2019	Janeiro-Dezembro	47,87	74,74	0,01	54 330,9	290,4
2020	Janeiro-Dezembro	33,99	68,90	1,02	54 071,8	205,7

## 7.2 Anexo B – Ficha Técnica da Bateria Tesla Powerwall 2

### PERFORMANCE SPECIFICATIONS

AC Voltage (Nominal)	120/240 V
Feed-In Type	Split Phase
Grid Frequency	60 Hz
Total Energy	14 kWh
Usable Energy	13.5 kWh
Real Power, max continuous	5 kW (charge and discharge)
Real Power, peak (10 s, off-grid/backup)	7 kW (charge and discharge)
Apparent Power, max continuous	5.8 kVA (charge and discharge)
Apparent Power, peak (10 s, off-grid/backup)	7.2 kVA (charge and discharge)
Maximum Supply Fault Current	10 kA
Maximum Output Fault Current	32 A
Overcurrent Protection Device	30 A
Imbalance for Split-Phase Loads	100%
Power Factor Output Range	+/- 1.0 adjustable
Power Factor Range (full-rated power)	+/- 0.85
Internal Battery DC Voltage	50 V
Round Trip Efficiency <sup>3</sup>	90%
Warranty	10 years

<sup>1</sup>Values provided for 25°C (77°F), 3.3 kW charge/discharge power.

<sup>2</sup>In Backup mode, grid charge power is limited to 3.3 kW.

<sup>3</sup>AC to battery to AC, at beginning of life.

### COMPLIANCE INFORMATION

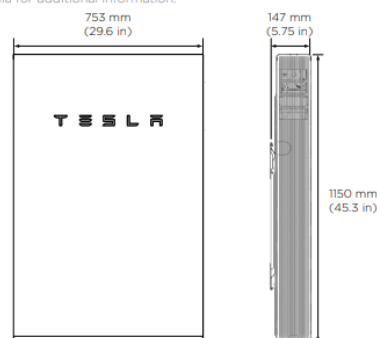
Certifications	UL 1642, UL 1741, UL 1973, UL 9540, IEEE 1547, UN 38.3
Grid Connection	Worldwide Compatibility
Emissions	FCC Part 15 Class B, ICES 003
Environmental	RoHS Directive 2011/65/EU
Seismic	AC156, IEEE 693-2005 (high)

T E S L A

### MECHANICAL SPECIFICATIONS

Dimensions <sup>1</sup>	1150 mm x 755 mm x 147 mm (45.3 in x 29.6 in x 5.75 in)
Weight <sup>1</sup>	114 kg (251.3 lbs)
Mounting options	Floor or wall mount

<sup>1</sup>Dimensions and weight differ slightly if manufactured before March 2019. Contact Tesla for additional information.



### ENVIRONMENTAL SPECIFICATIONS

Operating Temperature	-20°C to 50°C (-4°F to 122°F)
Recommended Temperature	0°C to 30°C (32°F to 86°F)
Operating Humidity (RH)	Up to 100%, condensing
Storage Conditions	-20°C to 30°C (-4°F to 86°F) Up to 95% RH, non-condensing State of Energy (SoE): 25% initial
Maximum Elevation	3000 m (9843 ft)
Environment	Indoor and outdoor rated
Enclosure Type	NEMA 3R
Ingress Rating	IP67 (Battery & Power Electronics) IP56 (Wiring Compartment)
Wet Location Rating	Yes
Noise Level @ 1m	< 40 dBA at 30°C (86°F)

TESLA.COM/ENERGY

### 7.3 Anexo C – Ficha Técnica da Bateria Tesla Powerwall 2

#### RESU10H

<b>Electrical Characteristics</b>		
Total Energy Capacity <sup>1)</sup>		9.8 kWh@25°C (77°F), 100% State of Energy
Usable Energy Capacity <sup>1)</sup>		9.3kWh
Battery Capacity		63 Ah
Voltage Range	Charge	400 to 450 VDC
	Discharge	350 to 430 VDC
Absolute Max. Voltage		520VDC
Max. Charge/Discharge Current		11.9A@420V / 14.3A@350V
Max. Charge/Discharge Power <sup>2)</sup>		5kW
Peak Power <sup>3)</sup> (only discharging)		7kW for 10 sec.
Peak Current (only discharging)		18.9A@370V for 10 sec.
Communication Interface		RS485
DC Disconnect		Circuit Breaker
Connection Method		Spring Type Connector
User interface		LEDs for Normal and Fault operation
<b>Operating Conditions</b>		
Installation Location		Indoor / Outdoor (Wall-Mounted)
Operating Temperature		14 to 113°F (-10 to 45°C)
Operating Temperature (Recommended)		59 to 86°F (15 to 30°C)
Storage Temperature		-22 to 131°F (-30 to 55°C)
Humidity		5% to 95%
Altitude		Max. 6,562ft (2,000m)
Cooling Strategy		Natural Convection
<b>Certification</b>		
Safety	Cell	UL1642
	Battery Pack	UL1973 / CE / RCM / TUV(IEC 62619)
Emissions		FCC
Hazardous Materials Classification		Class 9
Transportation		UN38.3
Ingress Rating		IP55

※ Test Conditions - Temperature 25°C, at the beginning of life.

1) Battery Cell Only energy capacity at Depth of Discharge 95%.

2) LG Chem recommends 3.3kW for maximizing battery lifetime.

3) Peak Current excludes repeated short duration(less than 5 sec. of current pattern).

#### 7.4 Anexo D – Cálculo feito na simulação com a UPAC sem armazenamento para o ano de 2019

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
<b>Energia Produzida (kWh)</b>	347,59	436,71	603,91	543,41	686,10	592,18	609,97	544,91	447,68	317,74	184,49	226,37	<b>5541,06</b>
<b>Energia Consumida (kWh)</b>	729,38	529,47	485,35	416,95	444,76	400,79	585,96	305,05	685,71	881,70	823,89	919,17	<b>7208,18</b>
<b>Energia Proveniente da Rede (kWh)</b>	534,45	352,75	344,89	285,03	293,32	285,25	471,53	225,67	585,06	782,85	730,73	817,44	<b>5708,97</b>
<b>Energia Proveniente da Rede (%)</b>	73,27	66,62	71,06	68,36	65,95	71,17	80,47	73,98	85,32	88,79	88,69	88,93	<b>79,20</b>
<b>Energia Injetada na Rede (kWh)</b>	152,66	259,99	463,45	411,49	534,61	475,93	495,33	464,88	346,46	218,89	91,33	124,64	<b>4039,66</b>
<b>Energia Autoconsumida (%)</b>	26,73	33,38	28,94	31,64	34,05	28,83	19,53	26,02	14,68	11,21	11,31	11,07	<b>20,80</b>
<b>Total Gasto em Encargos (€)</b>	79,42	48,58	43,44	35,66	35,13	36,49	56,64	27,81	74,69	109,54	92,14	102,37	<b>741,93</b>
<b>Energia Vendida à Rede (€)</b>	16,84	11,11	10,86	8,98	9,24	8,99	14,85	7,11	18,43	24,66	23,02	25,75	<b>179,83</b>
<b>Total Poupado em Encargos (€)</b>	64,40	53,83	45,07	40,63	45,17	34,73	40,94	25,33	41,58	48,13	45,60	50,57	<b>535,97</b>

#### 7.5 Anexo E – Cálculo feito na simulação com a UPAC sem armazenamento para o ano de 2020

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
<b>Energia Produzida (kWh)</b>	264,57	341,41	501,02	440,38	493,30	569,42	627,99	348,15	529,61	407,72	263,00	214,18	<b>5000,75</b>
<b>Energia Consumida (kWh)</b>	987,61	584,19	707,65	624,47	635,55	416,70	936,10	410,87	671,97	739,86	687,71	800,58	<b>8203,26</b>
<b>Energia Proveniente da Rede (kWh)</b>	862,93	467,22	529,65	407,41	449,79	229,11	697,56	310	464,96	600,36	582,91	707,22	<b>6309,12</b>
<b>Energia Proveniente da Rede (%)</b>	87,38	79,98	74,85	65,24	70,77	54,98	74,52	75,45	69,19	81,15	84,76	88,34	<b>76,91</b>
<b>Energia Injetada na Rede (kWh)</b>	139,89	224,44	323,02	223,32	307,54	381,83	389,45	247,28	322,60	268,22	158,20	120,82	<b>3106,61</b>
<b>Energia Autoconsumida (%)</b>	12,62	20,02	25,15	34,76	29,23	45,02	25,48	24,55	30,81	18,85	15,24	11,66	<b>23,09</b>
<b>Total Gasto em Encargos (€)</b>	131,68	63,44	70,48	55,59	59,93	25,67	91,18	39,32	64,06	87,27	86,44	107,78	<b>882,85</b>
<b>Energia Vendida à Rede (€)</b>	4,20	6,73	9,69	6,70	9,23	11,45	11,68	7,42	9,68	8,05	4,75	3,62	<b>93,20</b>
<b>Total Poupado em Encargos (€)</b>	33,82	34,44	52,09	58,01	53,38	53,73	66,36	30,33	58,76	41,29	30,07	26,40	<b>538,67</b>

## 7.6 Anexo F – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh para o ano de 2019

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
Energia Produzida (kWh)	347,59	436,71	603,91	543,41	686,10	592,18	609,97	544,91	447,68	317,74	184,49	226,37	<b>5541,06</b>
Energia Consumida (kWh)	729,38	529,47	485,35	416,95	444,76	400,79	585,96	305,05	685,71	881,70	823,89	919,17	<b>7208,18</b>
Energia Proveniente da Rede (kWh)	471,80	271,51	250,98	205,01	204,42	204,65	397,95	163,70	508,80	736,11	694,88	768,29	<b>4878,10</b>
Energia Proveniente da Rede (%)	64,69	51,28	51,71	49,17	45,96	51,06	67,91	53,66	74,20	83,49	84,34	83,59	<b>67,67</b>
Energia Injetada na Rede (kWh)	80,09	161,76	358,42	319,16	441,00	204,65	397,95	409,32	243,64	143,40	31,95	59,63	<b>2850,97</b>
Energia Autoconsumida (%)	35,31	48,72	48,29	50,83	54,04	48,94	32,09	46,34	25,80	16,51	15,66	16,41	<b>32,33</b>
Energia Proveniente da Bateria (%)	7,35	13,21	17,46	17,76	18,96	18,25	10,21	19,00	8,81	5,02	3,86	4,87	<b>10,25</b>
Total Gasto em Encargos (€)	78,63	36,21	24,75	19,40	14,21	22,26	43,19	10,75	67,47	118,50	105,59	114,46	<b>655,42</b>
Energia Vendida à Rede (€)	2,40	4,85	10,75	9,57	13,23	6,14	11,94	12,28	7,31	4,30	0,96	1,79	<b>85,53</b>
Total Poucado em Encargos (€)	65,19	66,20	63,76	56,89	66,10	48,95	54,38	41,95	48,80	39,17	32,16	38,48	<b>622,03</b>

## 7.7 Anexo G – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 5 kWh para o ano de 2020

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
Energia Produzida (kWh)	264,57	341,41	501,02	440,38	493,30	569,42	627,99	348,15	529,61	407,72	263,00	214,18	<b>5000,75</b>
Energia Consumida (kWh)	987,61	584,19	707,65	624,47	635,55	416,70	936,10	410,87	671,97	739,86	687,71	800,58	<b>8203,26</b>
Energia Proveniente da Rede (kWh)	807,408	398,15	450,48	331,892	380,804	120,88	608,42	263,35	363,11	512,044	514,85	642,94	<b>5394,328</b>
Energia Proveniente da Rede (%)	81,75	68,15	63,66	53,15	59,92	29,01	65,00	64,10	54,04	69,21	74,86	80,31	<b>65,76</b>
Energia Injetada na Rede (kWh)	71,51	143,54	233,44	121,18	227,12	277,71	272,08	194,37	216,77	168,64	80,83	40,19	<b>2047,38</b>
Energia Autoconsumida (%)	18,25	31,85	36,34	46,85	40,08	70,99	35,00	35,90	45,96	30,79	25,14	19,69	<b>34,24</b>
Energia Proveniente da Bateria (%)	4,86	9,46	9,65	10,26	8,86	21,77	8,03	7,93	11,46	8,72	7,84	6,55	<b>9,00</b>
Total Gasto em Encargos (€)	122,63	55,84	62,49	44,85	60,37	15,72	82,96	36,79	51,58	74,59	75,19	96,15	<b>779,15</b>
Energia Vendida à Rede (€)	2,25	4,52	7,35	3,82	7,15	8,75	8,57	6,12	6,83	5,31	2,55	1,27	<b>64,49</b>
Total Poucado em Encargos (€)	45,13	46,55	67,43	72,57	66,09	72,43	84,94	40,38	78,07	59,28	43,87	39,30	<b>716,05</b>

## 7.8 Anexo H – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 7,5 kWh para o ano de 2019

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
<b>Energia Produzida (kWh)</b>	347,59	436,71	603,91	543,41	686,10	592,18	609,97	544,91	447,68	317,74	184,49	226,37	<b>5541,06</b>
<b>Energia Consumida (kWh)</b>	729,38	529,47	485,35	416,95	444,76	400,79	585,96	305,05	685,71	881,70	823,89	919,17	<b>7208,18</b>
<b>Energia Proveniente da Rede (kWh)</b>	444,76	226,52	217,33	168,42	187,63	167,14	355,03	145,80	463,07	707,87	686,66	747,86	<b>4518,09</b>
<b>Energia Proveniente da Rede (%)</b>	60,98	42,78	44,78	40,39	42,19	41,70	60,59	47,80	67,53	80,28	83,34	81,36	<b>62,68</b>
<b>Energia Injetada na Rede (kWh)</b>	39,32	106,06	316,75	276,55	413,28	167,14	355,03	381,42	172,13	106,48	20,94	34,44	<b>2389,54</b>
<b>Energia Autoconsumida (%)</b>	39,02	57,22	55,22	59,61	57,81	58,30	39,41	52,20	32,47	19,72	16,66	18,64	<b>37,32</b>
<b>Energia Proveniente da Bateria (%)</b>	10,67	20,73	24,12	24,30	22,05	25,77	16,17	23,30	14,31	6,56	4,52	6,34	<b>14,22</b>
<b>Total Gasto em Encargos (€)</b>	74,25	30,35	21,90	15,83	12,78	16,39	35,77	8,52	60,01	113,00	103,91	111,16	<b>603,86</b>
<b>Energia Vendida à Rede (€)</b>	1,18	3,18	9,50	8,30	12,40	5,01	10,65	11,44	5,16	3,19	0,63	1,03	<b>71,69</b>
<b>Total Poucado em Encargos (€)</b>	69,57	72,06	66,61	60,46	67,53	54,83	61,80	44,18	56,26	44,67	33,83	41,79	<b>673,59</b>

## 7.9 Anexo I – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 7,5 kWh para o ano de 2020

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
<b>Energia Produzida (kWh)</b>	264,57	341,41	501,02	440,38	493,30	569,42	627,99	348,15	529,61	407,72	263,00	214,18	<b>5000,75</b>
<b>Energia Consumida (kWh)</b>	987,61	584,19	707,65	624,47	635,55	416,70	936,10	410,87	671,97	739,86	687,71	800,58	<b>8203,26</b>
<b>Energia Proveniente da Rede (kWh)</b>	788,492	370,13	414,566	308,09	353,47	101,75	563,95	235,69	327,01	481,292	495,696	634,016	<b>5074,152</b>
<b>Energia Proveniente da Rede (%)</b>	79,84	63,36	58,58	49,34	55,62	24,42	60,24	57,36	48,66	65,05	72,08	79,19	<b>61,86</b>
<b>Energia Injetada na Rede (kWh)</b>	36,14	96,42	176,94	83,89	173,72	236,45	200,38	149,29	147,14	116,79	39,87	17,39	<b>1474,42</b>
<b>Energia Autoconsumida (%)</b>	20,16	36,64	41,42	50,66	44,38	75,58	39,76	42,64	51,34	34,95	27,92	20,81	<b>38,14</b>
<b>Energia Proveniente da Bateria (%)</b>	6,28	13,48	13,64	13,76	12,98	29,14	11,98	15,27	17,82	13,86	10,98	7,94	<b>12,96</b>
<b>Total Gasto em Encargos (€)</b>	118,26	52,41	57,23	40,57	49,85	13,28	73,52	30,91	43,80	68,62	71,43	94,22	<b>714,09</b>
<b>Energia Vendida à Rede (€)</b>	1,08	2,89	5,31	2,52	5,21	7,09	6,01	4,48	4,41	3,50	1,20	0,52	<b>44,23</b>
<b>Total Poucado em Encargos (€)</b>	48,32	48,35	70,65	75,55	68,66	73,21	91,83	44,62	83,44	63,44	46,28	40,49	<b>754,85</b>

### 7.10 Anexo J – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 10 kWh para o ano de 2019

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
Energia Produzida (kWh)	347,59	436,71	603,91	543,41	686,10	592,18	609,97	544,91	447,68	317,74	184,49	226,37	<b>5541,06</b>
Energia Consumida (kWh)	729,38	529,47	485,35	416,95	444,76	400,79	585,96	305,05	685,71	881,70	823,89	919,17	<b>7208,18</b>
Energia Proveniente da Rede (kWh)	438,21	209,51	185,63	144,47	160,12	136,12	325,96	134,27	419,50	680,87	682,83	737,36	<b>4254,85</b>
Energia Proveniente da Rede (%)	60,08	39,57	38,25	34,65	36,00	33,96	55,63	44,02	61,18	77,22	82,88	80,22	<b>59,03</b>
Energia Injetada na Rede (kWh)	11,46	70,88	283,99	249,03	391,71	136,12	325,96	362,63	109,01	75,40	9,57	5,97	<b>2031,73</b>
Energia Autoconsumida (%)	39,92	60,43	61,75	65,35	64,00	66,04	44,37	55,98	38,82	22,78	17,12	19,78	<b>40,97</b>
Energia Proveniente da Bateria (%)	12,31	24,91	29,09	30,61	26,77	32,49	22,29	27,00	20,29	9,16	4,87	7,56	<b>17,79</b>
Total Gasto em Encargos (€)	73,92	28,90	18,66	13,34	9,77	13,35	31,23	7,22	53,87	107,62	103,32	110,47	<b>571,67</b>
Energia Vendida à Rede (€)	0,34	2,13	8,52	7,47	11,75	4,08	9,78	10,88	3,27	2,26	0,29	0,18	<b>60,95</b>
Total Poupado em Encargos (€)	69,90	73,51	69,85	62,95	70,54	57,87	66,35	45,93	62,40	50,05	34,43	42,47	<b>706,23</b>

### 7.11 Anexo K – Cálculo feito na simulação com a UPAC com sistema de armazenamento de capacidade de 10 kWh para o ano de 2020

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
Energia Produzida (kWh)	264,57	341,41	501,02	440,38	493,30	569,42	627,99	348,15	529,61	407,72	263,00	214,18	<b>5000,75</b>
Energia Consumida (kWh)	987,61	584,19	707,65	624,47	635,55	416,70	936,10	410,87	671,97	739,86	687,71	800,58	<b>8203,26</b>
Energia Proveniente da Rede (kWh)	776,214	341,774	370,53	283,79	323,62	78,97	511,644	208,74	298,292	448,85	488,762	631,006	<b>4762,192</b>
Energia Proveniente da Rede (%)	78,60	58,50	52,36	45,44	50,92	18,95	54,66	50,80	44,39	60,67	71,07	78,82	<b>58,05</b>
Energia Injetada na Rede (kWh)	10,74	62,45	121,31	58,46	129,66	207,99	138,67	116,00	106,21	64,23	13,82	3,07	<b>1032,61</b>
Energia Autoconsumida (%)	21,40	41,50	47,64	54,56	49,08	81,05	45,34	49,20	55,61	39,33	28,93	21,18	<b>41,95</b>
Energia Proveniente da Bateria (%)	7,42	17,50	19,31	17,71	17,25	33,91	16,21	20,94	21,34	17,68	12,04	8,33	<b>16,28</b>
Total Gasto em Encargos (€)	116,07	48,95	51,43	36,54	45,93	10,01	64,34	25,80	38,63	63,47	70,31	93,63	<b>665,11</b>
Energia Vendida à Rede (€)	0,32	1,87	3,64	1,75	3,89	6,24	4,16	3,48	3,19	1,93	0,41	0,09	<b>30,98</b>
Total Poupado em Encargos (€)	49,75	50,80	74,78	78,82	71,27	75,62	99,15	48,72	87,38	67,01	46,62	40,65	<b>790,58</b>

## 7.12 Anexo L – Cálculo dos indicadores financeiros médios para as simulações da UPAC com as adições dos respetivos sistemas de armazenamento entre os anos de 2019 e 2020

Bateria de 5kWh											
TMA	3% a.a										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Custo Inic	-1.750,00 €										
Custos An	17,50 €	17,50 €	17,50 €	17,50 €	17,50 €	17,50 €	17,50 €	17,50 €	17,50 €	17,50 €	17,50 €
Receita	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €
Fluxo Líqu	-1.613,57 €	136,43 €	136,43 €	136,43 €	136,43 €	136,43 €	136,43 €	136,43 €	136,43 €	136,43 €	136,43 €
VAL	-1.613,57 €	-1.481,11 €	-1.352,52 €	-1.227,66 €	-1.106,45 €	-988,76 €	-874,50 €	-763,57 €	-655,87 €	-551,31 €	-449,79 €
TIR =	5,6253%										

Bateria de 7,5 kWh											
TMA	3% a.a										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Custo Inic	-2.625,00 €										
Custos An	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €	-26,25 €
Receita	176,89 €	176,89 €	176,89 €	176,89 €	176,89 €	176,89 €	176,89 €	176,89 €	176,89 €	176,89 €	176,89 €
Fluxo Líqu	-2.474,36 €	150,64 €	150,64 €	150,64 €	150,64 €	150,64 €	150,64 €	150,64 €	150,64 €	150,64 €	150,64 €
VPL	-2.474,36 €	-2.328,11 €	-2.186,11 €	-2.048,26 €	-1.914,42 €	-1.784,47 €	-1.658,31 €	-1.535,83 €	-1.416,91 €	-1.301,46 €	-1.189,37 €
TIR =	1,9531%										

Bateria de 10 kWh											
TMA	3% a.a										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Custo Inic	-3.500,00 €										
Custos An	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €	-35,00 €
Receita	224,46 €	224,46 €	224,46 €	224,46 €	224,46 €	224,46 €	224,46 €	224,46 €	224,46 €	224,46 €	224,46 €
Fluxo Líqu	-3.310,55 €	189,46 €	189,46 €	189,46 €	189,46 €	189,46 €	189,46 €	189,46 €	189,46 €	189,46 €	189,46 €
VPL	-3.310,55 €	-3.126,61 €	-2.948,03 €	-2.774,65 €	-2.606,32 €	-2.442,90 €	-2.284,23 €	-2.130,19 €	-1.980,63 €	-1.835,43 €	-1.694,46 €
TIR =	1,3218%										

### 7.13 Anexo L – Cálculo dos indicadores financeiros médios para as simulações da UPAC com as adições dos respetivos sistemas de armazenamento para as projeções do ano de 2030

Bateria de 5kWh												
TMA	3%	a.a										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Custo Inic	-1.000,00 €											
Custos An	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	
Receita	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	
Fluxo Líqu	-871,07 €	128,93 €	128,93 €	128,93 €	128,93 €	128,93 €	128,93 €	128,93 €	128,93 €	128,93 €	128,93 €	
VAL	-871,07 €	-745,90 €	-624,37 €	-506,38 €	-391,82 €	-280,61 €	-172,63 €	-67,80 €	33,98 €	132,79 €	228,73 €	
TIR =	13,6576%											

Bateria de 7,5kWh												
TMA	3%	a.a										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Custo Inic	-1.500,00 €											
Custos An	15,00 €	15,00 €	15,00 €	15,00 €	15,00 €	15,00 €	15,00 €	15,00 €	15,00 €	15,00 €	15,00 €	
Receita	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	
Fluxo Líqu	-1.366,07 €	133,93 €	133,93 €	133,93 €	133,93 €	133,93 €	133,93 €	133,93 €	133,93 €	133,93 €	133,93 €	
VAL	-1.366,07 €	-1.236,04 €	-1.109,80 €	-987,23 €	-868,24 €	-752,71 €	-640,55 €	-531,65 €	-425,92 €	-323,28 €	-223,62 €	
TIR =	7,4931%											

Bateria de 10 kWh												
TMA	3%	a.a										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Custo Inic	-2.000,00 €											
Custos An	20,00 €	20,00 €	20,00 €	20,00 €	20,00 €	20,00 €	20,00 €	20,00 €	20,00 €	20,00 €	20,00 €	
Receita	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	118,93 €	
Fluxo Líqu	-1.861,07 €	138,93 €	138,93 €	138,93 €	138,93 €	138,93 €	138,93 €	138,93 €	138,93 €	138,93 €	138,93 €	
VAL	-1.861,07 €	-1.726,19 €	-1.595,23 €	-1.468,09 €	-1.344,65 €	-1.224,81 €	-1.108,46 €	-995,50 €	-885,82 €	-779,35 €	-675,97 €	
TIR =	4,1634%											