



# **Análise de Sustentabilidade Energética de um Edifício - O Caso da Leaf House**

**Gabriel Schueler Tavernese**

Bragança, Portugal  
Setembro 2019



# **Análise de Sustentabilidade Energética de um Edifício - O Caso da Leaf House**

**Gabriel Schueler Tavernese**

Dissertação submetida para obtenção do grau de Mestrado em **Energias Renováveis e Eficiência Energética** na **Escola Superior de Tecnologia e de Gestão do Instituto Politécnico de Bragança**.  
No âmbito da dupla diplomação com o CEFET/RJ

**Orientado por:**

Professor Doutor Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares  
Professor Mestre Adriano Manuel Alves Ferreira  
Professor Doutor Mamour Sop Ndiaye

Bragança, Portugal  
Setembro 2019

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares, por estar sempre presente quando precisei de alguma ajuda e por me guiar, através do conhecimento, para o melhor caminho possível de conclusão de meu objetivo.

Segundamente, agradeço ao meu coorientador, Adriano Manuel Alves Ferreira, pela disponibilidade e por me entregar informações que foram cruciais para o desenvolvimento da tese.

Terceiramente, agradeço ao meu coorientador do Brasil, Mamour Sop Ndiaye, por estar disponível via internet para me dar auxílios na conclusão da minha dissertação.

Em seguida, agradeço as instituições de ensino, tanto o IPB e o CEFET, pela oportunidade oferecida de cursar o programa de dupla diplomação, que me fez crescer tanto no âmbito profissional, quanto no pessoal.

Agradeço também, a minha família, principalmente meus pais, pelo apoio motivacional e financeiro, não deixando faltar nada para uma sobrevivência confortável.

Por último, mas não menos importante, agradeço aos meus amigos do Brasil, amigos que vieram comigo e amigos que conheci aqui em Portugal, pelos momentos que passamos e pelo apoio que todos me forneceram.

Obrigado por tudo!

## RESUMO

Com o avanço das novas formas de geração de energia elétrica, é crucial adquirir a erudição a respeito da rentabilidade, pois quanto maior for o lucro, mais acessível será aos consumidores que pretendem ser produtores de energia, portanto, para o investimento ser viável, é indispensável executar a análise de sustentabilidade. A aplicação financeira supõe como objetivo, poupar o máximo de dinheiro, logo, isto emprega-se aos sistemas fotovoltaicos residenciais, no intuito de obter a relação mais agradável entre a autonomia e a tempo de retorno do investimento. No contexto desta dissertação, foi oferecida a proposta de analisar a Leaf House, onde já existe uma geração fotovoltaica, mas, para uma averiguação com mais exatidão, é pertinente elaborar comparações com cenários alternativos, pois assim, facilita o entendimento de qual escala de exequibilidade o sistema se encaixa. A análise de sustentabilidade requer informações bem detalhadas sobre o consumo da moradia, o local de estudo e o dimensionamento da instalação fotovoltaica com o foco de alcançar resultados realistas, ou seja, é essencial buscar informações econômicas e legislativas do país no qual a tese se baseia, manusear os dados de consumo no Excel, para torná-los usitáveis no software de simulação HOMER Pro, dimensionar o sistema adequadamente com o auxílio do Sunny Design Web e com isto, receber os resultados para as ponderações finais, de acordo com os desejos sustentáveis que a Leaf House se fundamenta, desconsiderando a emissão do gás carbônico. Conclui-se que a análise de sustentabilidade é bem ampla, pois permite levar em conta quaisquer prioridade inerte ao sistema, que para o contexto da dissertação, arremata-se que os melhores cenários são os constituídos pelo novo painel fotovoltaico estipulado, pois ostenta desempenho superior e menor custo por kWp.

**Palavra-chave:** fotovoltaico; energia; simulação; sustentabilidade; autonomia.

# ABSTRACT

With the advancement of new forms of electricity generation, it is crucial to acquire the scholarship regarding profitability, because the higher the profit, the more accessible it will be to consumers who want to be energy producers, so, for the investment to be viable, it is sustainability analysis is indispensable. Financial investment is meant to save the most money, so this is used in residential photovoltaic systems to achieve the most pleasing relationship between autonomy and payback time. In the context of this dissertation, was offered the proposal to analyze the Leaf House, where a photovoltaic generation already exists, but for a more accurate investigation, it is pertinent to elaborate comparisons with alternative scenarios, thus facilitating the understanding of which feasibility scale the system fits. Sustainability analysis requires very detailed information on the consumption of the house, the place of study and the sizing of the photovoltaic installation in order to achieve realistic results, therefore, it is essential to seek economic and legislative information from the country on which the thesis is based, to handle consumer data in Excel to make it usable in HOMER Pro simulation software, to scale the system properly with the help of Sunny Design Web and with this, receive the results for the final weights, in accordance with the sustainable wishes that Leaf House is based on, disregarding the emission of carbon dioxide. It is concluded that the sustainability analysis is very broad, as it allows to take into account any priorities inherent to the system, which for the context of the dissertation, it is stated that the best scenarios are those constituted by the new stipulated photovoltaic panel, as it has superior performance and lower cost per kWp.

**Keyword:** photovoltaic; energy; simulation; sustainability; autonom

# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. MOTIVAÇÃO .....	2
1.2. JUSTIFICATIVA .....	2
1.3. OBJETIVO.....	3
1.4. METODOLOGIA .....	3
1.5. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO .....	3
<b>CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>5</b>
2.1. RADIAÇÃO .....	5
2.2. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA .....	9
2.2.1. Painel fotovoltaico.....	9
2.2.2. Inversor.....	14
2.2.3. Bateria.....	19
2.3. REGIMES DE PRODUÇÃO.....	25
2.3.1. Autoconsumo.....	25
2.3.2. Pequena produção.....	28
<b>CAPÍTULO 3 – ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>31</b>
3.1. LEAF HOUSE .....	31
3.2. ENQUADRAMENTO LEGAL.....	34
3.3. ESTUDO ECONÔMICO .....	36
3.3.1. Definições gerais .....	36
3.4. SOFTWARES UTILIZADOS .....	39
3.4.1. Excel .....	40
3.4.2. HOMER Pro .....	40
3.4.3. Sunny Design Web .....	40
<b>CAPÍTULO 4 – DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO.....</b>	<b>42</b>
4.1. MANIPULAÇÃO DOS DADOS DE CONSUMO .....	42
4.2. TECNOLOGIA EMPREGADA .....	46
4.2.1. Painéis fotovoltaicos.....	46
4.2.2. Inversores .....	48
4.2.3. Baterias .....	49
4.3. SIMULAÇÃO DOS DADOS .....	52
4.3.1. Sunny Design Web .....	53
4.3.2. HOMER Pro .....	58
<b>CAPÍTULO 5 – ESTUDO DOS CENÁRIOS DE AUTOCONSUMO .....</b>	<b>63</b>
5.1. CENÁRIO ATUAL E VARIAÇÕES.....	63
5.1.1. Cenário 1A: Limitado pela área.....	63
5.1.2. Cenário 1B: Quota de 100% de autonomia .....	66
5.1.3. Cenário 1C: Quota de 93,5% de autonomia .....	68
5.2. CENÁRIO COMPARATIVO E VARIAÇÕES .....	70
5.2.1. Cenário 2A: Limitado pela área.....	70
5.2.2. Cenário 2B: Quota de 100% de autonomia .....	73
5.2.3. Cenário 2C: Quota de 98,4% de autonomia .....	75

<b>CAPÍTULO 6 – ANÁLISE DOS RESULTADOS</b> .....	<b>78</b>
6.1. ANÁLISE FINAL .....	78
<b>CAPÍTULO 7 – CONCLUSÃO</b> .....	<b>80</b>
7.1. TRABALHOS FUTUROS.....	80
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>82</b>
<b>ANEXO A - DATASHEETS DOS EQUIPAMENTOS</b> .....	<b>86</b>
<b>ANEXO B - TABELAS DO ESTUDO DE CENÁRIOS</b> .....	<b>96</b>
<b>ANEXO C - RESULTADOS DOS CENÁRIOS</b> .....	<b>104</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Radiação na Itália com ângulo ótimo [3].	6
Figura 2: Radiação na Itália com ângulo horizontal [3].	7
Figura 3: Dados referentes a otimização do PVGIS [4].	8
Figura 4: Dados referentes a sem otimização e estando na horizontal com azimute para o sul [4].	8
Figura 5: Célula monocristalina quadrada, semi-quadrada e redonda da Siemens Solar [5].	10
Figura 6: Pastilha policristalina sem antirreflexo, com antirreflexo e célula policristalina com antirreflexo e filamentos elétricos da Photowatt [5].	10
Figura 7: Exemplos de painéis de silício cristalino de várias potências da Siemens Solar [6].	11
Figura 8: Curvas de tensão e corrente das duas células de silício cristalino instaladas em série [1].	13
Figura 9: Curvas de tensão e corrente das duas células de silício cristalino instaladas em paralelo [1].	14
Figura 10: Inversor autónomo com função opcional de controle de carga. [7].	15
Figura 11: Inversor central trifásico da Siemens [5].	16
Figura 12: Inversor "multi-fileiras" monofásico da SOLON AG [8].	16
Figura 13: Inversor de fileira de módulos da SMA [9].	17
Figura 14: Microinversor da Dorfmueller [5].	17
Figura 15: Vista dos principais componentes da célula da bateria húmida [1].	22
Figura 16: Bateria de gel da Duracell [10].	23
Figura 17: Vista em corte da bateria OPzV da Exide Technologies [1].	24
Figura 18: Exemplo de produção e consumo de uma UPAC com injeção de energia na rede [11].	26
Figura 19: Exemplo de produção e consumo de uma UPAC com quota de 100% de autoconsumo [11].	27
Figura 20: Modelo genérico de uma UPAC [11].	28
Figura 21: Modelo genérico de uma UPP [11].	29
Figura 22: As realizações da Leaf Community [13].	32
Figura 23: Projeto em 3D da Leaf House [12].	33
Figura 24: Imagem da Leaf House [14].	34
Figura 25: Ilustração dos modos de autoprodução ditos anteriormente [15].	35

Figura 26: Taxa de juros real da Itália ao longo do tempo [21].	38
Figura 27: Taxa de inflação de julho de 2018 até junho de 2019 [22].	39
Figura 28: Logo da marca Schüco com um módulo monocristalino de 60 células [24].	46
Figura 29: Logo da marca AVProject com um módulo monocristalino de 72 células [27].	47
Figura 30: Inversor da SMA 15000TL-30 [28].	49
Figura 31: Características gerais de cada tecnologia de acumuladores estacionários da BAE Batterien [29].	51
Figura 32: Dimensionamento do inversor para o contexto 1A [32].	53
Figura 33: Ajustamento do inversor para o quadro 1B [32].	54
Figura 34: Enquadramento do inversor para a situação 1C [32].	55
Figura 35: Dimensionamento do inversor para o caso 2A [32].	56
Figura 36: Ajustamento do inversor para o cenário 2B [32].	57
Figura 37: Enquadramento do inversor para o cenário 2C [32].	57
Figura 38: Esquemático do sistema no HOMER Pro.	58
Figura 39: Consumo dos meses em médias horárias.	59
Figura 40: Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de baterias do cenário 1A.	64
Figura 41: Gráfico de consumo e produção, sem o banco de baterias instalado do contexto 1A.	65
Figura 42: Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de acumuladores da situação 1B.	67
Figura 43: Gráfico expondo um dos piores obstáculos para atingir a 100% de autonomia do caso 1B.	68
Figura 44: Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de baterias do cenário 1C.	69
Figura 45: Gráfico com os instantes de aquisição de energia da rede elétrica na situação 1C.	70
Figura 46: Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de acumuladores do quadro 2A.	71
Figura 47: Gráfico de consumo e geração sem empregar o banco de baterias do quadro 2A.	72
Figura 48: Gráfico de consumo, geração e carga e descarga dos bancos de baterias do contexto 2B.	74
Figura 49: Gráfico indicando a pior dificuldade para atingir 100% de autonomia na conjuntura 2B.	75

Figura 50: Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de baterias no cenário 2C.

---

76

Figura 51: Gráfico com os instantes onde há fornecimento de energia da rede elétrica, na situação 2C.

---

77

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Primeira análise. _____	42
Tabela 2: Segunda análise. _____	43
Tabela 3: Processo de solução da segunda parte. _____	44
Tabela 4: Processo de correção da terceira análise. _____	45
Tabela 5: Última análise. _____	45
Tabela 6: Fatores econômicos da Itália. _____	60
Tabela 7: Características de entrada dos módulos fotovoltaicos. _____	61
Tabela 8: Propriedades de introdução do inversor. _____	61
Tabela 9: Especificações de implementação do banco de baterias. _____	62
Tabela 10: Resultados financeiros com bateria da situação 1A. _____	64
Tabela 11: Desfechos econômicos sem o banco de acumuladores do quadro 1A. _____	66
Tabela 12: Fins financeiros da circunstância 1B. _____	67
Tabela 13: Resultas econômicas do contexto 1C. _____	69
Tabela 14: Resultados econômicos do contexto 2A. _____	72
Tabela 15: Desfechos financeiros do cenário 2A. _____	73
Tabela 16: Resultas financeiras da conjuntura 2B. _____	74
Tabela 17: Conclusões econômicas do quadro 2C. _____	76
Tabela B-10: Configurações relacionadas ao inversor da situação 1C. _____	99
Tabela B-15: Princípios respeitantes ao banco de baterias do quadro 2A. _____	100
Tabela B-16: Dados pertencentes a instalação da circunstância 2A. _____	101
Tabela B-17: Especificações pertinentes ao painel da conjuntura 2B. _____	101
Tabela B-19: Princípios respeitantes ao banco de baterias do quadro 2B. _____	102

# SIGLAS E ACRÔNIMOS

**ASSPC** - *Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo*

**CC** - Corrente Contínua

**CA** - Corrente Alternada

**GSE** - *Gestore Servizi Energetici*

**HOMER** - *Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables*

**Imp** - Corrente na potência máxima

**Isc** - Corrente de curto circuito

**NASA** - *National Aeronautics and Space Administration*

**NOCT** - *Nominal Operating Cell Temperature*

**O&E** - Operação e Manutenção

**OPzS** - *Ortsfeste Panzerplatte Spezial*

**OPzV** - *Ortsfeste Panzerplatte Verschlussen*

**Pmax** - Potência máxima

**PVGIS** - *Photovoltaic Geographical Information System*

**RESP** - Rede Elétrica de Serviço Público

**SSPC** - *Sistemi Semplici di Produzione e Consumo*

**STC** - *Standard Test Conditions*

**UPAC** - Unidade de Produção de Autoconsumo

**UPP** - Unidade de Pequena Produção

**VAL** - Valor Atual Líquido

**Vcc** - Tensão em Corrente Contínua

**Vmp** - Tensão na potência máxima

**Voc** - Tensão de Circuito Aberto

**VRLA - *Valve Regulated Lead Acid***

# Capítulo 1 – Introdução

Quando se pergunta para a maioria das pessoas da sociedade moderna perdurável, o que elas fizeram no dia, não importa o que elas tenham feito, claramente se notará que a energia elétrica esteve presente em seu dia. Com isto, tem-se a análise de que viver do jeito que atual, sem o uso desta energia, é impensável ou, pelo menos, difícil.

A energia elétrica pode ser gerada de várias formas, que se resumem em geração com uso de fontes de energia renováveis, como solar e eólica e não renováveis, como petróleo e carvão.

As fontes renováveis sempre existiram para ajudar na evolução humana ao longo da existência, logo, com o passar dos anos, foi sendo utilizada de diversas formas e sendo aprimorada cada vez mais, pois o maior problema que encontramos neste modo de gerar energia, é a limitação tecnológica no qual, ainda não se consegue extrair a quantidade de energia desejada.

As fontes não renováveis também fazem o mesmo papel na vida do homem, mas como o nome já define, estas fontes são finitas, então, em algum momento indefinido, elas deixaram de existir e será primordial usufruir da energia provida de geração utilizando recursos renováveis.

Além do motivo de serem ilimitadas, existem outros propósitos interessantes para a aplicação de fontes renováveis de energia, que pode-se sintetizar em um aumento da confiabilidade do sistema, pois existirá mais de uma fonte geradora de energia que diminui as possibilidades de momentos sem energia elétrica, na diminuição da dependência de fontes finitas e redução do uso da rede elétrica, que remete ao aumento da autonomia energética, tanto para uma pessoa, quanto para um país, ou seja, uma vantagem que seria interessante dispor.

No momento em que se comenta sobre o aumento da autonomia em geração de energia, uma das formas que se pensa é a fotovoltaica, que é a mais acessível de adquirir por uma habitação, pois sua fonte é o Sol, que está disponível em qualquer lugar, por sua facilidade de instalação e por estar cada vez mais presente no mercado consumidor.

Com as tecnologias atuais, encontra-se mais painéis fotovoltaicos no mercado, com valores mais baratos do que antigamente, que serão inseridos como parte das propostas realizadas para aprimoramento do sistema de estudo.

Na conjuntura atual, ainda precisa-se avançar mais, para que este tipo de geração de energia fique mais viável, no sentido de ser o mais autônomo possível. No entanto, algumas pessoas, já estão construindo suas próprias gerações fotovoltaicas, com o foco de se tornarem mais autossuficientes e de venderem uma imagem de serem mais ecológicos. Para que isso aconteça, é necessário fazer uma análise de sustentabilidade do sistema em que se pretende executar a instalação.

O contexto desta dissertação é uma análise de sustentabilidade no sentido de exercer uma proposição, para atender os objetivos do proprietário do edifício, em um contexto onde já existe uma geração de energia elétrica, provida de uma instalação fotovoltaica, em um prédio de 6 apartamentos, situado em Angeli di Rosora, na Ancona, Itália.

Não está sendo considerado o fator venda de imagem nos cálculos financeiros e as emissões de gás carbônico nesta tese.

Nesta residência, existem 115 painéis fotovoltaicos de 170 Wp de geração, somando no total 19,55 kWp, da marca Schüco, instalados no telhado de 146,8 m<sup>2</sup>, no qual será o objeto de estudo desta dissertação.

Neste capítulo será apresentada a informação sobre a motivação, a justificativa, o objetivo, a metodologia e a organização do documento.

## **1.1. Motivação**

Com o passar dos anos, a tecnologia tende a evoluir, não importando qual seja a sua área de utilização, e isso também é atribuído para a geração fotovoltaica de energia elétrica.

Acompanhando o desenvolvimento deste modo de produção de energia, com a ideia de que cada vez mais se tornar independente da rede elétrica, motiva-se a querer fazer parte desta evolução, pois é interessante a diminuição da dependência que os consumidores têm do sistema elétrico e também a ideia de poder gerar energia elétrica diretamente da radiação do Sol.

## **1.2. Justificativa**

A geração de energia é exercida de forma a abastecer as necessidades dos consumidores, independentemente do método de geração e de como a carga gasta a energia provida da rede,

mas estas urgências devem ser cumpridas de modo que seja evitado, ao máximo, os prejuízos, logo, o mesmo se aplica a geração fotovoltaica, onde é imprescindível efetuar a análise de sustentabilidade, afim de conquistar o lucro desejado.

### **1.3. Objetivo**

Este estudo tem como objetivo fazer uma análise de sustentabilidade, no contexto onde já existe uma geração fotovoltaica de energia elétrica, em um prédio de 6 apartamentos, localizado em Angeli di Rosora, na Ancona, Itália, ou seja, uma análise para compreender a viabilidade financeira do sistema fotovoltaico na residência.

A análise é feita em relação ao que já existe instalado no momento, possíveis soluções de autonomia que o dono gostaria de dispor e uma proposta comparativa com as tecnologias mais recentes que são encontradas no mercado, para cada solução apresentada da tecnologia atualmente instalada.

### **1.4. Metodologia**

Para que o objetivo fosse feito de forma concisa e com o mínimo de erros, foi essencial utilizar o Excel, Sunny Design Web e o software de análise de sustentabilidade, o HOMER Pro, ou seja, ao receber os dados reais de consumo da residência, eles são manipulados para diminuir os erros existentes.

Após retificar as falhas, a próxima etapa é definir quais equipamentos serão empregados no dimensionamento, com a ajuda do Sunny Design Web.

Com o enquadramento concluído, é inserido, em conjunto dos dados de consumo, no HOMER Pro, com o intuito de obter as simulações e assim, dar-se início a análise de sustentabilidade e a conclusão da dissertação.

### **1.5. Organização do documento**

Para facilitar o encontro das informações, este documento foi separado em 6 capítulos, no quais, serão citados abaixo.

No primeiro capítulo, é entregue a introdução de toda a dissertação e um enquadramento superficial do decorrer do documento.

No segundo capítulo, encontra-se o resumo bibliográfico que foi baseado e utilizado para que o projeto desta tese fosse o mais completo possível.

No terceiro capítulo, é definido o caso de estudo que este documento emprega como base das análises que foram feitas.

No quarto capítulo, é mostrado e explicado como foi o processo de crescimento do trabalho, sendo citado, do início até o fim.

No quinto capítulo, são apresentadas as simulações que foram usadas para fazer a análise de sustentabilidade e as comparações entre elas.

No sexto capítulo, são feitas as análises finais sobre os resultados das opções escolhidas no capítulo anterior.

No sétimo capítulo, é exibida a conclusão de todo o estudo e trabalho elaborado presente neste documento e a possibilidade de trabalhos futuros.

## Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica

Neste capítulo inclui o conhecimento bibliográfico fundamental para o entendimento da tese, pois boa parte da informação que foi empregue para o desenvolvimento das simulações, foi fundada neste conteúdo.

Os fundamentos desta parte resumem a fonte fornecedora de energia, os dispositivos vitais para a geração e os métodos que podem ser implementados para reproduzir a eletricidade.

### 2.1. Radiação

A geração fotovoltaica utiliza a radiação solar diretamente, que através de sua tecnologia, transforma esta fonte, incomensurável em relação a existência humana, em energia elétrica e, para a geração solar térmica, gera calor para aquecimento da água usada em uma residência [1].

O Sol é a fonte e o controlador da existência da vida no planeta Terra, desde o início dela. Sem esta origem de energia, não existiria forma de vida e muito menos os recursos que utilizamos para a sobrevivência humana, ou seja, em uma análise rápida, qualquer método de geração energética só funciona, diretamente ou indiretamente, por causa da estrela que se situa no centro do Sistema Solar no qual vivemos [2].

Para saber se determinada região possui uma irradiação interessante para uma implementação de uma geração fotovoltaica, é importante ter os dados referentes ao local de implantação da instalação. O local de estudo, como escrito anteriormente, é na Itália, logo, tem que ser analisado o potencial fornecido de energia provida do Sol na região.

A variação da radiação recebida pelo módulo fotovoltaico é influenciada pelas nuvens, atmosfera, região do planeta em relação à latitude e longitude, reflexão da superfície terrestre, época do ano, o ângulo de inclinação do painel e o azimute dele. Considerando que o local que receberá a radiação já foi escolhido e os efeitos da natureza acontecem sem o humano poder alterar, o único fator faltante são a inclinação e o azimute, logo, as duas imagens abaixo, distinguem o nível de radiância entre o cenário ótimo de instalação e o horizontal. Na **Figura 1**, mostra-se o potencial da radiação na Itália com o ângulo ótimo e na **Figura 2**, com a instalação na horizontal [1].

# Global irradiation and solar electricity potential

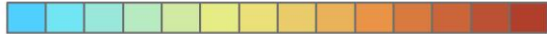
## Optimally-inclined photovoltaic modules

### ITALY / ITALIA



Yearly sum of global irradiation  
[kWh/m<sup>2</sup>]

< 800 1000 1200 1400 1600 1800 2000 > 2200



< 600 750 900 1050 1200 1350 1500 > 1650

Urban area

Water body

Yearly sum of solar electricity generated by 1kW<sub>p</sub>  
system with performance ratio 0.75  
[kWh/kW<sub>peak</sub>]

Projection: Lambert Azimutal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°  
Source of ancillary data: CORINE Land Cover  
DTM SRTM-30  
GISCO database  
Geonames  
Natural Earth

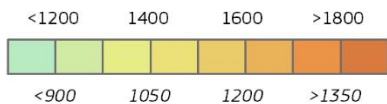
Figura 1: Radiação na Itália com ângulo ótimo [3].

## Global irradiation and solar electricity potential Horizontally mounted photovoltaic modules

### ITALY / ITALIA



Yearly sum of global irradiation  
[kWh/m<sup>2</sup>]



Urban area  
Water body

Yearly sum of solar electricity generated by 1kW<sub>p</sub>  
system with performance ratio 0.75  
[kWh/kW<sub>peak</sub>]

**CM SAF**  
Climate Monitoring

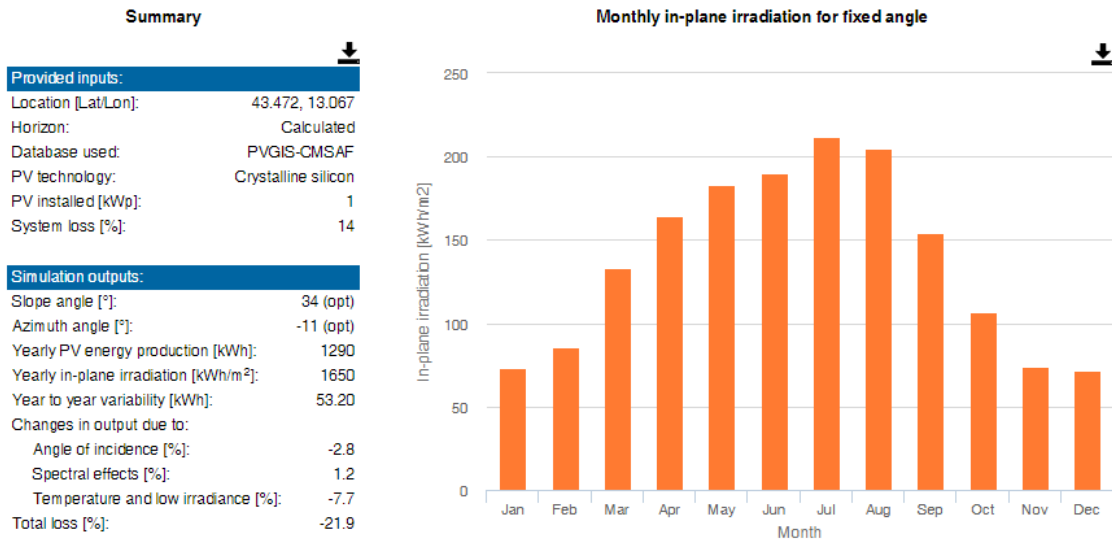
Joint  
Research  
Centre

Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua  
European Commission - Joint Research Centre  
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit  
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

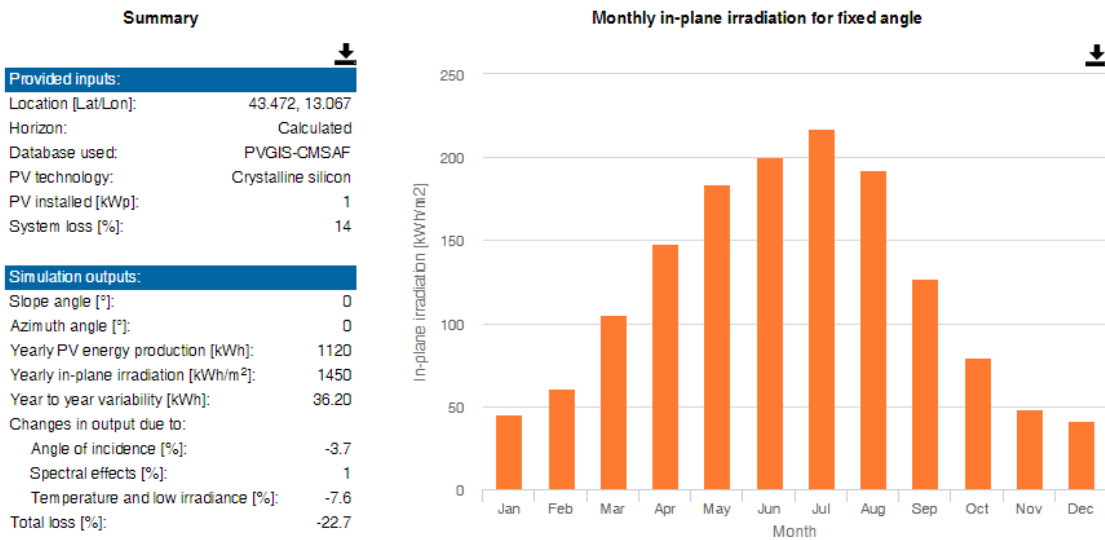
**Figura 2: Radiação na Itália com ângulo horizontal [3].**

Analisando as duas figuras, percebe-se que somente pela otimização da posição dos módulos, existe uma diminuição da recepção da radiação solar anual, que por consequência, pode reduzir a geração fotovoltaica.

Nas **Figuras 3 e 4** abaixo, são mostradas as diferenças na produção de energia devido a otimização da posição e a instalação na horizontal dos painéis fotovoltaicos. Apenas para fins de demonstração, a geração é de somente 1 kWp e o local é Angeli de Rosora, no qual a residência de estudo se encontra.



**Figura 3: Dados referentes a otimização do PVGIS [4].**



**Figura 4: Dados referentes a sem otimização e estando na horizontal com azimute para o sul [4].**

Pode-se notar que com a averiguação dos dados gerados pelo PVGIS, mantém a disparidade de incidência da radiação mostrada na **Figura 1**, em relação à **Figura 2**, além de mostrar divergência entre os meses, ou seja, conclui-se que há uma perda na geração de energia anual no sistema simulado, com somente a alteração nos ângulos dos módulos.

## 2.2. Tecnologia fotovoltaica

Como todo método de gerar energia engloba uma gama de equipamentos e maquinários para funcionar, a produção de energia elétrica provida de tecnologia fotovoltaica também detém ferramentas e dispositivos que auxiliam no funcionamento dos modos existentes.

Neste capítulo é apresentada a tecnologia básica atual de mercado para o exercício da produção da energia elétrica que são, os painéis fotovoltaicos, os inversores e o equipamento essencial para acumular esta energia gerada, conhecido como acumulador ou bateria.

### 2.2.1. Painel fotovoltaico

Para entender de modo conciso a tecnologia do módulo fotovoltaico, é importante entender do que ele é composto. Na composição de um módulo, há uma quantidade de células solares, que são feitas de materiais semicondutores, ligadas em série, paralelo ou série e paralelo [1].

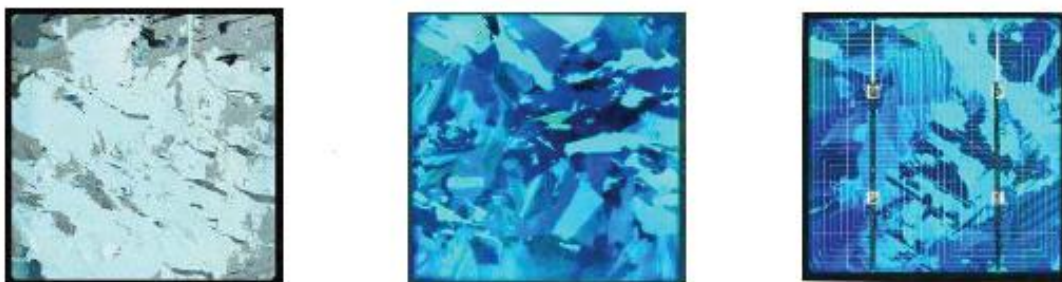
Olhando na tabela periódica, acham-se os elementos químicos semicondutores que podem ser empregados à produção fotovoltaica, que são o Carbono (C), Silício (Si), Germânio (Ge), Arsênio (As), Fósforo (P), Selênio (Se) e o Telúrio (Te). Dentre eles, o mais abundante no planeta é o silício, que possui boas características, como ter 4 elétrons na camada de valência e com isso, não possuir lacunas ou excesso de elétrons no momento de ligação entre os átomos [5] [1].

Considerando esses fatores, percebe-se que a maioria das células solares existentes no mercado são de silício cristalino, pela enorme quantidade do material existente na Terra e pelo bom desempenho na função em que são empregadas, ou seja, atualmente, possuem um bom custo-benefício que ainda pode aprimorar com o desenvolvimento da tecnologia [5].

Além do silício ser o elemento escolhido pela tecnologia atual, ainda deve-se definir como vai ser a manufatura deste material. Os formatos fabricados presentes no mercado são, principalmente, as células de silício monocristalino e policristalino. Dentre as duas categorias, a célula monocristalina contém uma eficiência maior que a outra, logo, existindo a opção de optar por qual modelo deve-se comprar, o ideal é sempre definir o que tiver qualidade e desempenho superior. Na **Figura 5**, são expostos os tipos de células monocristalinas e na **Figura 6**, os de células policristalinas [5].

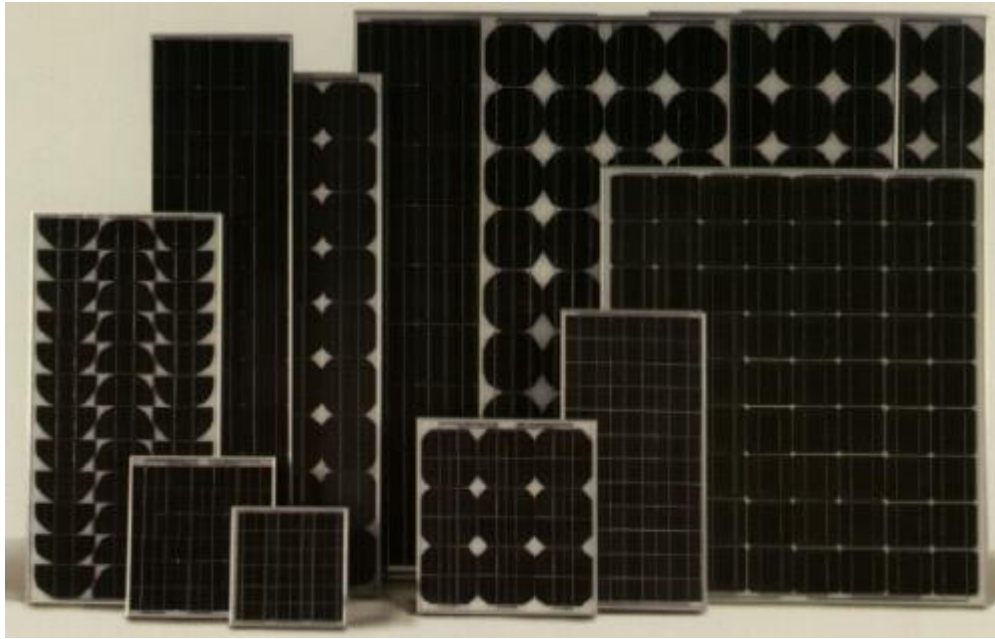


**Figura 5: Célula monocristalina quadrada, semi-quadrada e redonda da Siemens Solar [5].**



**Figura 6: Pastilha policristalina sem antirreflexo, com antirreflexo e célula policristalina com antirreflexo e filamentos elétricos da Photowatt [5].**

Após o entendimento dos tipos de materiais e formatos que estes podem ser constituídos, pode-se compreender o que é um painel fotovoltaico. O módulo é simplesmente a armação, onde contêm as células ligadas entre si, e estes vínculos definem os valores base do conjunto. Lembra-se que este conjunto possui duração média de 25 anos. Na **Figura 7**, são retratados alguns exemplos de painéis de silício cristalino [1].



**Figura 7: Exemplos de painéis de silício cristalino de várias potências da Siemens Solar [6].**

Nos datasheets referentes aos painéis fotovoltaicos, estão os aspectos importantes que são recomendados para ter uma ideia de dimensionamento, antes de implementar uma instalação, pois todos os outros equipamentos dependem dos valores finais definidos pela quantidade de painéis usados [1].

Normalmente os datasheets contêm os valores separados em tabelas, onde cada uma inclui os dados relacionados ao título da tabela. Essas denominações são, as especificações elétricas de STC e de NOCT, especificações térmicas, especificações mecânicas e garantia de potência ao longo dos anos, que estão no Anexo A.

Termos presentes na seção de elétrica [1] (Anexo A):

- **STC – Standard Test Conditions.** São os valores em condições uniformes de funcionamento para um módulo fotovoltaico, com o intuito de comparar diferentes painéis, ou seja, um espectro de luz definido com uma massa de ar de **1,5**, irradiância de **1000 W/m<sup>2</sup>** e temperatura na célula de **25°C**.
- **NOCT – Nominal Operating Cell Temperature.** Como o nome já assume, são os valores em condições mais condizentes de operação, ou seja, com velocidade do vento de **1 m/s**, irradiância de **800 W/m<sup>2</sup>** e temperatura ambiente de **20°C**. No contexto da temperatura, pode aparecer a da célula, de **45°C**.
- **P<sub>max</sub>** – Potência máxima de geração em Wp.
- **V<sub>mp</sub>** – Tensão no momento de potência máxima em V.

- **$I_{mp}$**  – Corrente no momento de potência máxima em A.
- **$V_{oc}$**  – Tensão de circuito aberto em V.
- **$I_{sc}$**  – Corrente de curto circuito em A.
- **Tolerância de potência** em W.
- **Tensão máxima do sistema** em V.
- **Eficiência do módulo** em %.
- **Corrente reversa máxima** em A.

Na tabela de parâmetros térmicos têm-se os coeficientes de temperatura de potência, tensão e corrente em porcentagem por grau Celsius e a variação de temperatura na NOCT em Celsius. Estes coeficientes servem para calcular as perdas para definir a flutuação dos dados base para a nova temperatura [5].

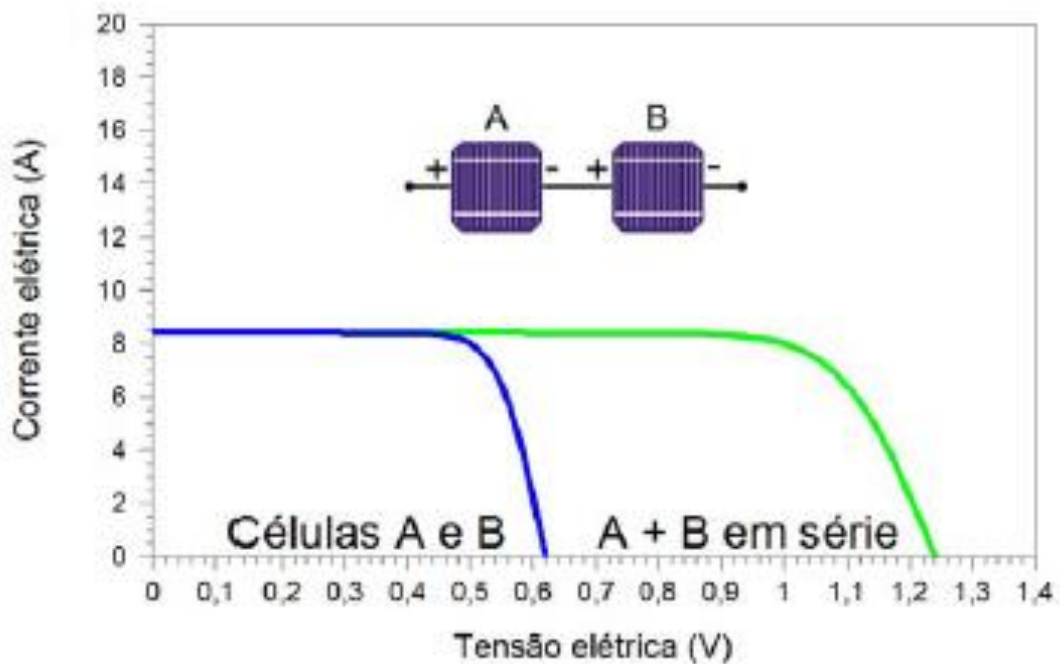
Os fabricantes normalmente mostram em seus datasheets a garantia da quantidade, em porcentagem, da potência que não decairá, até um delimitado tempo. Este valor varia se compararmos as épocas divergentes das criações dos painéis (Anexo A)

Por último, normalmente localiza-se os aspectos mecânicos do módulo fotovoltaico, onde se expõem os atributos físicos imprescindíveis para qualquer instalação que deseja ser feita, pois a área disponível para a implementação da geração é um dos fatores mais limitantes, no instante no qual vai ser calculado a quantidade de painéis a serem instalados no local, ou seja, se uma pessoa deseja instalar 5 kWp em sua residência para suprir as necessidades durante o dia, mas só possui espaço disponível para 3 kWp, ela não conseguirá abastecer a sua carga como gostaria [5].

Além da área, outro parâmetro importante dessa seção é o peso, pois serve para dimensionar os suportes ideais para a hospedagem dos módulos, com o objetivo de não danificar, tanto a estrutura dos suportes e da superfície no qual estão fixados, quanto os próprios painéis [5].

Com os dados de potência, tensão e corrente de cada painel, pode-se calcular os valores finais de uma instalação, dependendo do arranjo que for construído. As possibilidades de disposição dos módulos seguem a mesma ideia de formação e cálculo das células fotovoltaicas, ou seja, se resumem em série ou paralelo, onde para cada modo de composição, deve-se tomar cuidado com um dos parâmetros base dos painéis. Os valores de corrente gerados pelos módulos são em corrente contínua [1].

Na associação em série, o fator importante é a tensão que vai sendo somada com a quantidade de módulos postos, mas a corrente permanece constante independentemente da quantidade instalada. Na **Figura 8**, são mostradas as curvas de tensão e corrente de duas células em série.



**Figura 8:** Curvas de tensão e corrente das duas células de silício cristalino instaladas em série [1].

Esse valor de corrente constante só acontece se assumirmos que são os mesmos módulos ou células e se estão na mesma temperatura e irradiação, pois considerando isso, as correntes de cada um, serão iguais. Caso exista valores de correntes diferentes vindo de módulos dispares, a corrente será limitada ao menor valor, mesmo assim, não é aconselhado fazer isto, pelo motivo de acarretar superaquecimento [1].

Na associação em paralelo, aplicando o conector Y, o elemento preocupante é a corrente que é somada com o aumento de painéis instalados em paralelo, mas a tensão se preserva a mesma de como se tivesse um módulo instalado. Na **Figura 9**, são apresentadas as curvas de tensão e corrente de duas células em paralelo.

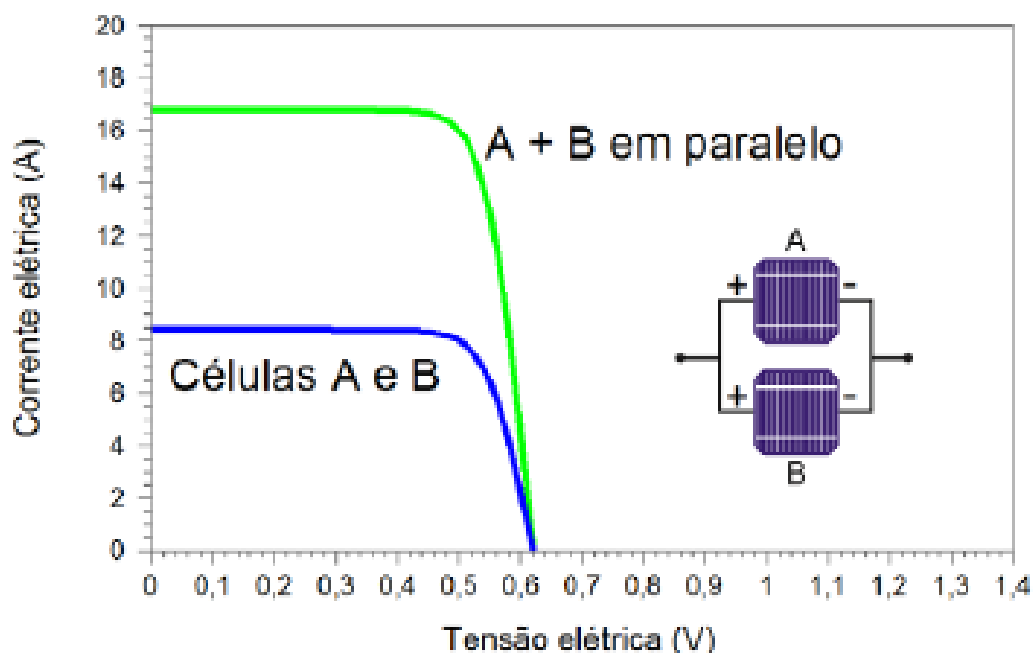


Figura 9: Curvas de tensão e corrente das duas células de silício cristalino instaladas em paralelo [1].

### 2.2.2. Inversor

Com o entendimento básico sobre o funcionamento dos módulos fotovoltaicos, percebe-se que existem valores que devem-se ser levados em consideração quando for adquirir um inversor. Entre estes valores, os mais importantes são a potência de geração, a tensão e a corrente de curto-circuito, pois são os valores máximos que a instalação fotovoltaica pode alcançar e os que possuem maior probabilidade de causar algum defeito no sistema [1].

Para dimensionar um inversor, é necessário ter um conhecimento basilar sobre seu trabalho perante o sistema de geração fotovoltaico, pois com este discernimento, pode-se evitar as possíveis futuras falhas e compreender qual inversor oferece o custo-benefício que agrada o produtor.

Este equipamento serve para conectar o sistema gerador fotovoltaico ao consumo desta energia gerada. O consumidor desta energia se resume em carga, rede ou ambos, no qual eles utilizando a corrente alternada, logo a produção, que é em corrente contínua, precisa ser convertida em corrente alternada com frequência e tensão necessária para se adequar ao consumidor final.

Entre os inversores, existem duas classificações gerais, que se denominam em inversores de rede e os autônomos, onde o nome já denomina o funcionamento. Os ligados à

rede possuem as funções de alimentar prioritariamente a carga com a energia gerada, injetar o excesso produzido diretamente na rede elétrica ou armazená-lo em um banco de baterias, registrar os dados operacionais e sempre ajustar o sistema gerador de forma a produzir a potência máxima de operação independentemente da situação [5].

Apesar do contexto que se aplica a Leaf House, onde o sistema fotovoltaico está conectado na rede elétrica, é relevante citar o inversor autônomo. Os inversores autônomos dispõem de características destoantes com os ligados à rede. A diferença mais importante é o fator de não existir a rede de energia para injetar o excesso gerado pelo sistema, logo o excedente é armazenado em bancos de baterias para ser usado quando necessário. O principal motivo de empregar este tipo de inversor é ser totalmente isolado da rede de distribuição elétrica. Na **Figura 10**, é apresentado um inversor autônomo [5].



**Figura 10: Inversor autônomo com função opcional de controle de carga. [7].**

Outra classificação importante dos inversores é de acordo com a gama de operação de cada tipo. São separados basicamente em 4 grupos de inversores, que são os centrais, os “multi-fileiras”, os de cadeia ou fileira de módulos e integrados ou microinversor [1].

Os inversores centrais são trifásicos, usados em instalações de grandes dimensões como pátios fotovoltaicos, com elevado valor de potência de geração, que é exibido na **Figura 11** [1].



**Figura 11: Inversor central trifásico da Siemens [5].**

Os “multi-fileiras” são quase idênticos aos centrais e dependendo da fonte bibliográfica, pode ser considerado o mesmo tipo, pois as divergências são as possibilidades de serem trifásicos ou monofásicos e menores valores de potência, adequando-se melhor ao ambiente urbano. O inverso citado é exposto na **Figura 12** [1].



**Figura 12: Inversor "multi-fileiras" monofásico da SOLON AG [8].**

Os inversores de fileira de módulos são adequados para pequenas instalações, onde a quantidade de painéis não ultrapassa os valores limites para o uso deste equipamento ou pode ser empregado, em grande quantidade, em instalações maiores, ao invés de implementar um “multi-fileiras”. Na **Figura 13**, é apontado o inversor de fileiras [1].



**Figura 13: Inversor de fileira de módulos da SMA [9].**

Os inversores integrados, modulares e microinversores são empregues em um ou dois módulos fotovoltaicos, com o objetivo de instalar em pequenas gerações ou em cada módulo em uma instalação de grande porte. Na **Figura 14**, é exibido o microinversor [5].



**Figura 14: Microinversor da Dorfmueller [5].**

Um fator importante a ser levado em consideração é o ajuste de potência máxima que o inversor elabora em relação a geração, para sempre gerar o máximo possível de energia, considerando a quantidade de painéis ligados, pois quanto mais painéis encontram-se ligados ao inversor, o ajustamento afasta-se do ideal, logo, desconsiderando o custo dos dispositivos, o mais propício para regulamento de potência, seria ter um microinversor ligado a um módulo, independente da proporção da instalação, mas como existe um custo entrelaçado com o tipo de equipamento escolhido, deve-se levar em consideração qual deles oferece o custo-benefício desejável [5].

Assim que optar por qual modelo de dispositivo vai ser usado, o próximo passo para dimensionar o inversor é entender os dados presentes no datasheet do fabricante, referente ao produto escolhido, pois nele, detêm as informações essenciais para o funcionamento adequado.

O mesmo que foi escrito sobre datasheets de módulos fotovoltaicos, normalmente, também se aplica para o contexto dos inversores, pois facilita a compreensão do arquivo com a separação em tabelas, ou seja, os documentos são separados em entrada em corrente contínua, saída em corrente alternada, eficiência, dispositivos de proteção, informações gerais e acessórios e funções. Entre estes tópicos, o que é considerado o mais importante, em quesitos de dimensionamento, são os três primeiros, pois neles se definem respectivamente, as limitações da instalação, com a quantidade de ajustes e fileiras do ponto de máxima potência, as alimentações que a carga recebe e o quanto de perda há na conversão de CC para CA [1] (Anexo A).

Na seção de entrada, encontram-se os valores limitantes que o inversor consegue trabalhar, que são, a potência máxima, a tensão máxima e mínima e a corrente máxima suportada pelo dispositivo, logo, após os cálculos resultantes sobre estes dados que a geração fotovoltaica consegue suprir, poderá ser escolhido qual inversor sustém tais grandezas [1] (Anexo A).

No segmento de saída, definem-se dados referentes ao provimento de energia para o consumo, que é de grande importância, pois este abastecimento precisa atingir o objetivo almejado por quem adquiriu o inversor, então os escalões de valores de tensão, corrente, potência e frequência devem estar operando de acordo com as carências do local de consumo [1] (Anexo A).

O último fator presente no datasheet entre os mais relevantes para o dimensionamento, é a eficiência, pois ela elucida a relação existente entre a potência de saída e a de entrada do inversor, ou seja, quanto maior a eficiência do equipamento, menos energia é perdida na transformação da energia [1].

Um dimensionamento bem planejado se resume em gastar menos dinheiro, gerando o máximo possível, logo, para alcançar este desígnio, além de todos esses fatores escritos anteriormente, é essencial entender a relação de potência entre o inversor e os módulos, em razão de ter o custo-benefício mais satisfatório.

Nas literaturas que citam a respeito da razão de potência entre os equipamentos, sempre é explicitado o escalão no qual essa relação deve proceder para ter o proveito satisfatório da geração. Independente da fonte bibliográfica, a diferença entre o máximo e o mínimo é bem similar, logo, assimilando os valores mais extremos, pois inclui os outros menores, conclui-se

que a potência nominal CA do inversor deve estar entre 70% e 120% da potência da geração fotovoltaica [1] [5].

Considerando que não é comum, na conjuntura tecnológica atual, os painéis fotovoltaicos trabalhem na STC ou perto da potência nominal, constata-se que basicamente, o valor mais vantajoso de potência para o inversor, é, em maioria, menor que a potência nominal do sistema gerador, pois, mesmo que seja perdida a energia gerada em excesso, a poupança feita por investir em um inversor mais barato, compensa as perdas, mas isto, é uma análise que tem que ser simulada em um programa, para indicar com mais perfeição em qual nível de potência tem-se a maior poupança para determinada instalação [1] [5].

### **2.2.3. Bateria**

Um dos principais componentes existentes, tanto na eletrônica de consumo, quanto na geração fotovoltaica, são os acumuladores ou baterias, pois só de tentar entender onde são usados, nota-se que estes componentes estão constituindo os celulares e notebooks, que são produtos bem comuns hoje em dia.

Nos sistemas fotovoltaicos, a bateria é um componente primordial, quando cita-se sistemas autônomos, e é um integrante que pode ser implementado em um sistema conectado à rede de distribuição de energia, com o objetivo de armazenar a energia gerada em excesso e usá-la em momentos que a geração não supri as necessidades da instalação de consumo [5].

Para o uso de baterias em sistemas de geração fotovoltaica, é imprescindível a utilização de um controlador ou regulador de carga, pois este abrange a função de efetuar de modo adequado a gestão do fluxo de energia entre a carga, a geração e a bateria, impedindo sobretensões, correntes de curto-circuito, corrente reversa e o prolongamento no tempo de vida da bateria com a programação de carregar e descarregar nos momentos adequados, obedecendo os limites elétricos e a profundidade de descarga da bateria [1].

No mercado elétrico de equipamentos, os tipos mais comuns de baterias, são as de ácido chumbo, níquel-cádmio, hidreto metálico de níquel e de íons de lítio. Dentre estas citadas, a pluralidade é de ácido chumbo, pois detém rentável relação preço por eficiência e pode propiciar correntes de carga elevadas e de baixo valor, mantendo uma boa eficiência [5].

Para dimensionar um banco de baterias para um sistema fotovoltaico de geração, é importante assimilar os fatores básicos envolventes do tema e ter em mente qual bateria atende

satisfatoriamente as necessidades do produtor, ou seja, entender sobre a tensão, a corrente e a energia fornecida especificadas por cada tipo de acumulador.

Dentro de uma bateria existem células individuais, normalmente ligadas em série, com tensão de 2V que especificam o valor de tensão da bateria, ou seja, na hipótese de dentro da bateria tenham 6 células ligadas em série, a tensão final é de 12V. A tensão é um pilar essencial quando se fala de baterias, porque ela define os momentos de carga e descarga e caso ela seja controlada de maneira inadequada, acarretará em problemas fatais para continuação do uso do equipamento, logo, é imprescindível a utilização de um controlador ou regulador de carga para assegurar que os limites da bateria serão respeitados [5].

A capacidade de um acumulador é estabelecida pela quantidade de eletricidade que ela consegue fornecer até chegar ao ponto de total descarga, ou seja, para estabelecer o valor de energia que ela consegue abastecer, é necessário saber a tensão da bateria e a capacidade, que é a multiplicação da descarga contínua pelo respectivo tempo de descarga. Com esta informação e olhando o datasheet das baterias, averigua-se que há valores em Ah para cada escalão de capacidade de energia, logo, para um valor de 1.280 Ah, com capacidade  $C_{100}$ , tem-se a corrente de 12,8 A, ao longo de 100 horas de funcionamento e, considerando tensão de 2V, a capacidade de transferência de energia é de 2,560 kWh. Sabendo a capacidade e a tensão da bateria, pode ser calculada a energia de abastecimento do acumulador, no qual fornecerá energia no tempo estipulado pelo patamar de capacidade [5].

Como todo mecanismo elétrico, a bateria também possui um tempo de vida que é definido por ciclos completos de carga e descarga, logo, no momento de seleção do acumulador, é importante verificar a duração de funcionamento, para averiguar qual se enquadra melhor no sistema projetado e ter noção prévia de quando será necessário substituir o equipamento por um novo. Estes ciclos podem variar de acordo com tecnologia no qual a bateria foi construída e pela profundidade de descarga programada para o uso dela. A profundidade de descarga é a definição de o quanto se utiliza da bateria em relação a sua capacidade total, mas apesar de ser definido por quem compra a bateria, é relevante informar que quanto maior a profundidade de descarga, menos tempo a bateria dura e aumenta a possibilidade de acontecer falhas [5].

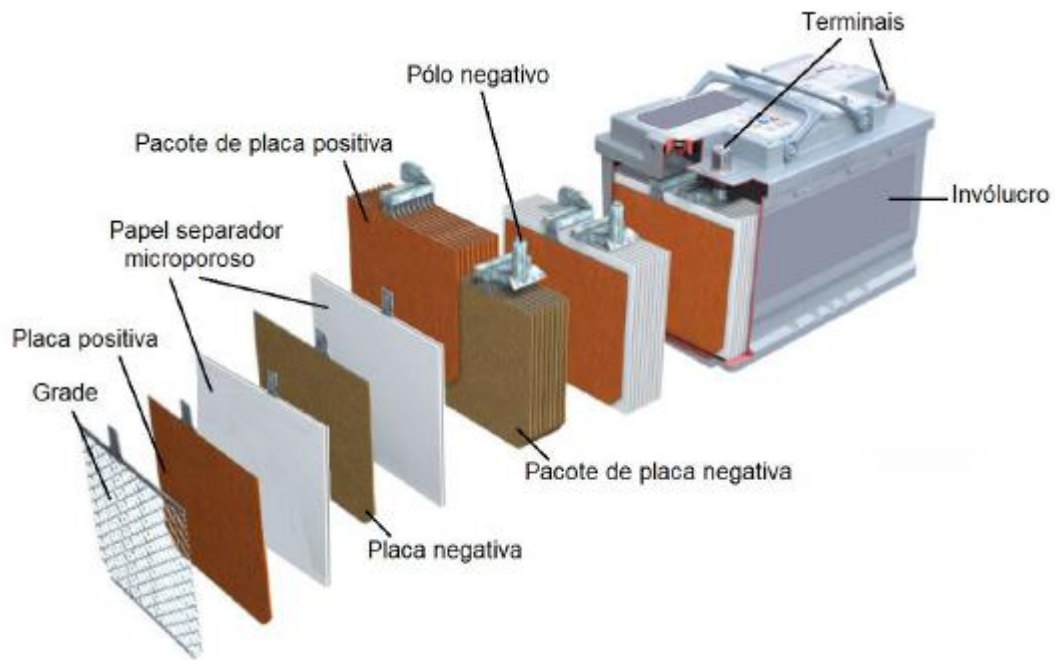
Para cada instalação existente e que ainda pode existir, no qual é pretendido a aplicação de banco de acumuladores, é fundamental considerar a função do sistema gerador, para ajudar na deliberação de qual tecnologia compatibiliza-se convenientemente com este objetivo.

As baterias presentes, hoje em dia, para produção de energia podem ser resumidas em 3 categorias. As baterias húmidas de eletrólito fluido ou solares, as baterias de gel ou VRLA de gel e as baterias estacionárias com placas tubulares, definidas em especiais ou OPzS e com válvulas ou OPzV [5].

Os acumuladores húmidos são os mais habituais, modestos e acessíveis no mercado, pois também servem para partida de automóveis, logo, são produzidos em larga escala. Por funcionarem com eletrólito fluido, é necessário a manutenção e reposição do fluido de acordo com a frequência de utilização da bateria, que pode variar de 6 meses até 3 anos. Como o material dentro deles é líquido, é essencial ter cuidado com o local e posição de instalação, para evitar vazamentos, prevenir aumento de temperatura desnecessário com ambiente ventilado e facilitar a preservação do equipamento [5].

Um detalhe importante é o ciclo de vida da bateria que, nesta tecnologia, para uma profundidade de descarga de 70%, tem-se aproximadamente 200 ciclos, para 50%, o valor é superior à 400 ciclos e com 20%, trabalha-se em uma média de 1000 ciclos [5].

Normalmente, essa categoria de bateria é aplicada em sistemas que não dependem de um uso contínuo dela ou em residências de atividade temporária, pois ela não duraria muito tempo, logo, a comprar de novas baterias, seria mais corriqueiro do que o desejado e alongaria do tempo de retorno do investimento. Na **Figura 15**, é retratado os principais componentes da célula da bateria húmida [5].



**Figura 15: Vista dos principais componentes da célula da bateria húmida [1].**

Em comparação com tecnologia de eletrólito fluido, existem as baterias de gel, que apesar de serem mais caras, detêm um ótimo desempenho por investimento, contêm maior ciclo de vida, não requerem cuidados de manutenção e podem ser instaladas de forma mais livre, pois são seladas e não precisam de reposição do eletrólito [5].

Os ciclos das baterias de gel seladas são maiores que as de eletrólito fluido, mesmo considerando a profundidade de descarga idêntica, logo, para 50%, tem-se em torno de 1000 ciclos e para 30%, o valor é de 2000 ciclos [5].

Conclui-se que a bateria regulada por válvulas apresenta significativa melhoria em quadros de longa utilização e de facilidade no manuseio, comparando-se com a bateria húmida, ou seja, em situações onde o funcionamento é constante e permanente, esta tecnologia detém considerável proveito. Na **Figura 16**, é indicado uma bateria de gel [5].



**Figura 16: Bateria de gel da Duracell [10].**

Os dois tipos de acumuladores apresentados são constituídos de placas em forma quadrangular, como visto nas duas figuras anteriores, mas para os acumuladores OPzS e OPzV, eles são compostos por placas tubulares [5].

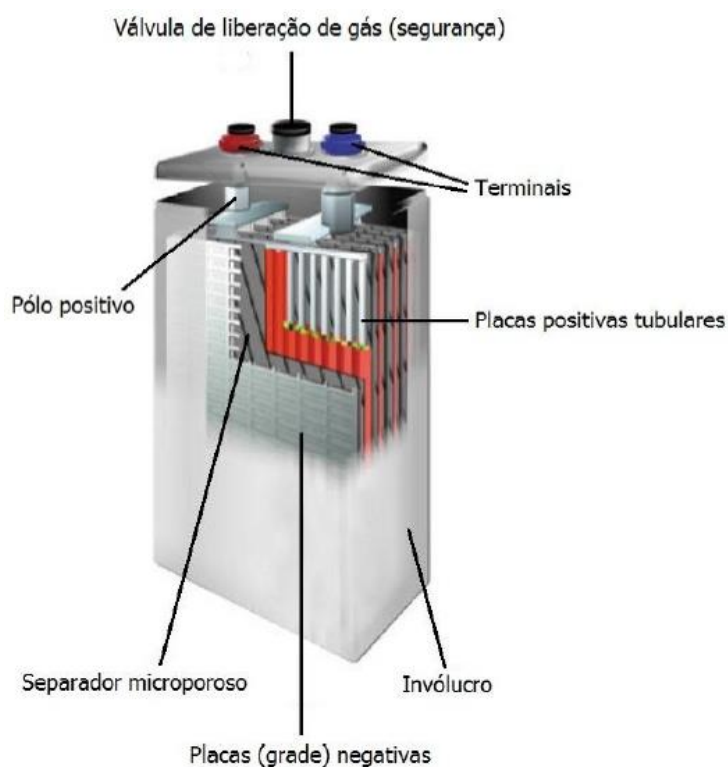
Estas baterias conseguem funcionar por muito mais tempo, em comparação com as anteriormente descritas, então, para uma profundidade de descarga de 50%, tem-se aproximadamente 3500 ciclos. Apesar de disporem de mais tempo de vida, são consideravelmente mais caras, mais pesadas, de maior volume e de elevado custo de instalação, porque, em algumas circunstâncias, é primordial construir uma base para sustentar o banco completo [5].

Com um intuito de fazer uma analogia rápida, pode se dizer que a bateria OPzS é a versão tubular e estacionária da bateria húmida, mas a com placa tubular estacionária tubular especial contém em sua composição eletrólito fluido e separadores especiais. Em termos de conservação do funcionamento, a manutenção também varia de 6 meses até 3 anos, de acordo com grau de utilização [5].

A mesma equivalência é capaz de ser realizada para o acumulador OPzV, pois este é a alternativa tubular e estacionária do acumulador de ácido líquido regulado por válvulas. Para fins de preservação do desempenho da atividade, mantém-se o padrão da bateria de gel, no qual não precisa de manutenção ou reposição do material interno e integra em sua composição, válvulas de segurança [5].

Por sua longa expectativa de vida e por serem difíceis de se manusear, já que possuem atributos físicos imensos comparados as outras baterias, esta categoria de baterias é empregada

em procedimentos permanentes, prédios e em grandes instalações fotovoltaicas autônomas. Na **Figura 17**, é exibida a vista em corte da bateria OPzV [5].



**Figura 17: Vista em corte da bateria OPzV da Exide Technologies [1].**

Após conhecer os conceitos básicos de um acumulador e os principais tipos encontrados no mercado, com foco de implementar em um sistema fotovoltaico de geração de energia, pode-se definir os aspectos influenciadores para o momento de aquisição de um desses equipamentos descritos.

De modo resumido, os fatores mais irrefutáveis são [1]:

- Vida útil elevada para descargas profundas.
- Baixa prioridade para manutenção.
- Facilidade de manuseio.
- Confiabilidade.
- Boa relação de custo-benefício.

Levando em consideração tudo que foi descrito sobre baterias, deve-se ter cuidado ao escolher qual modelo e capacidade, pois existe a possibilidade de o acumulador adotado não corresponder as necessidades do local de consumo ou ter sua duração de funcionamento encurtada, por péssimas condições no ambiente em que está disposto.

## **2.3. Regimes de produção**

Atualmente, os métodos de geração de energia elétrica instalados em residências, podem ser resumidos em autoconsumo e em pequena produção ou produção de energia para injeção direta na rede.

Neste subcapítulo, é descrito o entendimento necessário para definir com clareza qual dos dois contextos de produção de energia pode ser implementado por uma moradia, com o intuito de ter o aproveitamento do sistema de geração, porque dominando esta informação, o dimensionamento terá seu objetivo estabelecido.

Em relação aos modos conhecidos de produção, apesar de deterem propósitos principais diferentes, existem as vantagens de construir novos sistemas geradores, no qual englobam ambos os regimes, que se resumem em [11]:

- Com a produção de energia perto do consumo, diminui-se as perdas de transmissão e distribuição.
- O fornecimento de energia não fica concentrado, logo, aumenta a confiança de que a eletricidade vai chegar ao consumidor.
- Nos cenários de geração fotovoltaica, minimiza as necessidades elétricas da carga nas horas ponta, que são as horas mais caras de consumo de energia.

### **2.3.1. Autoconsumo**

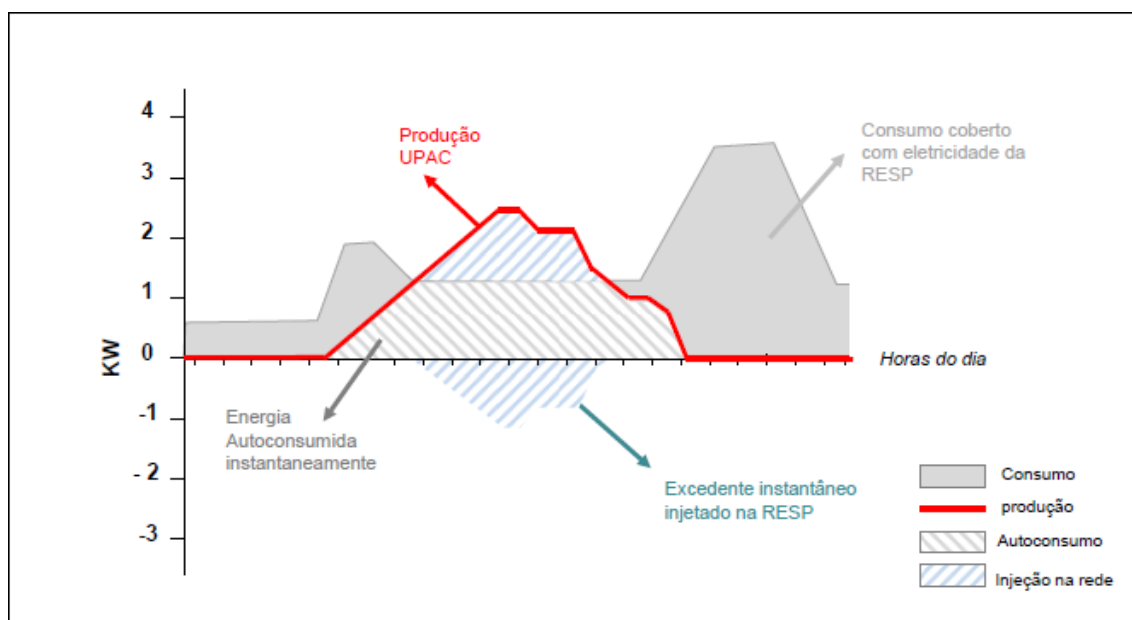
Quando se dimensiona um sistema de geração de energia fotovoltaico em uma residência, é imprescindível ter do seu enquadramento legal. No autoconsumo ou UPAC, existem determinadas características que particularizam o fundamento da implementação.

O primeiro fator a ser considerado quando se opta por este tipo de regime é, de modo simplificado, consumir toda a energia que se produz, ou seja, este método de produção de energia tem como seu foco, abastecer prioritariamente a instalação no qual está conectado. No momento que existir excesso de energia, o excedente pode ser armazenado em um banco de baterias ou injetado diretamente na rede elétrica de distribuição, com isto, evita-se o desperdício de energia [11].

Dependendo da legislação que o país rege, a energia injetada na rede pode ser remunerada de acordo com o preço de mercado, que é abaixo do valor da fatura de energia,

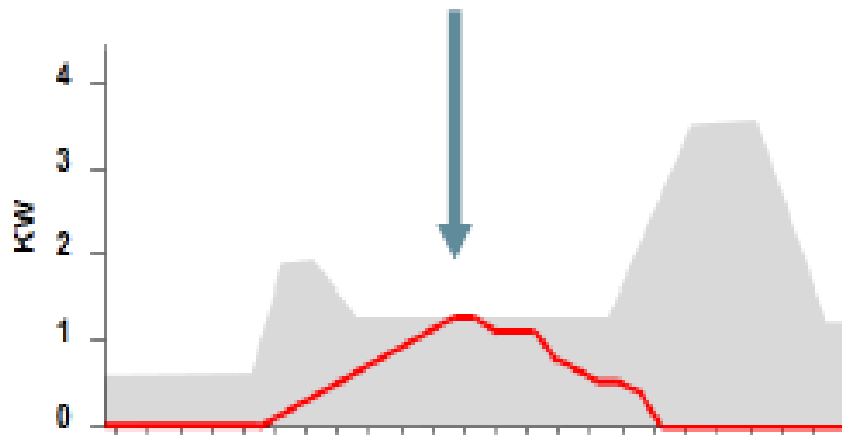
logo, isto demonstra o quão desvantajoso é injetar energia na rede quando se pretende realizar um processo de autoconsumo [11].

O segundo aspecto a ser apontado é o consumo do local da implementação, pois como o objetivo deste regime é abastecer a moradia, este ambiente tem que ter um gasto de energia durante o dia, ou seja, a carga precisa prioritariamente utilizar a eletricidade durante as horas de geração do sistema fotovoltaico. Na condição de o consumo de energia do local seja majoritariamente no período excludente da presença do Sol, a efetivação deste regime, provavelmente não será benéfico. Na **Figura 18**, é exposto um exemplo de produção e consumo de uma UPAC com injeção de energia na rede [11].



**Figura 18:** Exemplo de produção e consumo de uma UPAC com injeção de energia na rede [11].

Como apresentado na figura acima, o excesso de energia é inserido na RESP, que é a rede de distribuição de energia, pois o sistema não contém um banco de acumuladores. Apesar de ser uma curva randômica de geração, ela define superficialmente os momentos no qual a carga deve consumir a energia.



**Figura 19: Exemplo de produção e consumo de uma UPAC com quota de 100% de autoconsumo [11].**

Diferente da **Figura 18**, a **Figura 19** expõe um regime onde toda a energia produzida é consumida na moradia de geração, ou seja, conclui-se que este é um cenário com quota de 100% de autoconsumo. Isto é normalmente confundido com autonomia, então é importante explicar a diferença, com o intuito de evitar problemas de dimensionamento e de entendimento da instalação.

Como definida pela própria palavra, autonomia significa ter independência de algo material ou imaterial, logo, quando se aplica esta palavra em termos de geração fotovoltaica, tem-se a intenção de expressar que determinada residência não consome energia provida da rede elétrica de distribuição ou detém independência da rede. Esta explicação difere totalmente do conceito de 100% de autoconsumo, pois, como mostrado na **Figura 19**, o consumidor ainda consome a energia da rede elétrica, então, compreende-se a grande divergência entre os termos apresentados. Na **Figura 20**, é mostrado um modelo genérico de UPAC.

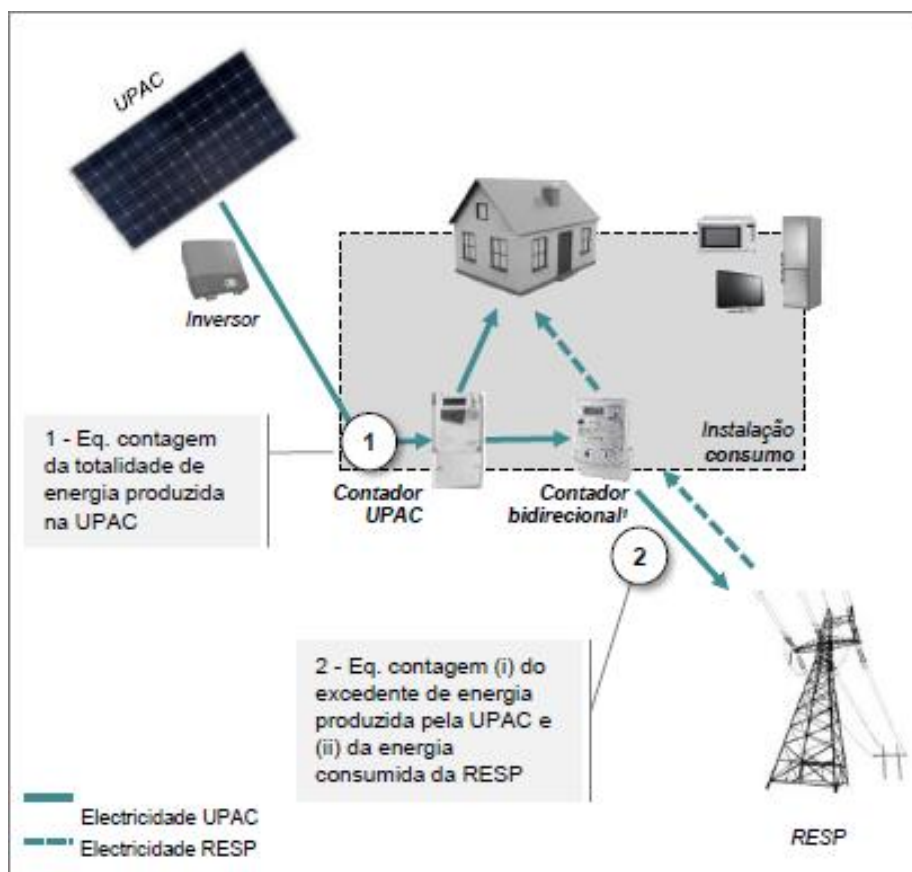


Figura 20: Modelo genérico de uma UPAC [11].

Na imagem acima, é retratada, de modo genérico, como é uma UPAC, onde neste sistema existe a produção de energia elétrica que deve ser prioritariamente consumida pela moradia, com um contador próprio medindo esta toda a energia gerada. O excesso de energia gerado é inserido na RESP, medido pelo contador bidirecional, que também mede o uso da energia fornecida da rede elétrica, em momentos que o sistema fotovoltaico não consegue suprir a carga.

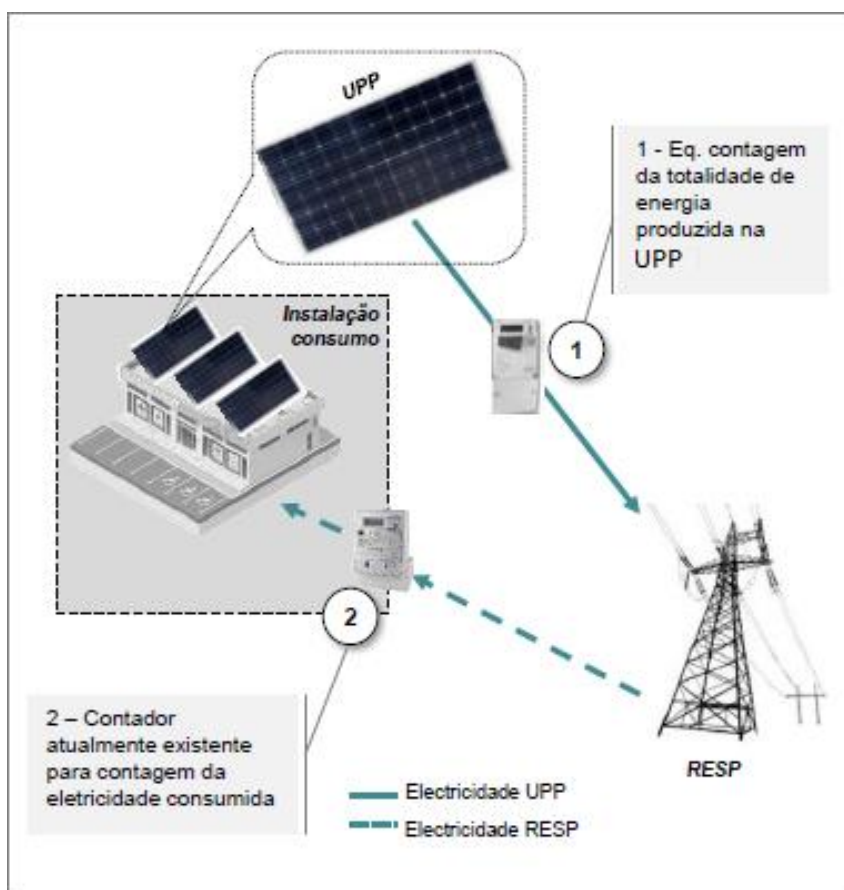
### 2.3.2. Pequena produção

Diferentemente do regime de autoconsumo, a pequena produção, UPP ou produção com venda direta a rede não pressupõe consumo da energia na instalação geradora, logo, conclui-se que é substancial assimilar a erudição sobre este modo de geração, com o objetivo de diferenciá-lo do outro regime [11].

Assim como no outro meio de produção, esta forma também contém características imprescindíveis, que servem para aprimorar o discernimento e o motivo de escolher este processo de geração.

A concepção inicial sobre como ele funciona, como escrito anteriormente, é produzir energia elétrica e inseri-la diretamente na rede elétrica, com o intuito de ajudar o abastecimento de eletricidade exigida pela carga do sistema da rede pública e em consequência, receber uma remuneração relacionada a quantidade injetada na rede, com uma tarifa inferior ao valor de compra da rede [11].

Um das questões mais frequentes em relação a este método de produção, é o consumo do local onde o sistema está instalado, que não pode usufruir da energia gerada, mas sim, ser abastecido pela energia provida da rede elétrica, como mostra na figura abaixo. Na **Figura 21**, é mostrado um modelo genérico de UPP [11].



**Figura 21: Modelo genérico de uma UPP [11].**

A imagem acima apresenta o que foi explicitado previamente, ou seja, existe um contador para medir a totalidade de energia que é injetada na rede e um contador normal da residência para mensurar o consumo elétrico. Apesar da tarifa de venda ser inferior ao preço de compra da energia elétrica da RESP, existe a possibilidade de lucro, vendendo mais energia do que se consome, obedecendo as limitações da legislação pertinente [11].

Um motivo intrigante da intenção de implementar o regime de pequena produção que se constata ao ter o entendimento apresentado neste subcapítulo, origina-se das horas em que a energia é consumida pela carga, ou seja, se a moradia tem sua aglomeração de gasto elétrico em períodos noturnos ou fora dos momentos de geração fotovoltaica, é de interesse aplicar este regime de produção, pois ele pode ter considerável aproveitamento da geração, mas isto é certamente confirmado com a análise de sustentabilidade.

## Capítulo 3 – Estudo de caso

Neste capítulo é compreendido o contexto no qual a tese foi arquitetada, o entendimento legislativo enquadrado sobre o país de aplicação, os conhecimentos de economia a serem lidos para uma análise de sustentabilidade aprimorada e os softwares utilizados para o exercício da função.

Para alcançar o objetivo desta dissertação, é imprescindível conhecer o local onde será feita a análise, pois mesmo com os dados referentes ao consumo da residência, é importante salientar os fatores energéticos básicos que a constituem.

Com a assimilação das condições da moradia, o próximo passo é ter sapiência a respeito das leis que regem a geração fotovoltaica que se aplicam a Leaf House, pois se não obedecer a legislação, mesmo que a análise feita demonstre bons resultados econômicos, a solução final não poderá ser implementada.

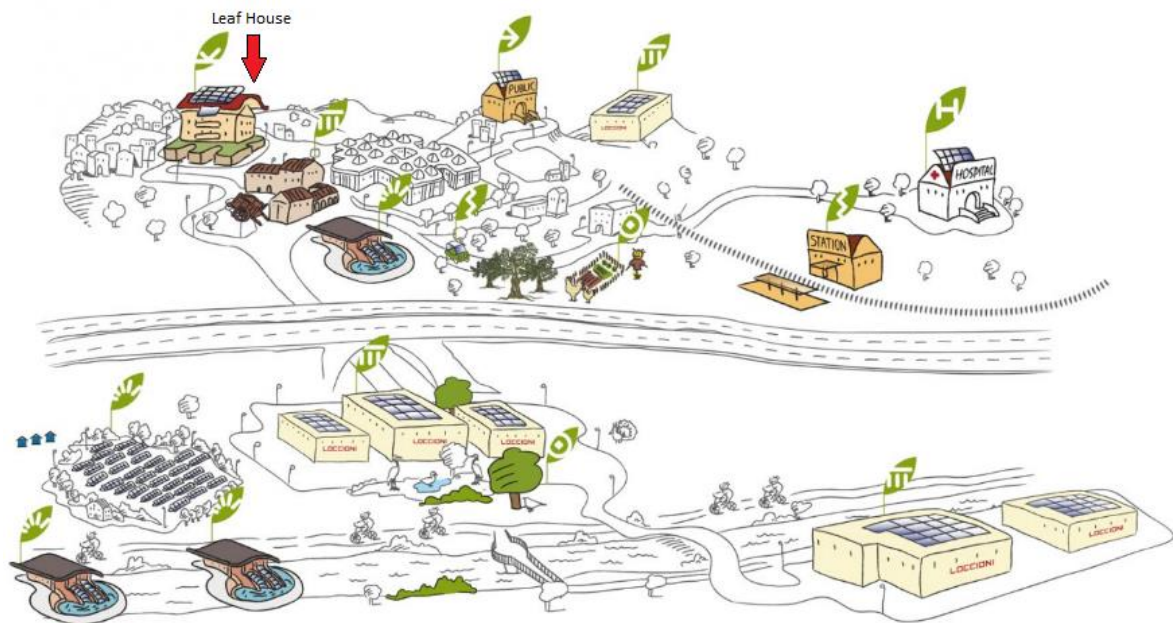
Juntando as informações legais e a absorção basilar sobre a moradia, é primordial compreender as definições econômicas para inserir nos softwares do ramo de análise de sustentabilidade, e com isto, fazer as simulações necessárias.

### 3.1. Leaf House

Antes de aprender sobre a Leaf House, é interessante a concepção sobre o motivo de sua existência.

A residência faz parte da organização Leaf Community, que é um conglomerado de empresas que possuem o objetivo de criar uma comunidade autossustentável, sem emissões de carbono, onde a tecnologia e a natureza podem viver em harmonia. A ideia de usar a palavra “Leaf” no nome da instituição e das construções realizadas por ela, vem do conceito de que a folha é a parte mais importante da planta, pois o resto da planta serve de suporte para que a folha reproduza energia para a vida [12].

Essa organização foi ideia da empresa Loccioni, com parceria da Enel e Whirlpool, junto de diversas conexões que facilitaram a realização do empreendimento e do atual funcionamento das construções. Na **Figura 22**, são representadas as realizações da Leaf Community [12].



**Figura 22:** As realizações da Leaf Community [13].

Dentro da Leaf Community, encontra-se a Leaf House, desde 2008, localizada em Angeli de Rosora, em Ancona, Itália, cujo propósito é unir a tecnologia e o meio ambiente de modo sustentável e ser o local para aplicação dos novos aparatos deste ramo sustentável, enquanto pessoas vivem lá. Ela é composta pelos melhores equipamentos encontrados no mercado italiano, em sentido de eficiência energética, 6 apartamentos, instalação fotovoltaica e solar térmica, banco de baterias para armazenar o excesso de energia e sua outra fonte energética é a Leaf Energy. Leaf Energy é uma micro usina hidrelétrica que gera 160 MWh/ano, ou seja, mais do que o suficiente para alimentar a Leaf House. Na **Figura 23**, é apresentado o projeto em 3D da Leaf House [12].



**Figura 23: Projeto em 3D da Leaf House [12].**

A grande questão apresentada pela Leaf Community sobre a Leaf House é que em momentos de máxima geração fotovoltaica, todo o consumo é nutrido e ainda sobra energia para inserir no banco de baterias [12].

Em relação ao sistema fotovoltaico instalado atualmente, os dados fornecidos são os 115 painéis do modelo Schüco SPV 170 SMG-S, da marca Schüco, que ocupam todo o telhado de  $146,8 \text{ m}^2$ , direcionados para o Sul, com ângulo de  $22^\circ$ , totalizando uma potência de geração de  $19,55 \text{ kWp}$  nominais. Apesar destes dados fornecidos, as especificações relacionadas ao inversor e os acumuladores, não foram guarnecidas por nenhuma das fontes que poderiam ter esta informação. Na **Figura 24**, é apontada a imagem da Leaf House.



**Figura 24: Imagem da Leaf House [14].**

Em resumo, para fins das simulações referentes a instalação atual, além dos acumuladores e o inversor presentes na residência, a geração da micro usina hidrelétrica também não estará incluída.

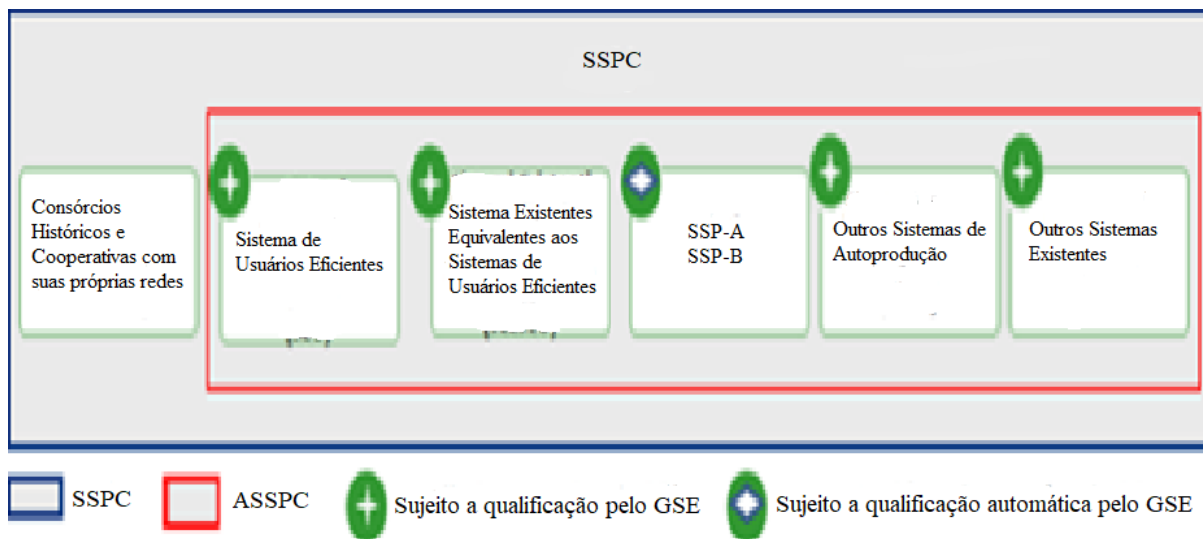
### **3.2. Enquadramento legal**

A sociedade moderna é regida por regras, chamadas de leis, onde estas definem o que deve ser seguido, aplicando limitações e deliberações acerca de determinado assunto, logo, para implementar um sistema de geração energética provida de fonte fotovoltaica, é inevitável interpretar os regulamentos básicos com ênfase no caso de estudo.

Na Itália existe uma classificação geral conhecida como Sistemas Simples de Produção e Consumo ou SSPC, que engloba os sistemas elétricos conectados à rede de distribuição pública, que podem ser descritos por um sistema de produção elétrica e um local de consumo que estão conectados de modo direto entre si, ou seja, define a situação onde a produção e o consumo estão interligados com o objetivo de autoconsumo, excluindo a necessidade de transmissão e distribuição [15].

Dentro desta catalogação, existem dois setores, que são fracionados em Consórcios Históricos e Cooperativas com suas próprias redes e em Outros Sistemas Simples de Produção e Consumo ou ASSPC. Ele condiz à ASSPC, pois também detém subdivisões, que são os Sistemas em Regime de Troca no Local do tipo A e B, o Sistema de Usuários Eficientes, os

Sistema Existentes Equivalentes aos Sistemas de Usuários Eficientes do tipo A, B, C e D, os Outros Sistemas de Autoprodução e os Outros Sistemas Existentes, que estão expostos na **Figura 25** [15].



**Figura 25: Ilustração dos modos de autoprodução ditos anteriormente** [15].

No contexto da Leaf House, de acordo com o documento utilizado, ela está na classificação de Sistemas em Regime de Troca no Local do tipo A, pois a Leaf House enquadra-se ao valor de potência instalada inferior à 20 kW, mas para os dimensionamentos alternativos, onde a potência condiz a um valor superior de 20 kW, a Gestora de Serviços e Energia irá decidir em qual ordenação as instalações adequam-se, pois mesmo sabendo que o documento explicita os patamares e, conforme a fonte, estes sistemas estejam definidos como Outros Sistemas de Autoprodução, a decisão final de atribuição, ainda é da GSE [15].

De acordo com a Autoridade de Regulação para Energia e Meio Ambiente, existem dois encargos que são levados em conta quando se constrói um sistema de autoconsumo, que são a taxa administrativa paga anualmente pelo funcionamento do sistema e o valor remunerado ao produtor pela energia gerada injetada no sistema elétrico público [16] [17].

As tarifas pagas anualmente são decompostas em três patamares baseados na potência instalada, que são [16]:

- 15 Euros/ano para instalações inferiores ou de valor de potência equivalentes a 3 kW.
- 30 Euros/ano para instalações com potência superior a 3 kW e inferior ou igual a 20 kW.

- 45 Euros/ano para instalações com potência excedente de 20 kW.

O ressarcimento atribuído ao produtor que injeta a energia produzida na rede de distribuição, é deliberado pelo valor mínimo para potências de até 1 MW, logo, o valor também é subdividido em 3 escalões de venda de energia a rede, que são [17]:

- Até 500.000 kWh por ano, 0,095 Euros/kWh.
- A partir de 500.000 kWh até 1.000.000 kWh por ano, 0,08 Euros/kWh.
- De 1.000.000 kWh até 2.000.000 kWh por ano, 0,07 Euros/kWh.

Com isso, conclui-se que o valor varia de acordo com a quantidade de energia inserida na rede e as importâncias referentes aos dados de entrada da rede para as simulações.

As últimas considerações integrantes do enquadramento legal é o fator de potência do inversor que é instalado na Itália e o valor de potência que limita a instalação de inversor monofásico, porque há uma divisão de acordo com o nível de potência nominal da instalação. Esta separação contém duas partições, portanto, se a geração for de valor inferior à 20 kWp, o fator de potência do inversor é igual a 1, mas considerando que o sistema tenha valor de 20 kWp ou superior, a configuração no inversor tem que ser de 0,90 indutivo. No contexto de quantas fases o inversor pode trabalhar, a faixa limitante é de 6 kWp, ou seja, a partir de 6 kWp, é obrigado a aplicação de inversor trifásico [18].

### 3.3. Estudo econômico

O software HOMER Pro faz a análise econômica da forma que o usuário estipular, com o foco em determinado, mas para compreender os dados econômicos de saída, é primordial aprender os termos usados pelo programa.

#### 3.3.1. Definições gerais

De forma a entender os termos de economia utilizados no HOMER Pro, é necessário descobrir de onde eles foram retirados, ou seja, no próprio guia de ajuda, que está tanto no programa, quanto no site, têm-se as informações relativas ao modo como cada termo é aplicado.

Estes termos são [19] [20]:

- **Taxa de juros nominal:** A taxa, em porcentagem, aplicada no empréstimo de dinheiro, sem considerar a inflação.
- **Taxa de inflação esperada:** A taxa, em porcentagem, de inflação que se espera ao longo dos anos do projeto.

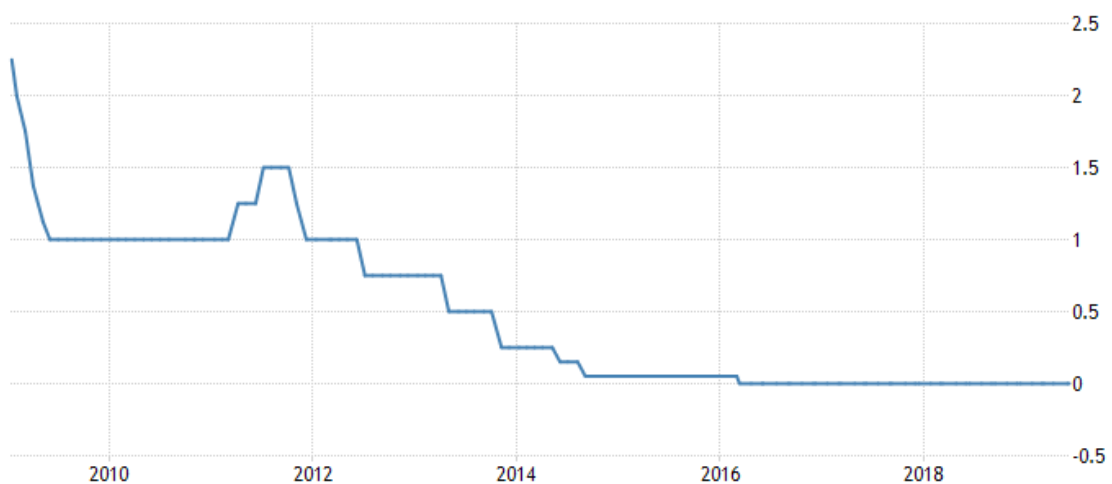
- **Tempo de vida do projeto:** A quantidade de anos em que o projeto funcionará, onde o VAL será calculado.
- **Valor Atual Líquido:** O indicador que se define na soma de todas as entradas e saídas de dinheiro durante o tempo de vida de um projeto, sendo atualizado para o momento presente.
- **Fluxo de caixa:** É, basicamente, o dinheiro que entra e sai de um investimento, ou seja, é o que se recebe e o que se paga em determinado momento.
- **Taxa de juros real:** A taxa, em porcentagem, aplicada no empréstimo de dinheiro, considerando a influência da taxa de inflação esperada.
- **Custo de capital fixo do sistema:** A taxa que o produtor paga anualmente para a rede, pelo fato de estar em funcionamento, logo, podendo ser interpretada como uma taxa administrativa.
- **Valor presente:** O valor de diferença entre o VAL do sistema base em relação ao VAL do sistema atual escolhido pelo usuário.
- **Valor anual:** É o Valor presente, só que aplicado ao longo dos anos, usando o Fator de retorno de capital.
- **Fator de retorno de capital:** A razão, baseada na Taxa de juros real e a quantidade de anos, aplicada no Valor presente, para calcular o Valor anual.
- **Retorno sobre Investimento:** O indicador, em porcentagem, sobre a economia de custos anual, em relação ao investimento inicial, para saber o quanto determinado investimento está tendo lucro, ou seja, o HOMER Pro assume isto como a diferença média anual dos fluxos de caixa nominais, ao longo da duração do projeto, dividida pela diferença no custo de capital.
- **Taxa interna de retorno:** A taxa de desconto, em porcentagem, onde o sistema base e o sistema atual contêm o mesmo VAL, ou seja, mostra o quanto o investimento rende para o mesmo espaço de tempo dos fluxos de caixa, que na conjuntura do HOMER Pro, ele determina a taxa de desconto que faz com que o valor presente da diferença das duas sequências de fluxo de caixa, seja igual a zero.
- **Período de recuperação de investimento simples:** O tempo que terá que se passar para ter a recuperação do que foi investido inicialmente, sem aplicação da taxa de juros real, ou seja, sem considerar o valor do dinheiro no tempo. Para

o HOMER Pro, acontece quando a linha de fluxo de caixa nominal chega ao valor zero.

- **Período de recuperação de investimento descontado:** É, basicamente, o período de recuperação de investimento simples com a adição da Taxa de juros real, logo, nesta circunstância é inserido o valor do dinheiro no tempo. No HOMER Pro, isto é a linha do fluxo de caixa com aplicação da Taxa de juros real que chega ao valor zero.
- **Salvage ou venda de material utilizado:** A poupança adquirida ao vender um equipamento usado.
- **Custo nivelado de energia:** É preço da energia no sistema fonte, portanto, é o valor da energia, lidando com os dispêndios de operação e manutenção, desempenho e investimento.

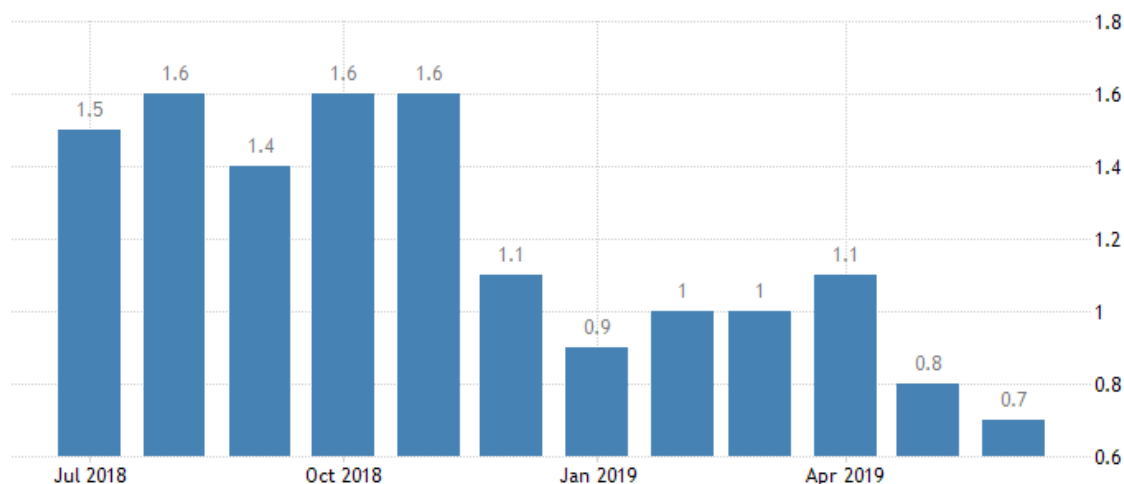
Após ter sapiência dos conceitos gerais de economia presentes no HOMER Pro, é essencial saber os valores relacionados aos termos, que podem ser encontrados para implementar nas simulações. Os dados financeiros que são aplicados de entrada, considerando o projeto na Itália, podem ser resumidos em Taxa de juros real, Taxa de inflação e o Tempo de vida do projeto.

A Taxa de juros real atual na Itália é de 0%. Este valor encontra-se em toda área do Euro e foi alcançado em março de 2016, mantendo-se estável até os dias de hoje, então, apesar de no passado o valor não ser tão constante, para fins de simulação, é considerado este valor denotado na **Figura 26** [21].



**Figura 26: Taxa de juros real da Itália ao longo do tempo [21].**

A Taxa de inflação vigente em julho de 2019 na Itália, é de 0,7%. Diferente da taxa anterior, a inflação tem variado recentemente, logo, para ter uma precisão aprimorada e suprir a necessidade do HOMER Pro em fazer os cálculos, a inflação na simulação é o valor médio anual dos últimos meses, começando em julho de 2018 até junho de 2019. O valor médio da Taxa de inflação é 1,19167%. Valores inseridos no cálculo estão na **Figura 27** [22].



**Figura 27: Taxa de inflação de julho de 2018 até junho de 2019 [22].**

O dado de entrada que pode ser relacionado à fatores econômicos, é o Tempo de vida do projeto, que tem valor estipulado de 25 anos, então, todas as simulações apresentaram resultados alusivos a este valor.

A análise econômica precisa ter em consideração a tarifa doméstica monohorária da energia elétrica vendida pela rede elétrica de distribuição, logo, o custo da energia elétrica, que varia todo ano, precisa ser estipulado pelo valor médio entre os últimos 10 anos, com o intuito de ter a melhor precisão possível do valor da fatura durante o funcionamento do projeto. O valor médio usando os dados de 2009 até 2018, é 0,21911 Euros/kWh. O modo de cobrança na Itália varia entre monohorário ou bihorário, ou seja, depende do contrato determinado com a distribuidora de energia [23].

### 3.4. Softwares utilizados

Para que a análise de sustentabilidade fosse feita de modo conciso, foi necessário o uso de softwares capazes de desempenhar as funções exigidas.

Com o intuito de alcançar o objetivo, foi utilizado três programas, que são o Excel, o HOMER Pro e o programa online, Sunny Design Web.

### **3.4.1. Excel**

Para manipular os dados de consumo, providos do medidor da Leaf House, pode-se usar diversos softwares encontrados na internet, mas quando se cita um programa que faça tal função, pensa-se no mais conhecido e mais completo, chamado Excel.

Este aplicativo permite fazer folhas de cálculos com tremenda facilidade, organizar os dados da maneira que o usuário desejar e utilizar modelos matemáticos providenciados de outros usuários, que já lidaram com o mesmo problema.

Além das informações citadas, a escolha do utilitário advém da situação onde, o aluno que faz esta tese, possui o conhecimento antecipado necessário para trabalhar de forma eficaz.

### **3.4.2. HOMER Pro**

O HOMER Pro, simplificando, é o software base para simulações e análises de sustentabilidade, que possui forte presença no mercado de programas para esta função.

O motivo dessa grande força que o HOMER Pro detém, é uma soma de funcionalidades que ele entrega ao usuário. A língua do programa é inglês, logo, a virgula assume a função de ponto e o ponto a da virgula na representação dos números.

Entre essas funções, resumimos em simulação otimizada com análise sensitiva, que fornece ao utilizador, desde a pior opção para todos os tipos de entradas e saídas desejadas, até a mais aprazível opção no âmbito escolhido. Com esse poder de simulação, pode-se escolher qual situação se encaixa adequadamente no investimento que é feito e no que o usuário gostaria de receber, ou seja, cria um intermédio entre o melhor contexto possível, com a vontade de quem usar o software.

Usando apenas um adjetivo para resumir tudo que foi falado sobre o programa, conclui-se dizer que ele é realista, pois permite que o sistema escolhido para aplicar a simulação seja muito parecido com um cenário real.

Durante o desenvolvimento das simulações, foi usada a versão de teste do programa.

### **3.4.3. Sunny Design Web**

O Sunny Design Web possui funcionalidade parecida com a maioria dos programas do mercado, em quesito de análise de sustentabilidade, mas possui uma interface consideravelmente fácil de usar e possui uma variedade interessante de línguas para serem

usadas, ou seja, ele abrangem uma quantidade maior de pessoas em mais países do que, por exemplo, o HOMER Pro, que não possui versão em português.

Em comparação com o HOMER Pro, ele não é tão completo, mas possui um banco de dados de equipamentos bem maior, que ajudou a fazer rápidas comparações e um dimensionamento mais eficiente dos inversores.

A escolha deste utilitário provém da profundidade de dimensionamento do inversor, que o HOMER Pro não dispõe. A versão utilizada foi a grátis que está disponível online no próprio site.

## Capítulo 4 – Desenvolvimento do Trabalho

Neste capítulo será apresentado o decorrer do trabalho, considerando no início, a aquisição dos dados e as escolhas das tecnologias e no final, a utilização destas informações para implementar as simulações nos softwares determinados.

### 4.1. Manipulação dos dados de consumo

Quando a proposta de fazer este tema surgiu, recolheu-se os dados de consumo da Leaf House do ano de 2017 até o início de 2018. Como esta é uma conjuntura real, percebe-se que é normal existirem falta de informações na medição, ou seja, constata-se que os dados são de um medidor não teórico e muito menos ideal.

Sabendo da situação em que se encontra os dados, foi necessária uma correção dos dados, com o objetivo de aplicá-los aos programas de simulação.

Na primeira etapa da ciência de dados, que é ato de analisar e retificar as informações, foi encontrado a falta de dados iniciais do ano, referentes ao mês de janeiro, pois o equipamento medidor só começou a funcionar no final do dia 23 deste mês. Na **Tabela 1**, é exibida a primeira análise.

**Tabela 1: Primeira análise.**

<b>Id</b>	<b>ChannelName</b>	<b>Value</b>	<b>TimeStamp</b>	<b>MeasureUnit</b>
<b>89194847</b>	Garage	0.0180	2017-01-23 18:30:00.000	Watt
<b>89195738</b>	Garage	0.0180	2017-01-23 19:00:00.000	Watt
<b>89196438</b>	Garage	0.0180	2017-01-23 19:15:00.000	Watt
<b>89197138</b>	Garage	0.0181	2017-01-23 19:30:00.003	Watt

Para que a simulação fosse do dia primeiro de janeiro até o dia trinta e um de dezembro sem faltas, foi utilizado os dados medidos do início do ano de 2018 para completar os dados faltantes de janeiro de 2017 até o dia 23. Este modo de correção não é 100% eficaz, pois o consumo de janeiro de 2018 será exatamente igual ao ano de 2017, mas era a única forma de corrigir essa falta de informação com os dados obtidos e a diferença entre meses iguais de anos subsequentes tende a ser inexpressiva.

Na segunda fase foi descoberta a não obediência, em algumas partes, do tempo de amostragem da potência de 15 em 15 minuto. Apesar deste imprevisto repetir igualmente em

todos os aparelhos medidos ao longo do ano, de todos os apartamentos, estas lacunas não aconteciam seguindo algum determinado padrão, logo, sem um padrão, aumentou a dificuldade de encontrá-los. Na **Tabela 2**, é apontada a segunda análise.

**Tabela 2: Segunda análise.**

<b>Id</b>	<b>ChannelName</b>	<b>Value</b>	<b>TimeStamp</b>	<b>MeasureUnit</b>
89223385	Garage	0.0151	2017-01-25 11:45:00.003	Watt
89224748	Garage	0.0181	2017-01-25 12:20:00.000	Watt
89226368	Garage	0.0633	2017-01-25 12:50:00.000	Watt
89227813	Garage	0.0180	2017-01-25 13:20:00.007	Watt
89228513	Garage	0.0180	2017-01-25 13:25:00.007	Watt
89231422	Garage	0.0180	2017-01-25 14:35:00.003	Watt
89232438	Garage	0.0123	2017-01-25 15:00:00.003	Watt
89233126	Garage	0.0163	2017-01-25 15:05:00.017	Watt
89233814	Garage	0.0170	2017-01-25 15:10:00.003	Watt
89234502	Garage	0.0181	2017-01-25 15:15:00.003	Watt
89235190	Garage	0.0138	2017-01-25 15:20:00.003	Watt

Tanto o HOMER Pro, quanto o Sunny Design Web, requerem que os dados de consumo da entrada fossem exatamente na quantidade de passos de 15 minutos necessários para completar um ano, ou seja, 35040 medições ao longo do ano.

Com o intuito de obedecer a esta exigência dos softwares, foi elaborado um sistema fórmulas no Excel de 3 etapas.

A primeira etapa, constitui de transformar o dado em hora, para sua equivalência em números decimais.

Na segunda etapa é utilizada uma função conhecida com MARRED, que retorna um número arredondado para o múltiplo desejado mais próximo, ou seja, o valor decimal equivalente aos 15 minutos, é 0,25, que vai ser usado na função, para aproximar os valores que não são múltiplos deste.

Após o arredondamento, passa-se para a próxima etapa. A última etapa faz o inverso da primeira etapa, então, os valores decimais corrigidos voltam para suas equivalências em horas. Na **Tabela 3**, é desenvolvido o processo de solução do segundo parte.

**Tabela 3: Processo de solução da segunda parte.**

<b>Hora sem correção</b>	<b>Decimal equivalente</b>	<b>Função MARRED</b>	<b>Hora corrigida</b>
<b>00:15</b>	0,25	0,25	00:15
<b>00:05</b>	0,083333333	0	00:00
<b>00:10</b>	0,166666667	0,25	00:15
<b>00:25</b>	0,416666667	0,5	00:30
<b>00:35</b>	0,583333333	0,5	00:30
<b>00:50</b>	0,833333333	0,75	00:45

O terceiro passo era averiguar as medições repetidas. Da mesma forma que procedeu a descoberta da falta de sequência nas horas, acontece de mesma maneira que este, ou seja, não segue padrões.

A correção da segunda investigação culminou na intensificação do terceiro passo, pois como podes ver na tabela anterior, tanto o dado de 25 minutos, quanto o dado de 35 minutos, foram alterados para 30 minutos, com o intuito de seguir a ordem dos passos.

Assim, é feito três estágios para a solução do problema.

No primeiro estágio, é usado a função SE, onde ela retorna 1, caso os valores das horas sequenciais não forem repetidos e retorna 0, onde as horas sequenciais se repetem, ou seja, a finalidade é de identificar os dados com horas iguais.

No segundo estágio, também foi usado a função SE, onde ela entende quais dados são 0 e quais são 1. Após isso, opera outra função, a MÉDIA, que, como o próprio nome se define, faz a média entre os números dos intervalos selecionados, ou seja, em todos os valores sequenciais que tiverem o mesmo dado de tempo, serão aplicados para fazer o cálculo. Assim, todos os valores de hora repetidos, terão o valor médio de potência calculado dos valores que existem nas células referentes a eles, e esse valor novo aparecerá no primeiro dado de hora repetida, mas na condição das horas espelhadas subsequentes, receberam a saída “num” no qual, deixa marcado quais células devem ser apagadas.

O último estágio se resume em apagar os dados exatamente iguais com a marcação de “num”, gerados pela função anterior, logo, só existirá uma média dos valores de potência para cada quantidade de dados repetidos que foram feitas as médias. Na **Tabela 4**, discorre o processo de correção do terceiro erro.

**Tabela 4: Processo de correção da terceira análise.**

Potência	Hora	Primeiro SE	SE + MÉDIA
1500	15:30	0	1900
2300	15:30	0	num
1000	15:45	1	1000
2400	16:00	0	1600
800	16:00	0	num
1600	16:00	0	num

A última fase da ciência de dados se define em uma análise que já existia desde o início, mas este só podia ser resolvido, após a retificação das inconstâncias anteriormente citadas.

A quantidade de medições nas folhas, depois das averiguações anteriores, é de 34333, ou seja, subtraindo o valor de medidas ideal, já citado, que é de 35040, do valor real mencionado, têm-se o valor de 707 lacunas de dados temporais que não foram medidos por algum motivo. Na **Tabela 5**, o último erro a ser retificado é revelado.

**Tabela 5: Última análise.**

Id	ChannelName	Value	TimeStamp	MeasureUnit
89223385	Garage	0.0151	2017-01-25 11:45:00.003	Watt
89224748	Garage	0.0181	2017-01-25 12:20:00.000	Watt
89226368	Garage	0.0633	2017-01-25 12:50:00.000	Watt

Com o montante definido da falta de informações na planilha do Excel, é possível calcular o grau de erro de medição que o equipamento usado pela Leaf House possui. Dividindo as lacunas pelo valor ideal, temos uma relação de 2,01%, onde, em uma escala real, é concebível.

Assumindo que, para os softwares mencionados, têm que ter esses dados faltantes para simular, foi essencial completar essas omissões. Para completar de modo que não afete a simulação, mesmo com uma relação tão baixa, foi calculado o valor anual médio e com esse valor, foi preenchido os espaços em vazio até completar os 35040 dados.

## 4.2. Tecnologia empregada

Concluindo a manipulação de dados, só falta definir os equipamentos e os valores de entrada para iniciar a simulação. Neste subcapítulo, será abordado quais foram os painéis, os inversores e as baterias empregues, para as condições simuladas.

### 4.2.1. Painéis fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos empregados nas simulações se resumem em apenas dois tipos, o modelo atual instalado na Leaf House e o modelo escolhido para conceber uma comparação de sustentabilidade.

No momento presente, encontra-se instalada na Leaf House uma geração fotovoltaica de 19,55 kWp, usando como gerador os painéis de 170 Wp da marca Schüco, de modelo SPV 170 SMG-S. Sabendo que este painel não se encontra mais no mercado, não é fácil encontrar informações decentes acerca dele, pois a empresa não produz mais módulos fotovoltaicos e o equipamento é de modelo antigo, logo, o que foi encontrado são o datasheet e o custo de uma versão da mesma marca e de mesma potência que ainda está atualmente no mercado. O modelo escolhido para usar o preço de base é S-170-SPU-4 poly, que é de 229,50 euros ou 1,35 Euros/kWp, ou seja, apesar das diferenças entre os modelos, este é o preço mais próximo ao que seria do modelo instalado atualmente na moradia. Na **Figura 28**, é mostrado o logo da marca Schuco com um módulo monocristalino de 60 células [24] [25].



**Figura 28:** Logo da marca Schüco com um módulo monocristalino de 60 células [24].

Com a decisão de implementar esses painéis na Leaf House, a empresa dona da residência conseguiu cobrir todo o telhado, cabendo 115 painéis acoplados na cobertura,

obedecendo a inclinação de 22° na direção sul. Todas as características relacionadas ao módulo referido que são lidadas pelas simulações, situam-se no Anexo A.

Com o intuito de fazer uma confrontação com uma instalação nos dias de hoje, foi adotado um novo painel fotovoltaico, para mesmas alternativas de simulações propostas para o módulo implementado na Leaf House.

O equipamento designado é o AVP 60HM 300, da marca AVProject, com potência de 300 Wp. Somente em relação a potência, percebe-se que a disparidade entre os painéis é bem perceptível, mas este também detém seu empecilho, que é a área do painel, pois como pode-se ver no datasheet, ele é maior que SPV 170 SMG-S, então, para instaurar uma geração na cobertura de 146,8 m<sup>2</sup> da Leaf House, foram acomodados 77 módulos, considerando a mais proveitosa arrumação, no mesmo sentido da instalação atual. Esta disposição ocupa 127,3 m<sup>2</sup>, com potência de 23,1 kWp, onde cada painel custa 75,60 euros ou 0,252 Euros/kWp, portanto, é notável a disparidade do custo pela tecnologia referente ao painel antigo que foi implantado no sistema fotovoltaico na Leaf House, para o preço de mercado dos módulos de hoje em dia. Os fretes estão incluídos no valor da instalação. Na **Figura 29**, é apresentado o logo da marca AVProject com um módulo monocristalino de 72 células [26] (Anexo A).



**Figura 29:** Logo da marca AVProject com um módulo monocristalino de 72 células [27]

Apesar de todas as vantagens expostas do segundo módulo fotovoltaico em comparação ao primeiro, existem muitas outras marcas com inúmeros painéis diferentes, então, é essencial definir os critérios de seleção para aprimorar na apuração de qual marca e nível de potência.

O primeiro parâmetro é o país do fabricante, pois facilitaria quando houvesse algum problema nos módulos, ou seja, como a moradia é na Itália, os fabricantes prioritários selecionados são desta região.

Após a seleção de em qual país o produtor se encontra, o mais importante é estabelecer a melhor relação de potência por área, pois é um dos principais limitadores, ou seja, foi primordial calcular as relações para módulos de 60 e 72 células nas marcas italianas. Terminando os cálculos, constata-se optar pelos modelos de 60 células, ao invés dos formatos de 72 células, que detêm a relação de potência por área inferior e teriam menor potência total instalada no telhado, portanto, entre os arquétipos de 60 células, procuram-se os que contêm maior potência e características vantajadas em comparação aos demais painéis.

Reverificando todos os parâmetros e findando todos os cálculos, consuma-se na deliberação a respeito do módulo AVP 60HM 300, pois no mercado italiano, apresenta melhores propriedades e proeminente custo-benefício acima dos outros produtos.

Além dos módulos fotovoltaicos serem aplicados nessas duas configurações citadas, também são empregues nas simulações alternativas, que as aproveitam de base para fazer a análise.

#### **4.2.2. Inversores**

De acordo com o aprendido, os inversores são divididos em duas grandes categorias, os conectados e os não ligados à rede, logo, com o intuito de optar por qual ou quais inversores adequam-se preferivelmente ao estudo de caso, é necessário delimitar os aspectos que atendem as vontades da Leaf House.

A premissa da Leaf House é ser independente da rede de distribuição, portanto, a seleção ideal seria os não conectados à rede, mas, como será mostrado no próximo capítulo, após simular os dados e atribuir a geração existente, percebe-se que é crucial o uso de inversores acionados a rede elétrica e da classe de inversores “multi-fileiras”, no intuito de suportar a potência de geração, que é consideravelmente alta e a elevada quantidade painéis fotovoltaicos.

Delineada a tecnologia do equipamento, resta optar por qual fabricante do mercado, escala de potência e capacidade de suportar o sistema fotovoltaico dimensionado. Na situação da marca, é empregue a SMA Solar Technology, por conta do software que cumpre um completo dimensionamento do inversor e por ser uma marca de renome e confiabilidade do mercado.

O nível de potência do inversor é calculado pelo próprio HOMER Pro, que, nas condições de entrada, disponibiliza a opção de computar qual a potência que oferece rentável custo-benefício, ou seja, a potência do inversor que vai deter o maior benefício da relação de mais energia convertida, pelo menor custo de investimento.

Complementando as importâncias relacionadas aos inversores, como dito no **Capítulo 3**, eles são obrigados a funcionar com fator de potência igual a 0,9 indutivo, para situações iguais ou superiores a 20 kWp e serem trifásicos para cenários de 6 kWp ou de maior valor.

Os inversores determinados para os dimensionamentos foram o STP 15000TL-30, o STP 20000TL-30 e o STP 25000TL-30, que custam respectivamente 2.345,00 euros, 2.519,00 euros e 2.549,00 euros, sem a aplicação de 120 euros de frete, logo, para as simulações, o valor do frete é adicionado. O STP 15000TL-30 são exibidos na **Figura 30** [28] (Anexo A).



**Figura 30: Inversor da SMA 15000TL-30 [28].**

### **4.2.3. Baterias**

Na contemporaneidade, perduram sistemas fotovoltaicos com ou sem a implementação de baterias, mas, apesar de existirem ambos, não significa que uma construção é superior que a outra, ou seja, a razão da propensão é proveniente da finalidade de quais carências o cliente pretende sanar.

A Leaf House porta o intuito de ser totalmente autossustentável durante todo seu funcionamento, que inclui o período da noite, portanto, para não gastar energia vinda da rede de distribuição, é indispensável a aplicação de bancos de baterias.

Com o estilo de sistema fotovoltaico estabelecido, o próximo passo é eleger qual modelo de acumulador terá o proveito mais satisfatório. Entre as tecnologias apresentadas no **Capítulo 2.2.3**, é essencial determinar qual delas mais se encaixa nos focos da residência.

Os focos concludentes relacionados a melhor serventia das baterias na Leaf House resumem-se em:

- Boa quantidade de ciclos por custo de investimento.
- Sem problemas com o local de acomodação, pois elas ficam ao ar livre.
- Mínima preocupação com manutenção e cuidados.
- Alta confiabilidade.

Com os objetivos deliberados, resta eliminar da lista de opções os modelos que não se enquadram, portanto, de início retira-se das possibilidades a bateria húmida de eletrólito fluido e a bateria estacionária com placas tubulares especial, pois ambas demandam manutenção ao longo de seus funcionamentos. Faltam duas categorias, a bateria de gel e a bateria estacionária com placas tubulares selada, que apresentam características semelhantes, então, para ter um veredito conciso, é essencial analisar qual delas está mais adjunta dos desígnios estipulados. Os modelos de baterias estacionárias implementadas prioritariamente em sistemas fotovoltaicos pela BAE Batterien estão na **Figura 31**.

Type				
<b>Technology</b>	Vented (VLA)	Vented (VLA)	Valve regulated (VRLA)	Valve regulated (VRLA)
<b>Maintenance</b>	Low maintenance	Low maintenance	Maintenance free	Maintenance free
<b>Nominal capacity (C<sub>100</sub>)<sup>1)</sup></b>	140 – 4,420 Ah	70 – 430 Ah	140 – 4,710 Ah	70 – 1,260 Ah
<b>Nominal voltage</b>	2 V	12 V, 6 V	2 V	12 V, 6 V
<b>Positive electrode</b>	Tubular Low antimony	Tubular Low antimony	Tubular Lead calcium	Tubular Lead calcium
<b>Container (UL-94 rating)</b>	SAN (HB)	SAN (HB)	ABS (HB/V-0)	SAN/ABS (HB/V-0)
<b>Electrolyte</b>	Liquid	Liquid	GEL	GEL
<b>Water-refilling-interval<sup>2)</sup></b>	Up to 3 years	Up to 3 years	Maintenance free	Maintenance free
<b>Horizontal operation (optional)</b>	N/A	N/A	Yes	Yes
<b>Typical discharge time</b>	1 – 240 h	1 – 240 h	1 – 240 h	1 – 240 h
<b>Pole bushing</b>	100 % tight	100 % tight	100 % tight	100 % tight
<b>Cycles IEC 60896-11/-21</b>	>1,500	>1,200	>1,500	>1,500
<b>Cycles IEC 61427 (at 40 °C)</b>	>3,150	>2,700	>3,000	>2,100
<b>Charge voltage at cyclic operation (V/cell)</b>	2.30 – 2.40	2.30 – 2.40	2.30 – 2.40	2.30 – 2.40
<b>Float voltage at non cyclic operation (V/cell)</b>	2.23	2.23	2.25	2.25

**Figura 31: Características gerais de cada tecnologia de acumuladores estacionários da BAE Batterien [29].**

Após breve pesquisa nos livros, nota-se que para o contexto em análise, a bateria que retrata um custo-benefício mais favorável com o intuito de ser autônomo de forma mais econômica, é VRLA de gel, pois, além de ser mais leve e de menor volume que a outra, ela pode ser instalada em qualquer lugar da Leaf House, então, assim que determinou-se a tecnologia do equipamento, progride-se para a escolha do fabricante e da capacidade do acumulador [1][5].

A marca da bateria obedece ao mesmo conceito atribuído na circunstância do painel fotovoltaico, ou seja, os fabricantes mais adjacentes da Leaf House sobrepõem-se dos outros, mas para os acumuladores, é adicionado um outro fator, que é o banco de dados do software, pois expõe melhor caracterização dos equipamentos. Entre os produtores de baterias presentes no HOMER Pro, a marca com mais variedade, qualidade e que denota maior aproximação do local de instalação, é a BAE Batterien, localizada na Alemanha.

O último aspecto para definição de qual bateria empregar, é o preço pela capacidade. No datasheet de todos os acumuladores da BAE Batterien de modelo VRLA de gel, nota-se que, quanto maior a capacidade do equipamento, melhor é a relação, portanto, para todas as simulações foi empregue o modelo 26 PVV 4940, de 6 vasos de 2V nominais cada, conectados em série com tensão nominal total de 12 V, configurado na capacidade de 4.920 Ah, cada vaso.

O custo de cada banco de acumuladores é de 8.291,00 euros com o preço do transporte incluído [30] (Anexo A).

Mesmo que o custo pela capacidade seja o mais interessante na bateria mais custosa, ainda há o problema de ela deter um peso maior nos investimentos delimitados pela área, mas em compensação, além dela retratar a aplicação mais rentável nos demais cenários, ela consegue armazenar mais energia em momentos de geração sem consumo, então, a razão de aplicar essa bateria, do que as mais baratas, levando em conta não só preço, é explicado concisamente no **Capítulo 6**.

Um bom funcionamento para os acumuladores é alcançado se estes forem manipulados por um regulador ou controlador de carga, portanto, em todos os contextos, é adotado o uso de reguladores. O fabricante é a Schneider-Eletric, que é bem afamada na Europa. Os equipamentos estabelecidos para os dimensionamentos são os reguladores de carga da SERIE C, de classificações C35 e C40, com custo, já considerando o frete, de 68,52 euros e 91,11 euros, respectivamente. Os montantes estão inseridos no custo da instalação do sistema [31] (Anexo A).

Os dados do regulador de carga C35 de tensão e corrente estão estabelecidos em patamares. A tensão suporta 12 e 24  $V_{CC}$  e a corrente de até 35  $A_{CC}$ , em situações normais de operação (Anexo A).

As informações do regulador de carga C40, de tensão e corrente, são 12, 24 e 48  $V_{CC}$  e 40  $A_{CC}$ , em condições normais de uso (Anexo A).

### **4.3. Simulação dos dados**

Compreendendo o estudo de caso e a tecnologia utilizada, é realizável a inserção dos dados de entrada nos softwares para obter as simulações e as averiguações sobre as informações aplicadas, ou seja, além dos softwares disporem os resultados, eles ainda forneceram suporte para correção e aperfeiçoamento do desenvolvimento do trabalho.

Neste subcapítulo, na conjuntura do Sunny Design Web, é exibida a simulação do dimensionamento do inversor em função da potência otimizada e calculada pelo HOMER Pro.

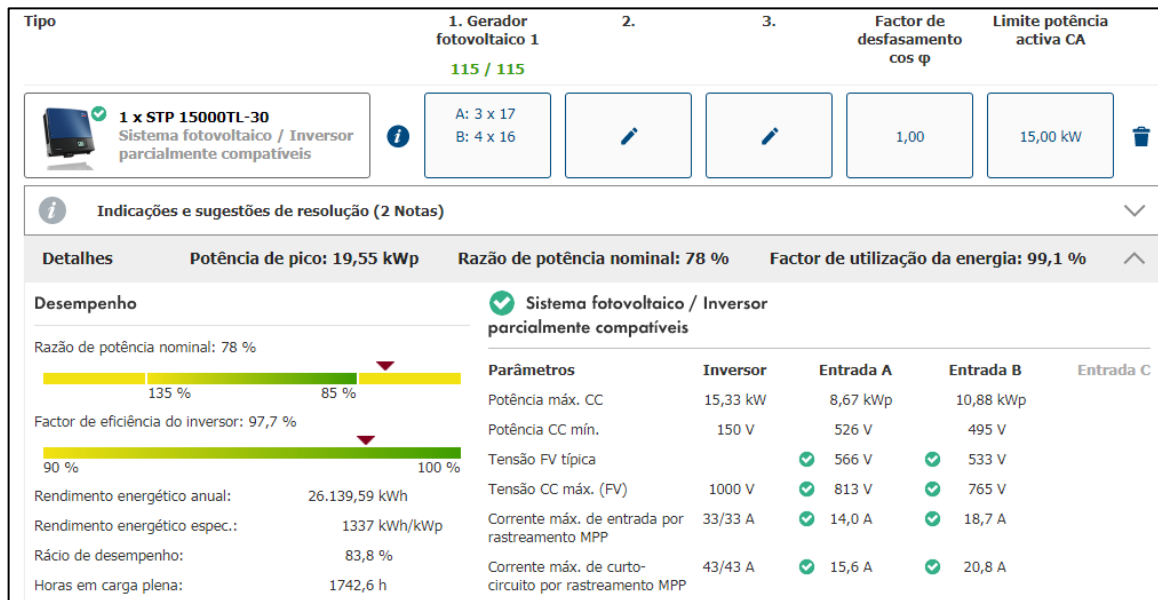
No contexto do HOMER Pro, são apresentados todos os implementos que se repetem em todas as simulações, logo, são expostas a interface com os dados de consumo, as configurações de entrada aplicadas, e as funções de apoio operadas que o programa oferece.

### 4.3.1. Sunny Design Web

Um problema comum em sistemas fotovoltaicos é o ajustamento do inversor, pois, baseando-se na literatura, consegue-se estipular o valor de potência do inversor fronteiriço ao do sistema gerador, mas isto não retratará a poupança mais vantajosa, então para atingir o ideal, é primordial a execução de simulações de análises de investimentos. O HOMER Pro tem a capacidade de calcular esse nível de potência do inversor, então, isto é feito para os dois cenários de estudo, 1A e 2A, pois são as conjunturas bases das demais simulações.

Os cenários de início de número “1”, representam as instalações com o painel SPV 170 SMG-S e as conjunturas com o número “2”, retratam os sistemas com o módulo AVP 60HM 300.

Na situação 1A, o dado de potência ideal do inversor fornecido pelo HOMER Pro é 14,2 kW, que equivale a 72,63% da geração de 19,55 kWp, logo, o inversor trifásico da SMA mais adjacente é o 15000TL-30, com potência máxima em corrente contínua de 15,33 kW, gerando uma nova relação de 78,41%. Na **Figura 32**, contém o dimensionamento do inversor para o contexto 1A.

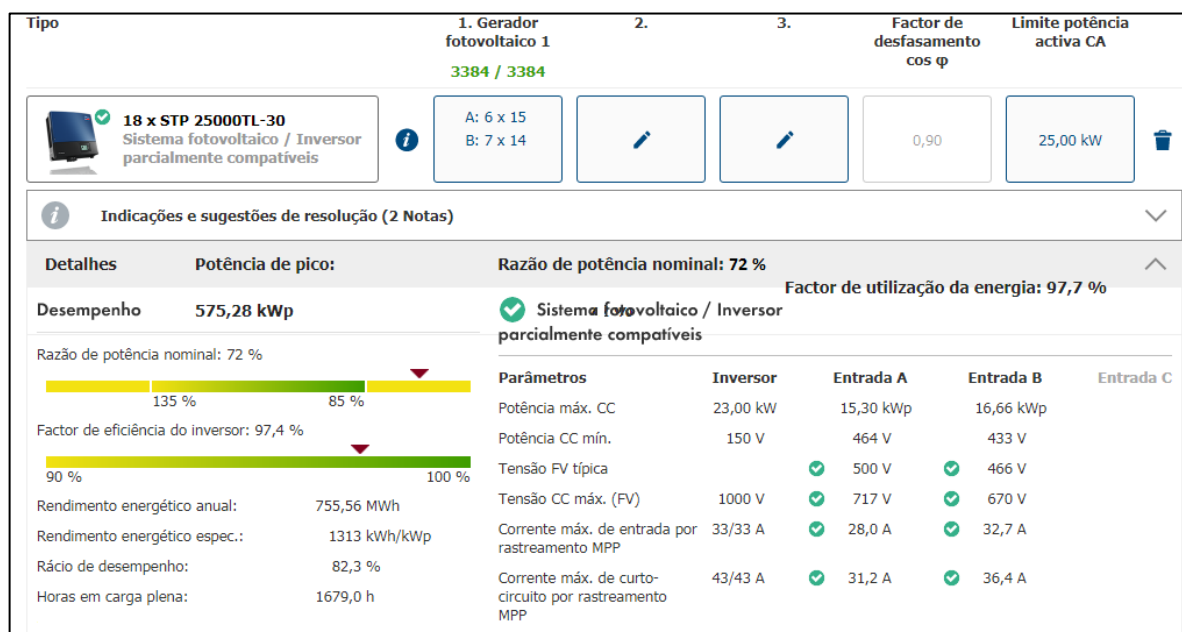


**Figura 32: Dimensionamento do inversor para o contexto 1A [32].**

Repara-se que estão conectadas 4 colunas de módulos ao ponto de potência máxima, mas o inversor só suporta até 3 fileiras em série, então, na entrada B, ligam-se 2 filas em série em cada conexão e as outras duas estão em paralelo, utilizando um conector Y.

O software indica se o sistema dimensionado está apto para operar dentro dos requisitos do inversor, ou seja, se todos as tensões e correntes estiverem de acordo com os limites, o programa exibe um símbolo verde e caso contrário, exibe um vermelho.

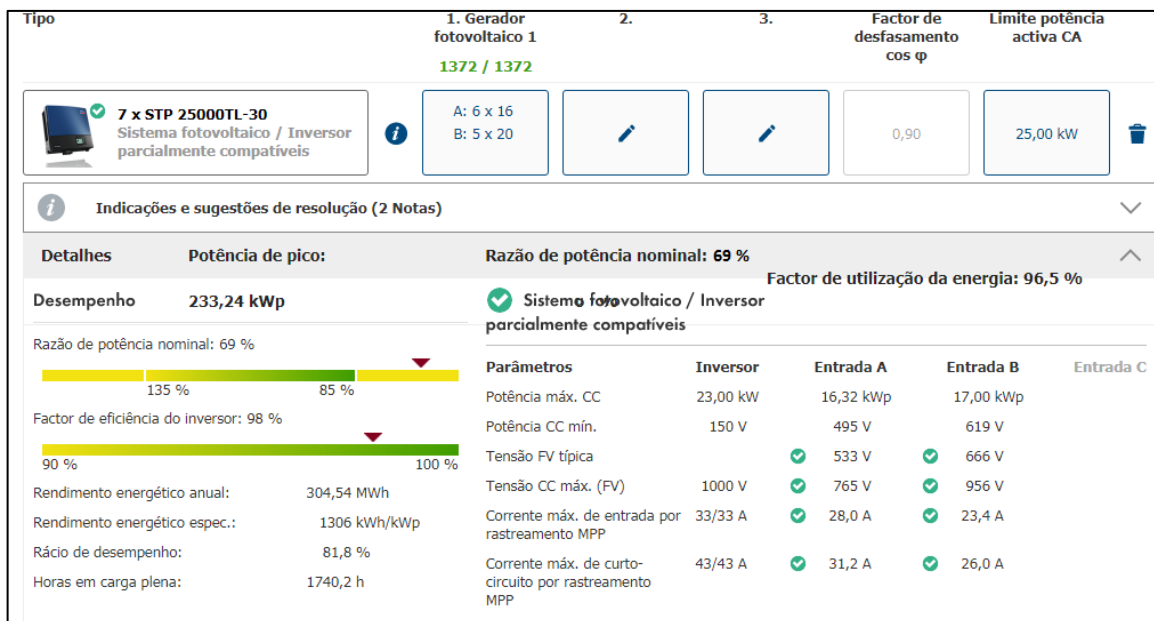
Na conjuntura 1B, como é uma variação do 1A, a relação de potência entre geração e inversor é fundamentada no valor de 72,63%, ou seja, para o dimensionamento deste cenário, calculou-se qual o valor mais adjunto possível desta referência. Com potência de 575,28 kWp, o ajustamento mais próximo é de 71,96%, com 18 inversores do tipo 25000TL-30, com potência máxima em CC de 23 kW cada, totalizando 414 kW. Na **Figura 33**, revela-se o ajustamento do inversor para o quadro 1B.



**Figura 33: Ajustamento do inversor para o quadro 1B [32].**

Este inversor detém a mesma limitação de alas por entrada, portanto, na entrada A, cada conexão contém um conector Y com duas fileiras ligadas a ele e na entrada B, duas conexões com duas filas ligadas pelo conector Y e a outra com dois conectores Y, formando 3 ligações para os 3 alinhamentos de módulos.

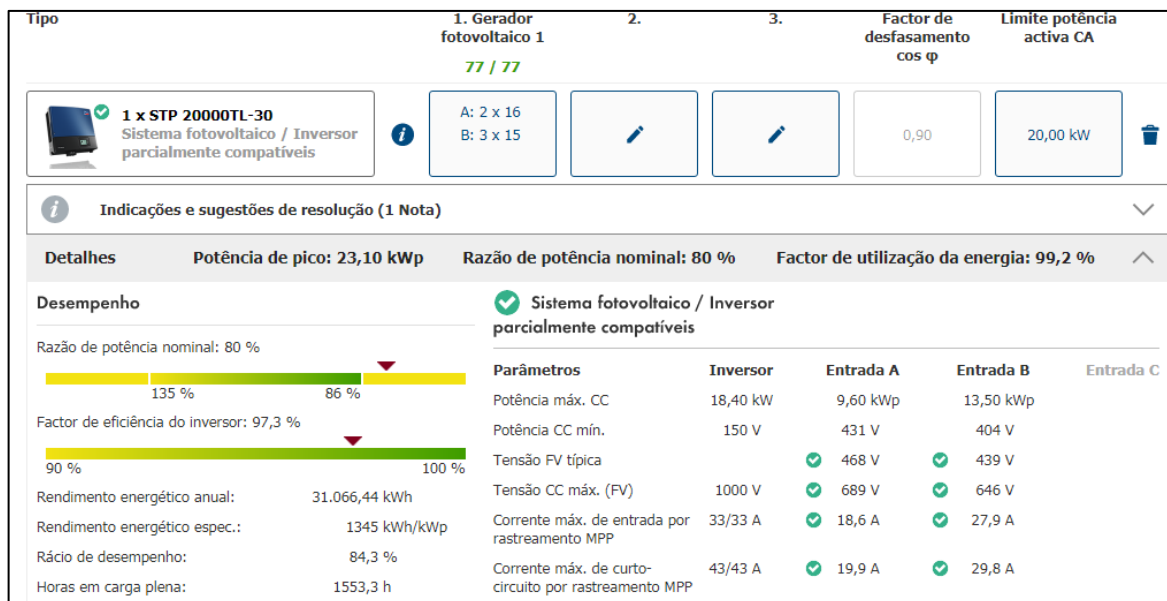
No contexto 1C, variante do 1A, é obedecido o mesmo conceito atribuído ao 1B, onde o dado de relação base de potência é 72,63%, portanto, com a potência de 233,24 kWp, o enquadramento mais rente a este é 69,02%, com 7 inversores do modelo STP 25000TL-30, arrematando em 161 kW. Na **Figura 34**, identifica-se o enquadramento do inversor para a situação 1C.



**Figura 34: Enquadramento do inversor para a situação 1C [32].**

Para esta disposição, na entrada A, cada conexão possui um conector Y com duas filas ligadas a ele e na entrada B, uma ligação de uma fileira e as outros dois acoplamentos com duas alas em cada, vinculadas por conector Y.

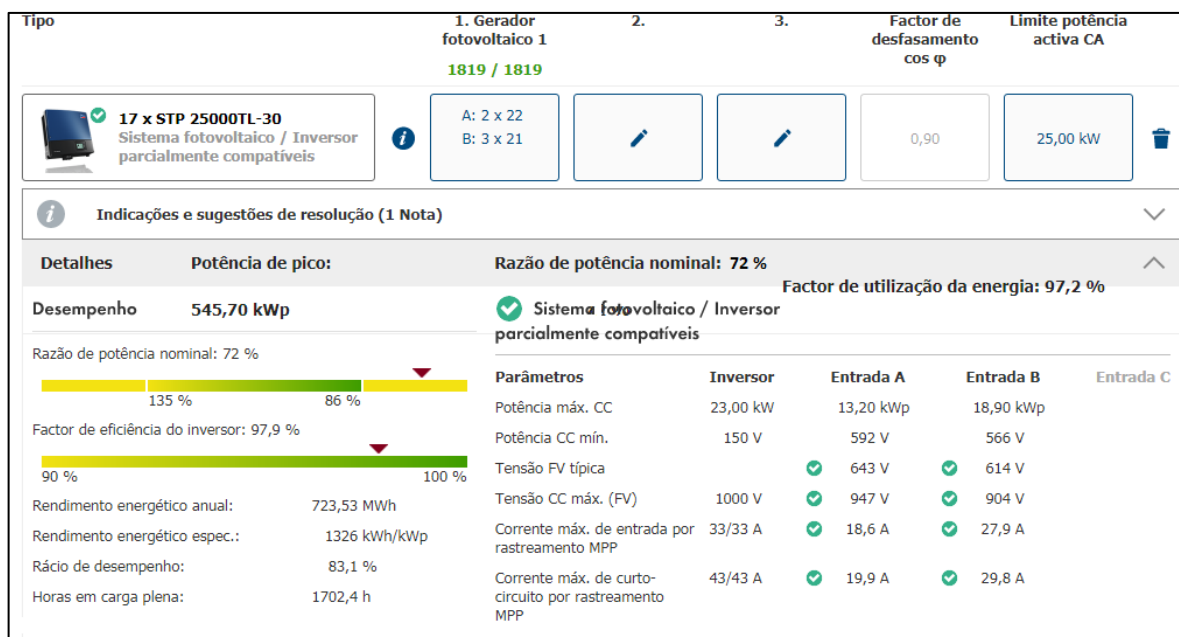
No quadro 2A, a informação sobre a potência ideal provida pelo HOMER Pro é 17,1 kW, equivalente a 74,02% da geração de 23,10 kWp, então, o inversor trifásico da SMA adjunto é o 20000TL-30, com potência máxima em CC de 18,4 kW, considerando o fator de potência de 0,9, que conclui em uma nova proporção de 79,65%. Na **Figura 35**, tem o dimensionamento do inversor para o caso 2A.



**Figura 35: Dimensionamento do inversor para o caso 2A [32].**

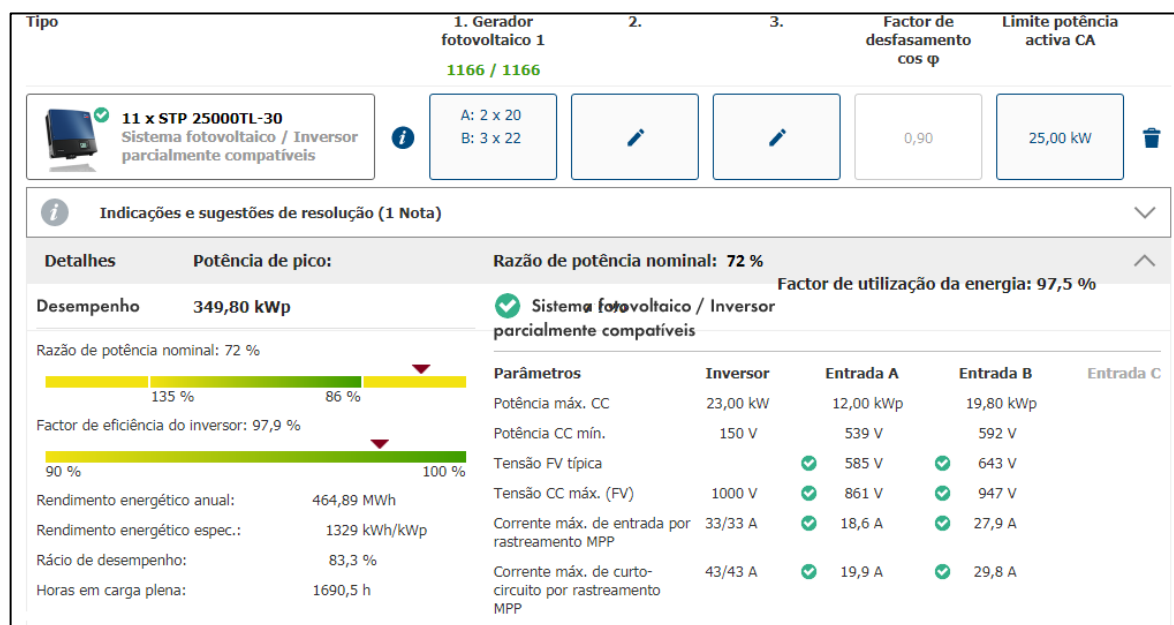
Longo de início, constata-se na figura acima que, com a aplicação de um outro modelo de painel fotovoltaico, há divergência na distribuição das fileiras, onde não denota mais a presença de filas em paralelo.

No cenário 2B, como é uma ramificação do 2A, é assegurado a mesma concepção remetida dos casos alternativos, onde o dado de razão basilar de potência é 74,02%, logo, dada a potência de 545,70 kWp, o ajustamento mais similar é de 71,65%, com 17 inversores STP 25000TL-20, de potência máxima em CC de 23 kW cada, resumindo em um total de 391 kW. Na **Figura 36**, explicita o ajustamento do inversor para o cenário 2B.



**Figura 36: Ajustamento do inversor para o cenário 2B [32].**

Na situação 2C, variante da 2A, é notada a correlação de potência entre os painéis e o inversor respeita o valor de 74,02%, portanto, com a potência 349,8 kW, o enquadramento símil é de 72,32%, aplicando 11 inversores STP 25000TL-30, findando no valor de 253 kW. Na **Figura 37**, é demonstrado o enquadramento do inversor para o cenário 2C.



**Figura 37: Enquadramento do inversor para o cenário 2C [32].**

Após as simulações no software Sunny Design Web, algumas considerações finais precisam ser esclarecidas sobre o emprego deste programa e o que é absorvido dele para as simulações no HOMER Pro.

O primeiro ressalvo é o que foi adquirido para aplicação nos cenários, que foram, basicamente, o inversor, a quantidade de inversores e se eles estão aptos para funcionar com o sistema gerador fotovoltaico, então, como demonstrado, os resultados mais adjuntos possíveis da potência ideal do inversor, das tecnologias antepostas, são suficientemente aprazíveis para inserir nas últimas simulações.

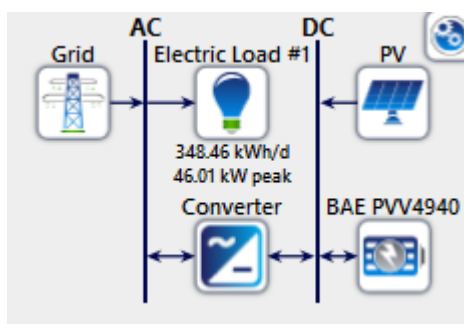
Analisando os patamares de proporção de potência entre os equipamentos, averigua-se que diverge dos dados encontrados nas bibliografias basilares, ou seja, isto confirma a suposição de que é essencial fazer análises de sustentabilidade, com o intuito de alcançar o valor mais rendoso de potência do inversor.

Apesar de aparentar níveis de potência randômicos, todos os dados de potência de geração fixados são devidamente explicados no **Capítulo 5**.

#### 4.3.2. HOMER Pro

A utilização do programa é separada em duas etapas, a primeira serviu para encontrar a potência mais apropriada de cada cenário, que foi aproveitada no Sunny Design Web, e a segunda é a simulação final manipulada para a análise de sustentabilidade.

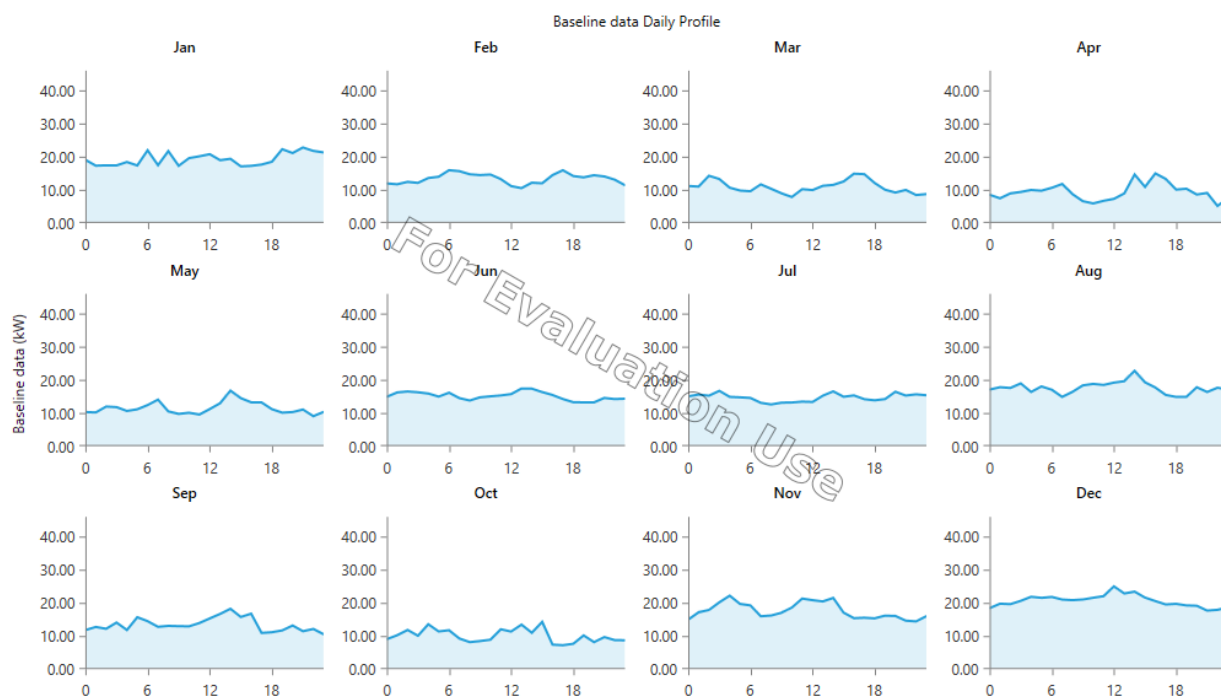
Em ambas as etapas, é inserido os mesmos dados de consumo referentes aos 6 apartamentos e o ar condicionado central, em passos de uma hora ao longo do ano, as modificações de entrada de acordo com o estudo de caso, os preços acerca de cada dimensionamento e os ajustes do software. A representação do sistema para todos os contextos é retratada na **Figura 38**, com o valor de consumo médio diário e o maior pico de gasto de energia.



**Figura 38: Esquemático do sistema no HOMER Pro.**

Para atingir a 100% de autonomia, é primordial fornecer energia suficiente para abastecer a carga, independente da hora do dia, do dia da semana e da estação do ano, ou seja, isto inclui prover energia nos momentos de pico, como no caso de 46,01 kWh, em dezembro.

Um dos modos de compreender como é o gasto de energia de uma residência, é saber os consumos de cada mês, na média das horas, como representado na **Figura 39**.



**Figura 39: Consumo dos meses em médias horárias.**

Examinando os dados, nota-se que é uma “onda”, onde ela começa no alto em janeiro, por causa do frio, acarretando um aumento no serviço do aquecimento central, e começa a diminuir com o aumento da temperatura até abril. Em maio volta a crescer até agosto, pois o equipamento é programado para resfriar o ambiente no calor, mas com a queda da temperatura em setembro e outubro, o consumo acompanha. O frio volta em novembro, sendo necessário aquecer a moradia até janeiro e assim, reinicia o ciclo da “onda” de consumo.

Os elementos de introdução se resumem em fatores econômicos da Itália, custo da estrutura e propriedades do sistema

Todos os parâmetros apresentados nas **Tabelas 6, 7, 8 e 9**, que não definem exatamente um valor, são variantes de acordo com o caso, logo, em cada contexto é exibido qual dos dados é inserido, mas as informações que retratam somente uma grandeza não são repetidas nos cenários, pois se aplicam a todos os quadros.

As referências econômicas da Itália que estão apontadas no estudo de caso, são as taxas de juros nominal e real, a taxa de inflação esperada, o preço de compra e venda da energia

elétrica pela rede de distribuição e o custo de capital fixo do sistema. Na **Tabela 6**, são definidos os fatores econômicos da Itália.

**Tabela 6: Fatores econômicos da Itália.**

Fatores econômicas da Itália	Valores
Taxa de juros real	0%
Taxa de juros nominal	1,19%
Taxa de inflação esperada	1,19%
Preço de compra da energia	0,219 Euros/kWh
Preço de venda da energia	0,095 ou 0,08 Euros/kWh
Custo de capital fixo do sistema	15, 30 ou 45 Euros/ano

A taxa de juros nominal é estipulada no valor igual a taxa de inflação esperada, pois esta é a única maneira da taxa de juros real ser zero.

As despesas fundamentadas no sistema em si, são o custo da instalação de todo o sistema fotovoltaico, no valor dos equipamentos e no desembolso de operação e manutenção da geração por completo.

Os dispêndios da instalação de todo o sistema é 1,665 Euros/W<sub>CC</sub>, considerando taxa de câmbio de 0,9, obtido no dia 2 de agosto de 2019, do valor de 1,85 Dólares/W<sub>CC</sub> [33] [25].

Os valores por unidade dos dispositivos implementados no dimensionamento foram indicados no início deste capítulo, mas as somas totais dos custos estão explicadas em cada simulação de cenário.

O desembolso alusivo a operação e manutenção total do sistema é 16,2 Euros/kW-ano, empregando a taxa de câmbio de 0,9, adquirido no dia 2 de agosto de 2019, do valor de 18 Dólares/kW-ano [34] [25].

As características do sistema são o tempo de vida do projeto, as propriedades de cada equipamento e os dados climatológicos da NASA, mas no contexto da primeira etapa, aplica-se o fator otimização do HOMER Pro. A duração do projeto é de 25 anos, que é a mesma duração atribuída aos painéis fotovoltaicos.

O HOMER Pro permite que o usuário coloque dados de clima do local onde se encontra a instalação fotovoltaica, tornando o projeto mais realista, pois pode-se definir o local exato no mapa. Além desta função, o programa disponibiliza a função de otimização do HOMER, no

qual ele calcula as poupanças mais vantajosas para os equipamentos determinados e ao mesmo tempo, para a necessidade de quem utiliza, ou seja, se a Leaf House pretender ser 100% autônoma, o software computa as informações e indica o melhor caso. Usando este tipo de ferramenta, sempre será capaz de obter o valor ideal ou valor adjunto de potência do inversor para qualquer contexto.

Na **Tabela 7**, são apontadas as características de entrada dos módulos fotovoltaicos.

**Tabela 7: Características de entrada dos módulos fotovoltaicos.**

<b>Características de entrada do painel</b>	<b>Valores</b>
<b>Fator de redução de potência</b>	80% ou 85%
<b>Coefficiente de temperatura de potência</b>	-0,5% ou -0,407%
<b>Temperatura nominal de operação da célula</b>	47°C ou 44°C
<b>Eficiência</b>	13,3% ou 18,15%
<b>Inclinação</b>	22°
<b>Azimute</b>	0° (Sul)

O fator de redução de potência é a mesma definição de garantia de potência, que o fabricante afirma que o módulo consegue trabalhar, após anos de funcionamento.

Na **Tabela 8**, são expostas as propriedades de introdução do inversor.

**Tabela 8: Propriedades de introdução do inversor.**

<b>Propriedades de introdução do inversor</b>	<b>Valores</b>
<b>Tempo de vida útil</b>	10 anos
<b>Eficiência do inversor</b>	98% ou 98,1%
<b>Paralelismo com a geração CA</b>	Sim

Na análise em questão, o inversor não é operado no modo retificador, logo, não é exigido alterar os dados referentes a este modo de operação. O HOMER Pro elucidava o paralelismo com a geração CA, como a opção do inversor poder operar ao mesmo tempo que um ou mais geradores CA. As eficiências dos inversores definidas são as eficiências europeias, pois são calculadas baseando-se no clima europeu [5].

Na **Tabela 9**, são retratadas as especificações de implementação do banco de baterias.

**Tabela 9: Especificações de implementação do banco de baterias.**

<b>Especificações de implementação do banco de baterias</b>	<b>Valores</b>
<b>Tempo de vida útil</b>	15 a 20 anos
<b>Capacidade de transferir energia de cada vaso</b>	$C_{240} = 8,856$ kWh
<b>Tamanho da fileira</b>	6 vasos
<b>Estado de carga inicial</b>	100%
<b>Profundidade de descarga</b>	50%

A capacidade em  $C_{240}$  é 4.920 Ah, com corrente de 20,5 A e definindo a tensão em 1,8 V, resulta no valor de cada vaso em 8,856 kWh, totalizando 53,136 kWh nominais, mas como a profundidade de descarga é 50%, a energia utilizada é 26,568 kWh. O apuramento deste nível de capacidade é pelo fato de deter o fornecimento de energia por um período mais longo, pois, como o objetivo da Leaf House é ser autossustentável, ela tem que ser capaz de funcionar, mesmo em momentos contínuos de falta de fornecimento de energia da geração fotovoltaica.

Com 50% de profundidade de descarga, a quantidade de ciclos é aproximadamente 3000, portanto, para ter 15 anos de utilidade, tem que funcionar pela média de 200 ciclos completos ou 400 meios ciclos por ano, e para 20 anos, 150 ciclos completos ou 300 meios ciclos por ano [5] (Anexo A).

## **Capítulo 5 – Estudo dos cenários de autoconsumo**

Todo o desenvolvimento do trabalho respaldado no estudo de caso e amparado pela revisão bibliográfica, culmina neste capítulo, pois nele se encontram todas as 6 conjunturas analisadas, com a finalidade de expor o melhor caso de acordo com as vontades da Leaf House.

As conjunturas são divididas em duas seções, a referente ao cenário mais contíguo da realidade da Leaf House, contendo as ramificações deste contexto para situações específicas, resultando em três simulações e a outra separação, que retrata os quadros comparativos das três primeiras circunstâncias, implementando os painéis mais contemporâneos.

Com o foco de facilitar a visualização das informações, compreensão dos gráficos e dados de saída das simulações dos cenários, no Anexo B, são demonstrados os dimensionamentos, os custos relacionados a eles em 4 tabelas para cada cenário.

Os dados restantes resultantes das simulações correlacionados aos cenários encontram-se no Anexo C.

### **5.1. Cenário atual e variações**

Os três contextos expostos neste subcapítulo são referidos as tecnologias que se enquadram no sistema fotovoltaico pertinentes na Leaf House, levando em conta as informações obtidas do estudo de caso.

O painel inserido nestes cenários é o modelo SPV 170 SMG-S com fator de redução de potência de 80%, coeficiente de temperatura de -0,50%, temperatura nominal de operação de 47°C e com eficiência de 13,30%.

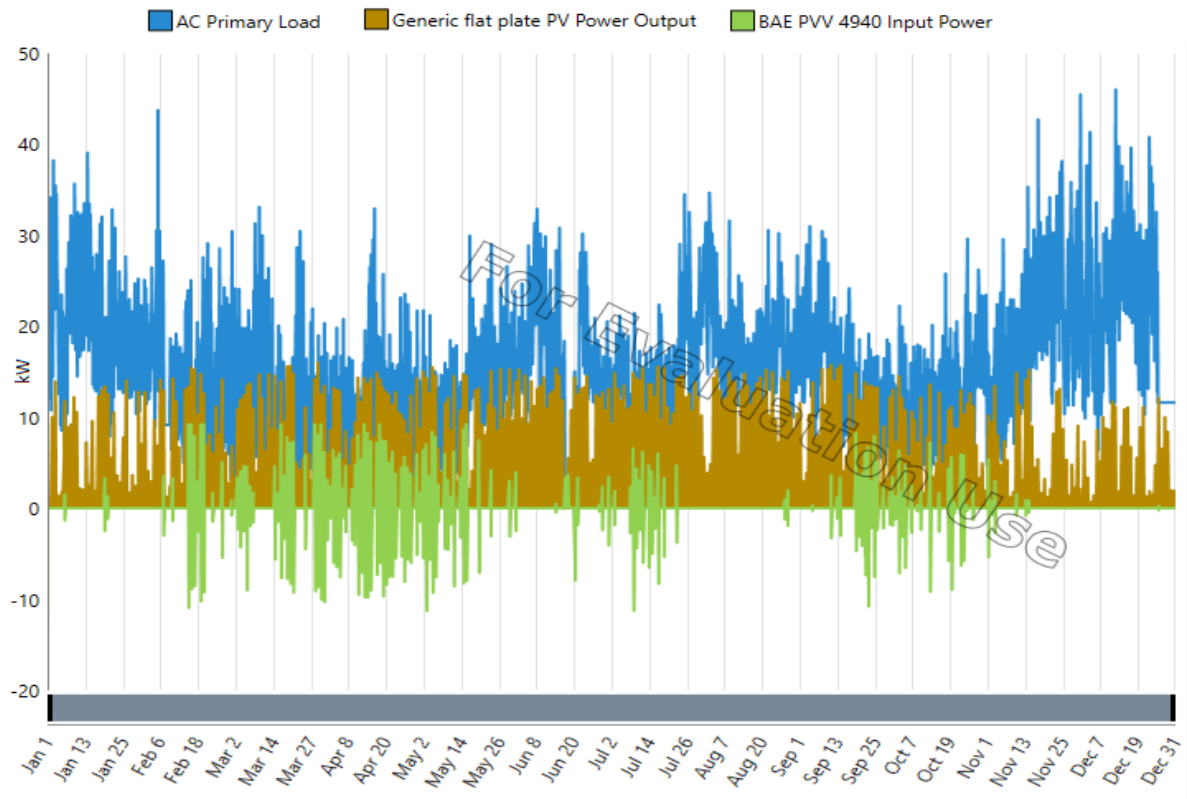
#### **5.1.1. Cenário 1A: Limitado pela área**

O contexto 1A tem como objetivo denotar qual é a melhor opção de sistema fotovoltaico, tendo em consideração a limitação de área no telhado existente da moradia e os módulos que estão em funcionamento atualmente.

O regulador de carga adotado é o C35 de 68,52 euros, pois a tensão do banco é 12 V e a corrente é 20,5 A, logo, cumpre as limitações do equipamento escolhido.

Somando os custos totais, obtém-se o investimento inicial de todo o sistema fotovoltaico, que é 69.699,25 euros. Com a inclusão dos dados de entrada, é executável fazer as simulações (Anexo C).

Na **Figura 40**, é retratada a relação de consumo, produção e funcionamento da bateria, logo, é perceptível que a bateria é pouco usufruída, pois a geração fotovoltaica se enquadra, majoritariamente, abaixo do consumo, resultando em 17,8% de fração renovável.



**Figura 40:** Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de baterias do cenário 1A.

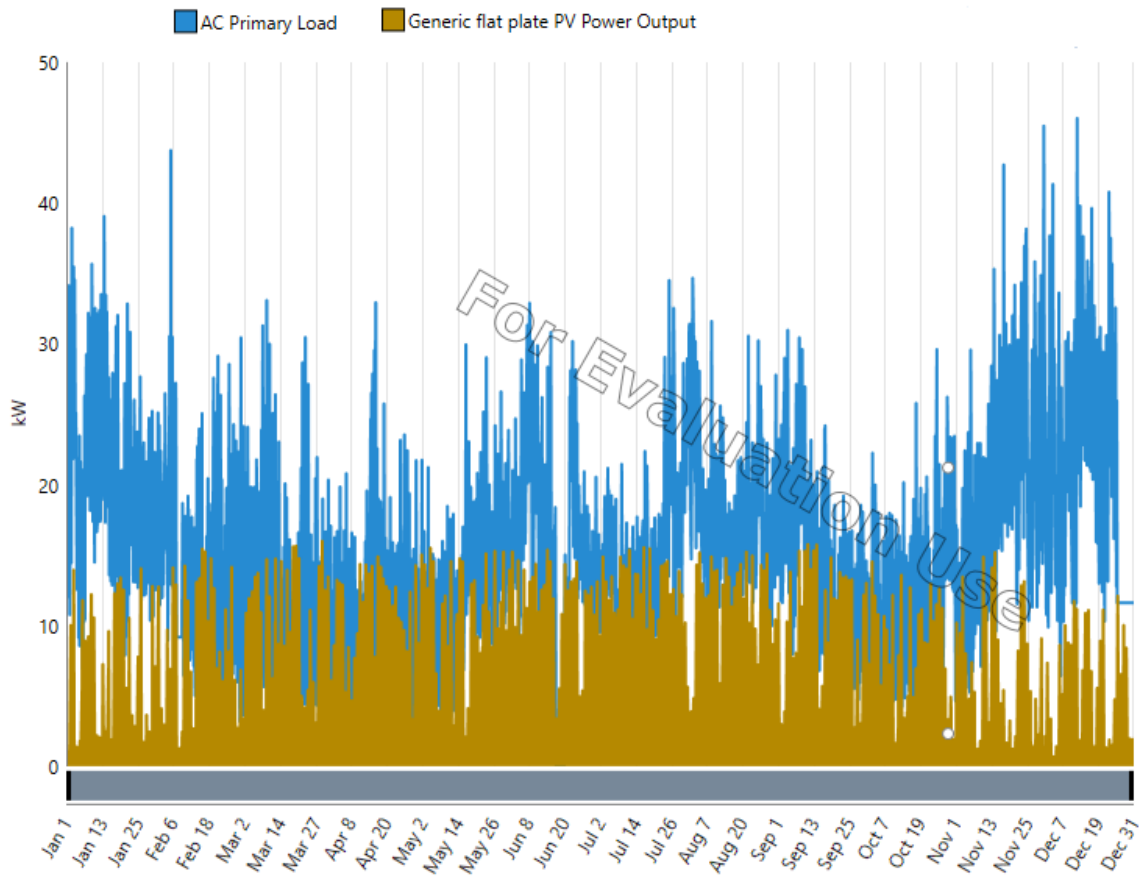
Na **Tabela 10**, são apontados os frutos econômicos com o uso do banco de baterias.

**Tabela 10:** Resultados financeiros com bateria da situação 1A.

Métrica	Valor
Valor Presente (€)	€48,628
Valor Anual (€/ano)	€1,945
Retorno sobre Investimento (%)	2,8
Taxa Interna de Retorno (%)	4,5
Retorno de Invest. Simples (ano)	14,54
Retorno de Invest. Descont. (ano)	14,54

Após analisar a situação do cenário com a aplicação da bateria, é simulado o mesmo caso, sem o emprego do banco de baterias.

Na **Figura 41**, é exibido o gráfico de consumo e geração sem o banco de acumuladores.



**Figura 41:** Gráfico de consumo e produção, sem o banco de baterias instalado do contexto 1A.

Na **Tabela 11**, são expostas as conclusões econômicas sem a utilização do banco de acumuladores.

**Tabela 11: Desfechos econômicos sem o banco de acumuladores do quadro 1A.**

Métrica	Valor
Valor Presente (€)	€59,625
Valor Anual (€/ano)	€2,385
Retorno sobre Investimento (%)	3.9
Taxa Interna de Retorno (%)	6.1
Retorno de Invest. Simples (ano)	12.80
Retorno de Invest. Descont. (ano)	12.80

Averiguando os valores do tempo de retorno do investimento, nota-se que sem a aquisição do banco de baterias, o tempo é menor, logo resulta em um melhor investimento, mesmo que o banco fosse de um modelo mais barato, com capacidade menor.

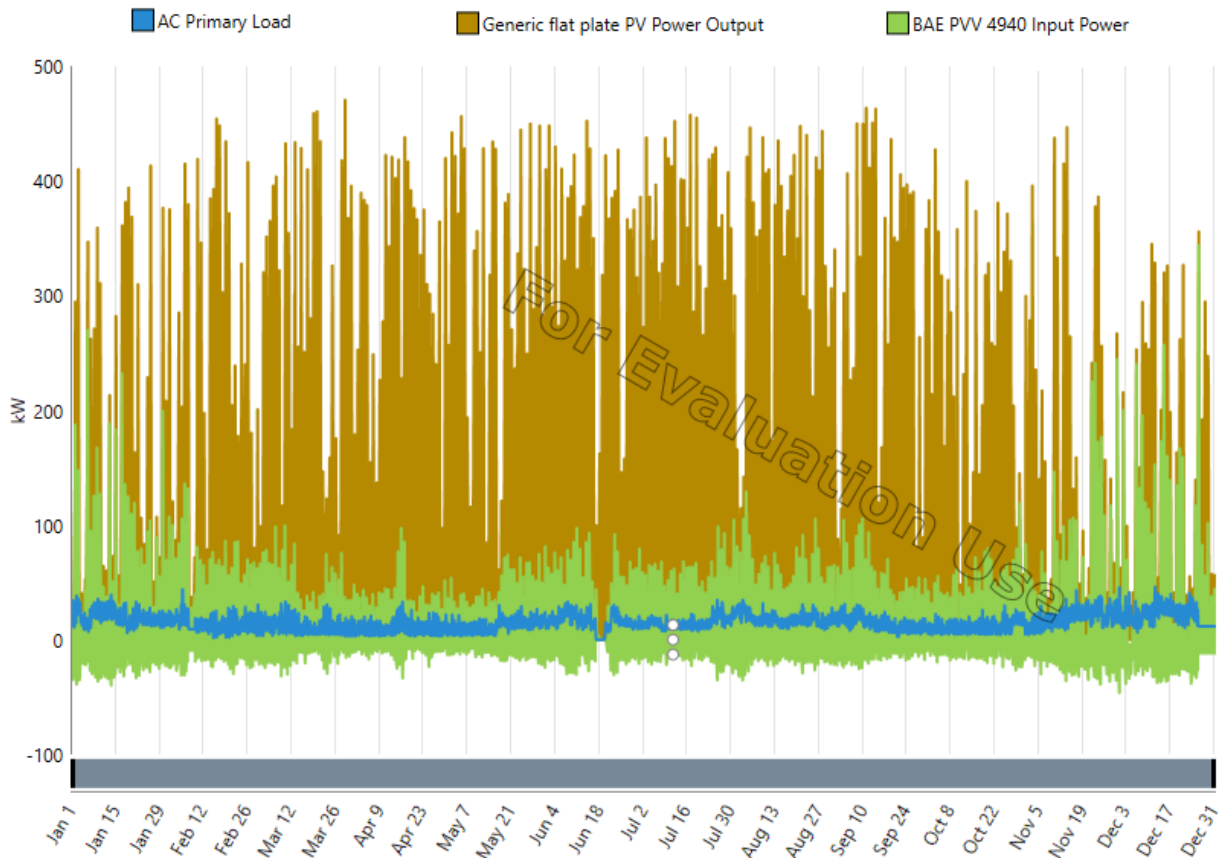
### **5.1.2. Cenário 1B: Quota de 100% de autonomia**

A situação 1B determina o sistema mais barato imaginável, usufruindo do módulo presente na Leaf House e os equipamentos estipulados, com a meta de ser 100% autônomo, ou seja, o caso que representa a total independência da energia fornecida da rede de distribuição e da micro usina hidrelétrica, pois isto realmente representaria a ideia deles de ser uma residência totalmente autossustentável.

Com a elaboração de 66 bancos de baterias, tem-se 792 V e os mesmo 20,5 A, já que a disposição dos bancos é em série, portanto, o ajustamento dos reguladores findou em 16 do tipo C40, com 3 bancos conectados em cada e um C35, com 2 bancos ligados a ele. O preço total é de 1526,28 euros.

Calculando os gastos totais, conclui-se o primeiro emprego monetário de todo o sistema fotovoltaico, que é 2.329.717,20 euros. Com tudo verificado e estabelecido, decorre-se para as simulações (Anexo C).

Na **Figura 42**, é mostrado o gráfico de consumo, geração e o trabalho dos bancos de acumuladores.



**Figura 42:** Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de acumuladores da situação 1B.

Na **Tabela 12**, são indicadas as decorrências monetárias do contexto.

**Tabela 12: Fins financeiros da circunstância 1B.**

Métrica	Valor
Valor Presente (€)	-€990,165
Valor Anual (€/ano)	-€39,607
Retorno sobre Investimento (%)	-1.7
Taxa Interna de Retorno (%)	n/a
Retorno de Invest. Simples (ano)	n/a
Retorno de Invest. Descont. (ano)	n/a

Um das dificuldades de atingir 100% de autonomia é fornecer energia para a carga em todo instante, portanto, na **Figura 43**, é apresentado um dos piores obstáculos para alcançar o objetivo, que é um pico de consumo em um momento sem geração fotovoltaica, sendo necessário recorrer a carga presente na bateria.

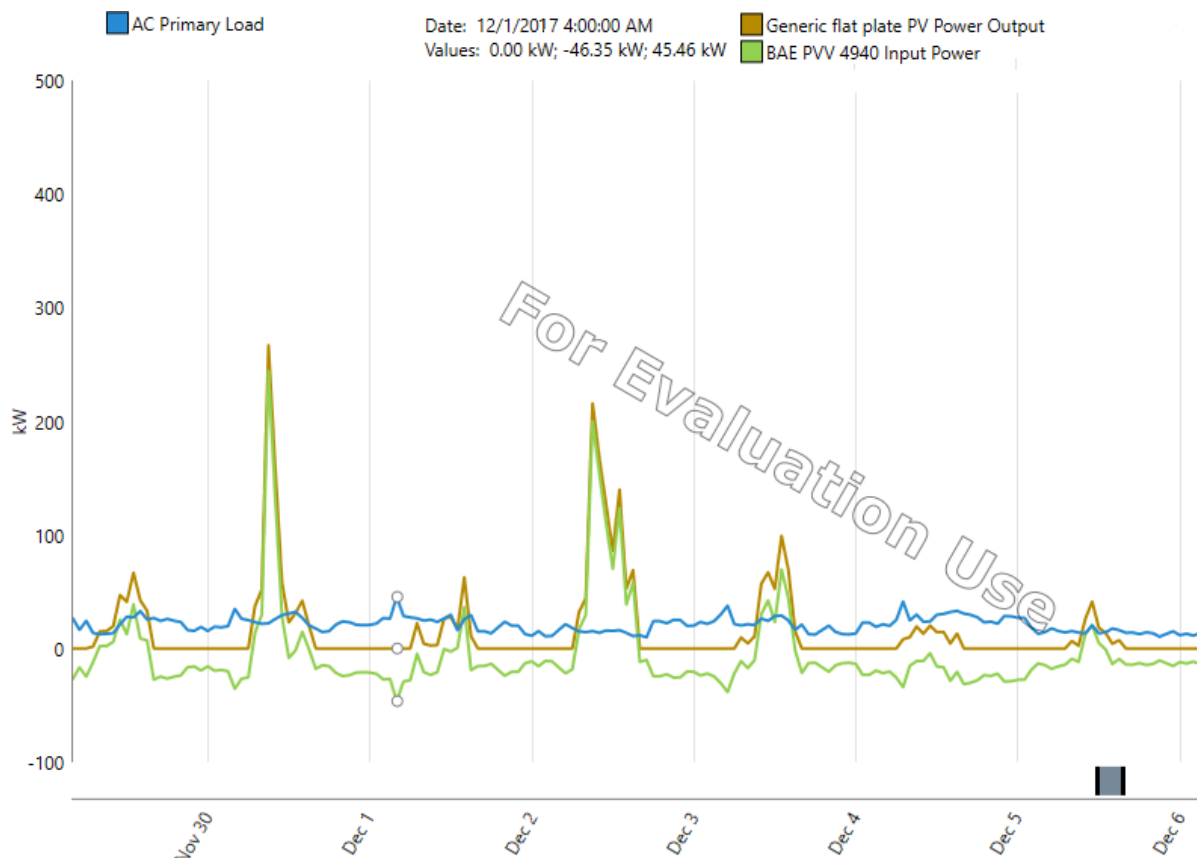


Figura 43: Gráfico expondo um dos piores obstáculos para atingir a 100% de autonomia do caso 1B.

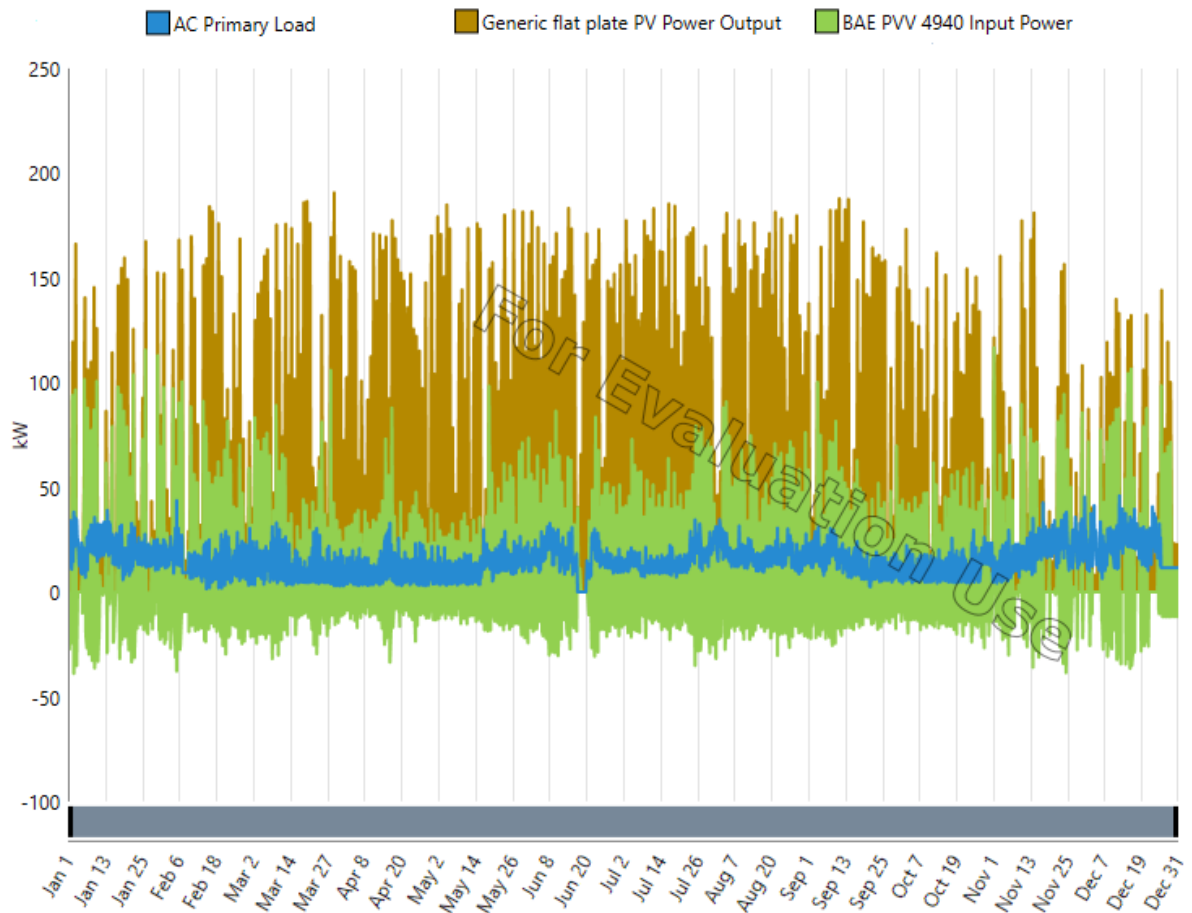
### 5.1.3. Cenário 1C: Quota de 93,5% de autonomia

Após averiguar sobre o resultado financeiro da circunstância 1B, é relevante dimensionar um sistema fotovoltaico, com as mesmas limitações do 1B, que alcance a maior autonomia, mas tendo uma viabilidade econômica.

No ajustamento de 13 bancos de baterias, obtêm-se tensão de 156 V e a corrente mantém 20,5 A, então, são necessários 3 C40, com 3 bancos conectados em cada e um C35, com apenas um banco acionado. O desembolso resume em 341,85 euros.

Agregando os dispêndios, finda a aplicação financeira introdutória do sistema fotovoltaico completo, que é 829.684,60 euros. Após o término de introdução e reverificando a possibilidade de erros, dá-se o prelúdio das simulações (Anexo C).

Na **Figura 44**, é denotado o gráfico de consumo, geração e funcionamento dos bancos de acumuladores.



**Figura 44:** Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de baterias do cenário 1C.

Na **Tabela 13**, são mostradas as conclusões financeiras.

**Tabela 13:** Resultados econômicos do contexto 1C.

Métrica	Valor
Valor Presente (€)	€55,567
Valor Anual (€/ano)	€2,223
Retorno sobre Investimento (%)	0.3
Taxa Interna de Retorno (%)	0.5
Retorno de Invest. Simples (ano)	23.65
Retorno de Invest. Descont. (ano)	23.65

Para facilitar a visualização de quais momentos o sistema fotovoltaico não consegue abastecer a residência, são exibidos, na **Figura 45**, os instantes de consumo de energia provida da rede elétrica.

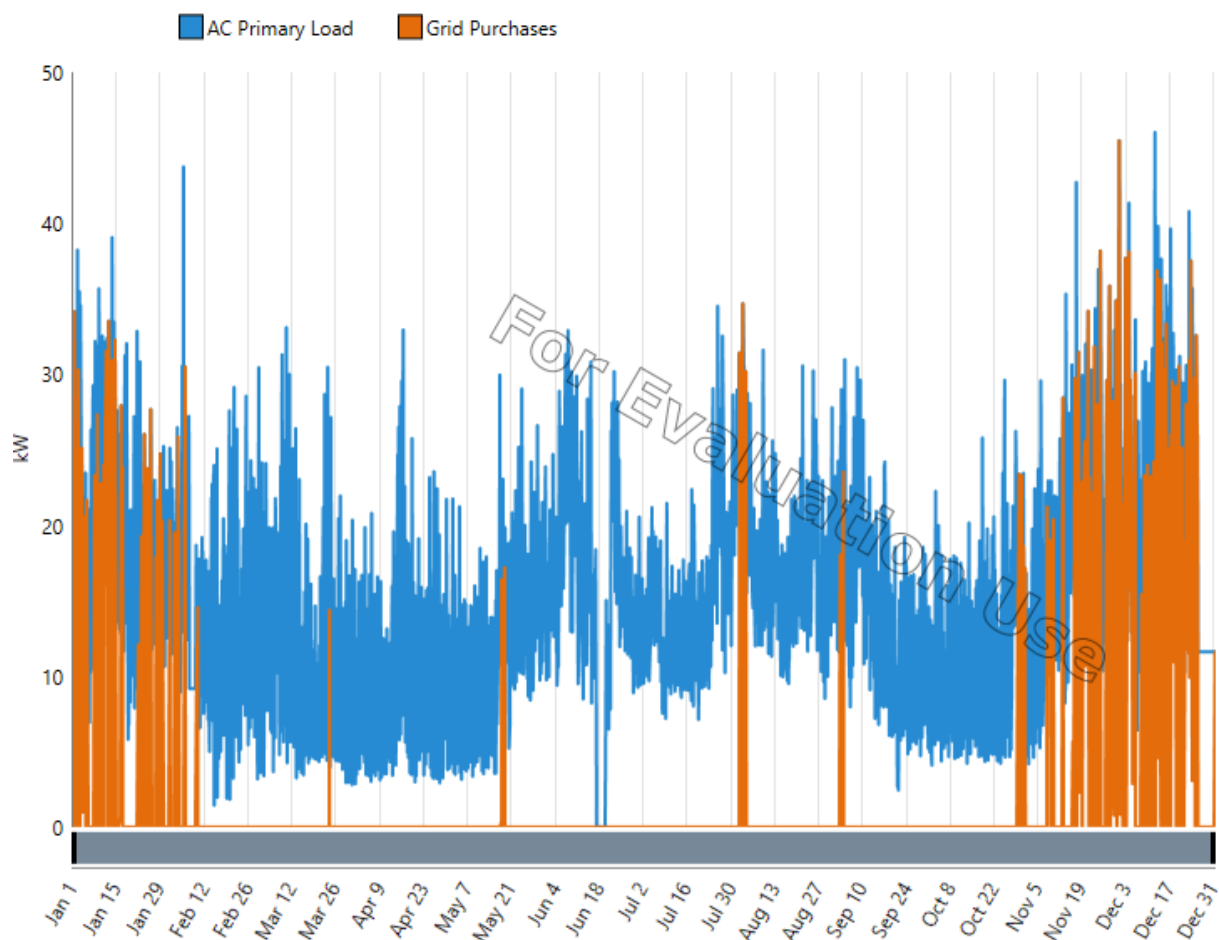


Figura 45: Gráfico com os instantes de aquisição de energia da rede elétrica na situação 1C.

## 5.2. Cenário comparativo e variações

Os três quadros retratados neste subcapítulo são relativos a uma proposta comparativa, com o desígnio de elucidar como seria o sistema fotovoltaico, apenas alterando o painel gerador, portanto, evidenciando a implementação da geração com uma tecnologia mais moderna.

O módulo utilizado nestes cenários é o modelo AVP 60HM 300 com fator de redução de potência de 85%, coeficiente de temperatura de -0,407%, temperatura nominal de operação de 44°C e com eficiência de 18,15%.

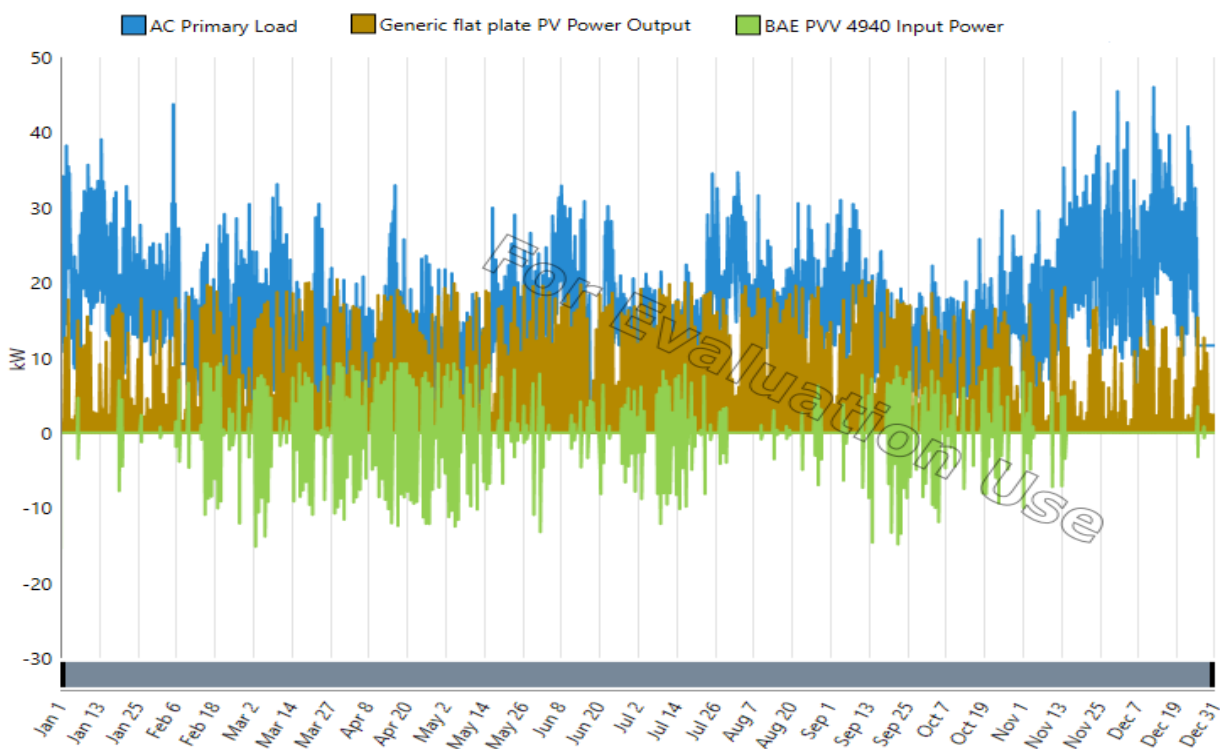
### 5.2.1. Cenário 2A: Limitado pela área

No sentido de restrições, este contexto obedece aos mesmos atribuídos ao 1A, só que implementando um outro módulo, ou seja, respeitando as delineações da superfície do telhado da Leaf House.

No dimensionamento do banco de baterias, é adicionado somente um regulador de carga, o C35, pois ele suporta a tensão de 12 V e a corrente de 20,5A do banco, então, o preço a se pagar pelo equipamento é 68,52 euros.

Anexando todas as expensas, finaliza o investimento primário relativo a toda geração fotovoltaica no valor de 55.212,70 euros. Cessando as entradas exibidas, acarreta-se ao começo das simulações (Anexo C).

Na **Figura 46**, é ostentado o gráfico de consumo, geração e trabalho do banco de baterias, ou seja, constata-se que o banco de acumuladores não é bem aproveitado, pois a maior parte da geração não consegue suprir a carga, resultando em uma fração de renovável de 22,3%.



**Figura 46:** Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de acumuladores do quadro 2A.

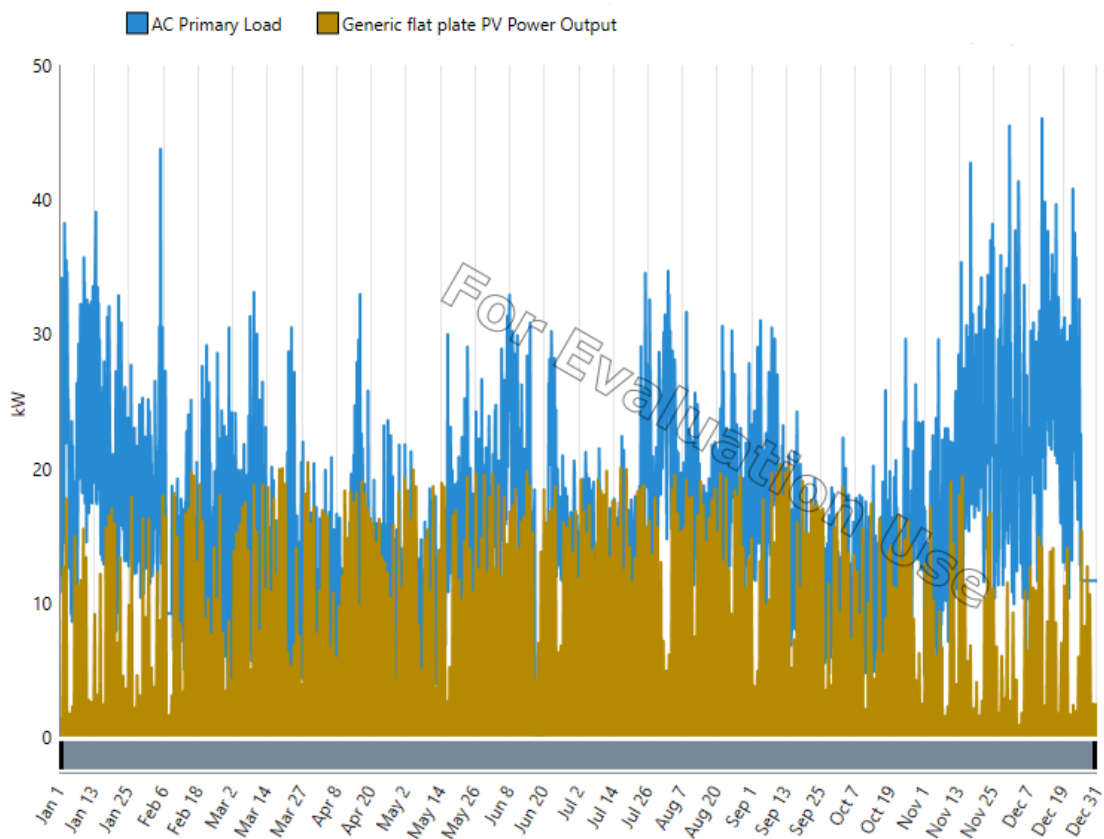
Na **Tabela 14**, são apontados os fins monetários.

**Tabela 14: Resultados econômicos do contexto 2A.**

Métrica	Valor
Valor Presente (€)	€95,580
Valor Anual (€/ano)	€3,823
Retorno sobre Investimento (%)	6.9
Taxa Interna de Retorno (%)	9.9
Retorno de Invest. Simples (ano)	8.80
Retorno de Invest. Descont. (ano)	8.80

O mesmo atribuído a conjuntura 1A, é exercido a este caso, então é simulado uma situação sem a inserção do banco de baterias.

Na **Figura 47**, é exposto o gráfico de consumo e geração sem a aplicação do banco de acumuladores.



**Figura 47: Gráfico de consumo e geração sem empregar o banco de baterias do quadro 2A.**

Na **Tabela 15**, são retratados os frutos econômicos.

**Tabela 15: Desfechos financeiros do cenário 2A.**

Métrica	Valor
Valor Presente (€)	€107,102
Valor Anual (€/ano)	€4,284
Retorno sobre Investimento (%)	9.1
Taxa Interna de Retorno (%)	12.5
Retorno de Invest. Simples (ano)	7.43
Retorno de Invest. Descont. (ano)	7.43

Obtém-se o mesmo resultado da circunstância 1A, onde, sem a implementação do banco de baterias, remete-se a um investimento mais rendoso.

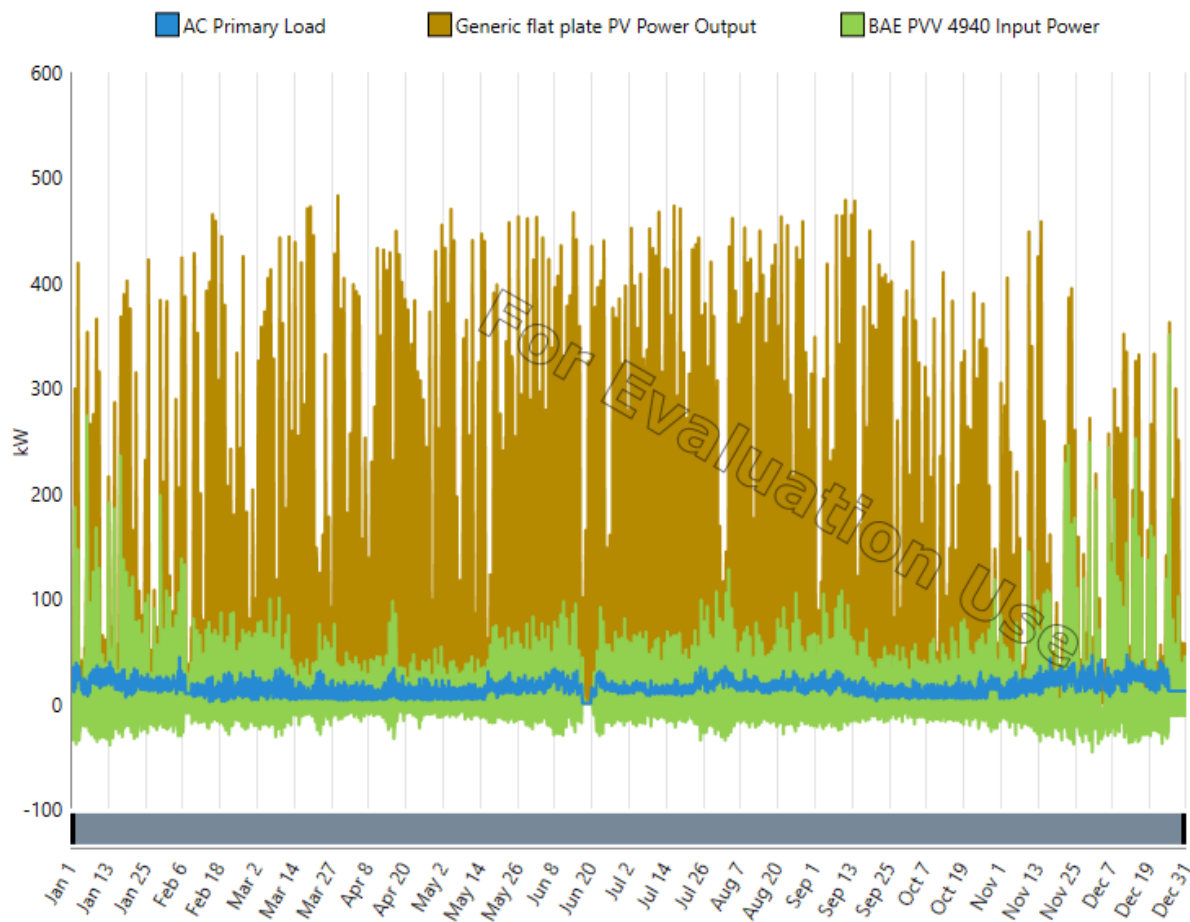
### **5.2.2. Cenário 2B: Quota de 100% de autonomia**

O quadro 2B contém o conceito análogo ao 1B, logo, o escopo é ser 100% autossustentável, sendo o mais benéfico, lidando com o comparativo painel fotovoltaico.

Com o arranjo de 66 bancos de baterias, somam-se 792 V e 20,5 A, ajustando em série, ou seja, o enquadramento dos reguladores acarretou 16 do tipo C40, com 3 bancos conectados em cada e um C35, com 2 bancos ligados a ele. O preço total é de 1526,28 euros.

Juntando os custos inaugurais do emprego monetário, obtém-se o valor total de 1.638.685,90 euros. Consumando as entradas disponibilizadas, a próxima etapa é simular as informações (Anexo C).

Na **Figura 48**, é mostrado o gráfico de consumo, geração e desempenho dos bancos de baterias.



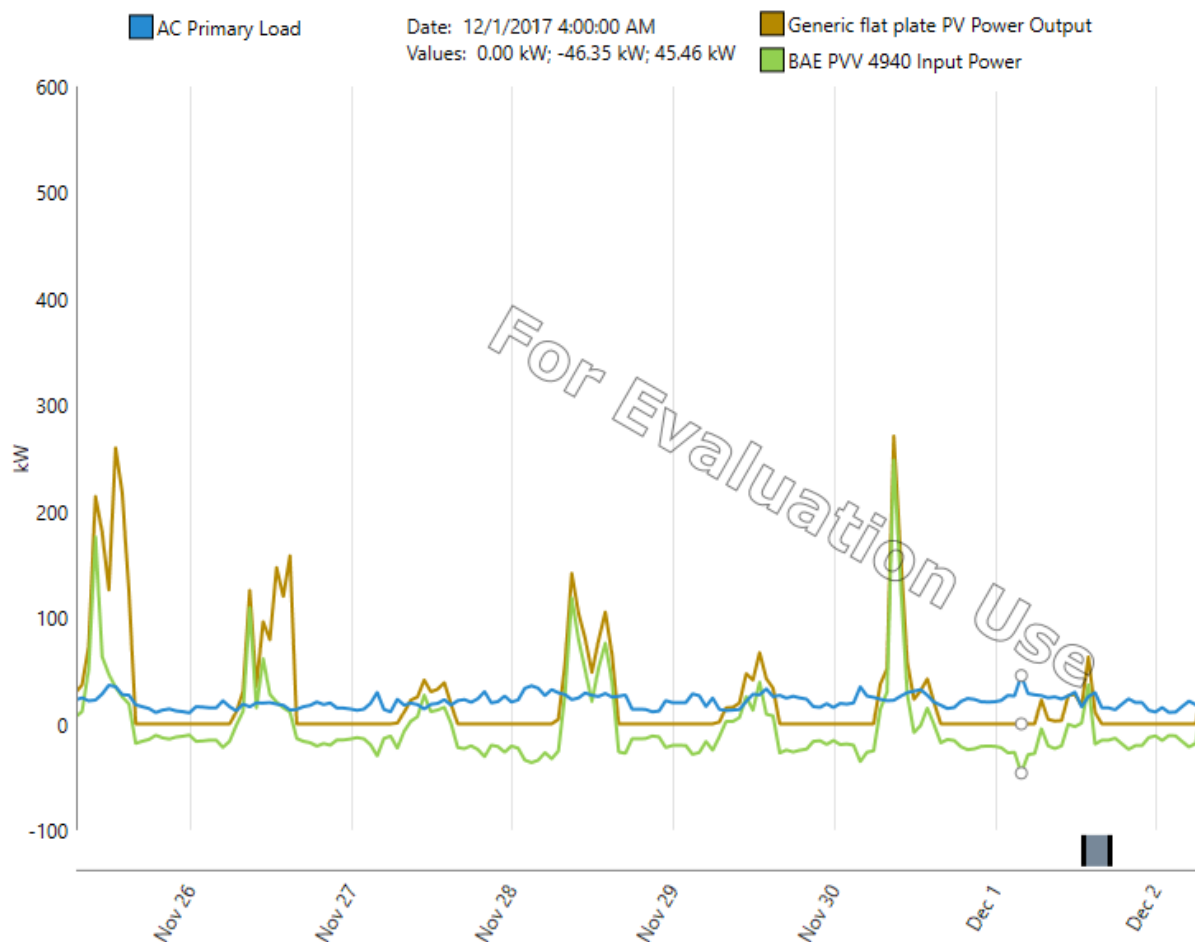
**Figura 48:** Gráfico de consumo, geração e carga e descarga dos bancos de baterias do contexto 2B.

Na **Tabela 16**, são indicados os fins monetários.

**Tabela 16: Resultados financeiros da conjuntura 2B.**

Métrica	Valor
Valor Presente (€)	-€280,036
Valor Anual (€/ano)	-€11,201
Retorno sobre Investimento (%)	-0.7
Taxa Interna de Retorno (%)	n/a
Retorno de Invest. Simples (ano)	n/a
Retorno de Invest. Descont. (ano)	n/a

Como este caso é comparativo ao 1B, também é relatada na **Figura 49** a pior dificuldade de alcançar a 100% de autonomia.



**Figura 49:** Gráfico indicando a pior dificuldade para atingir 100% de autonomia na conjuntura 2B.

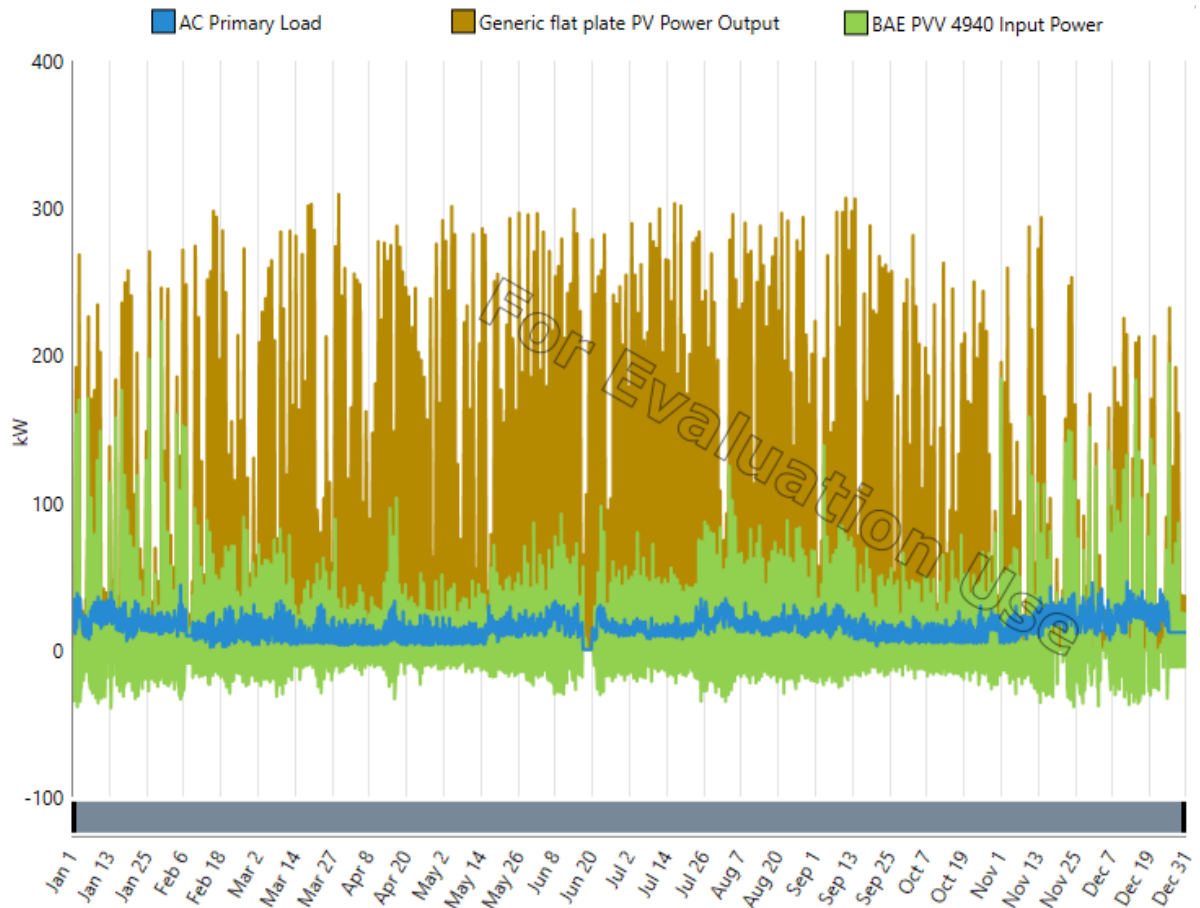
### 5.2.3. Cenário 2C: Quota de 98,4% de autonomia

Apesar do contexto 2B deter despesas iniciais mais acessíveis comparadas ao 1C, ainda retrata uma inviabilidade financeira, portanto, também é essencial encontrar a melhor relação de autonomia por tempo de retorno do investimento, no qual o tempo foi estipulado, no máximo, entre 20 e 21 anos, com o intuito de lucrar por volta de 5 a 4 anos, até o final do projeto.

Ordenando os 25 bancos de baterias em série, firma-se 300 V e 20,5A, então, são acoplados 6 C40, com 3 bancos em cada e um C35, com um banco de baterias, arrematando no custo de 615,18 euros.

Agregando os custos finais, finda a aplicação financeira preliminar no valor de 907.200,06 euros. Ultimando todas os dados de entrada, enceta-se as simulações (Anexo C).

Na **Figura 50**, é apresentado o gráfico de consumo, geração e performance dos bancos de acumuladores.



**Figura 50:** Gráfico de consumo, geração e carga e descarga do banco de baterias no cenário 2C.

Na **Tabela 17**, são retratados os resultados financeiros.

**Tabela 17:** Conclusões econômicas do quadro 2C.

Métrica	Valor
Valor Presente (€)	€328,726
Valor Anual (€/ano)	€13,149
Retorno sobre Investimento (%)	1.5
Taxa Interna de Retorno (%)	2.5
Retorno de Invest. Simples (ano)	20.64
Retorno de Invest. Descont. (ano)	20.64

Apesar de ser quase 100% autônomo, é essencial indicar, na **Figura 51**, os momentos onde a produção fotovoltaica não consegue fornecer energia para o consumo da moradia, sendo imprescindível a aquisição de energia da rede elétrica.

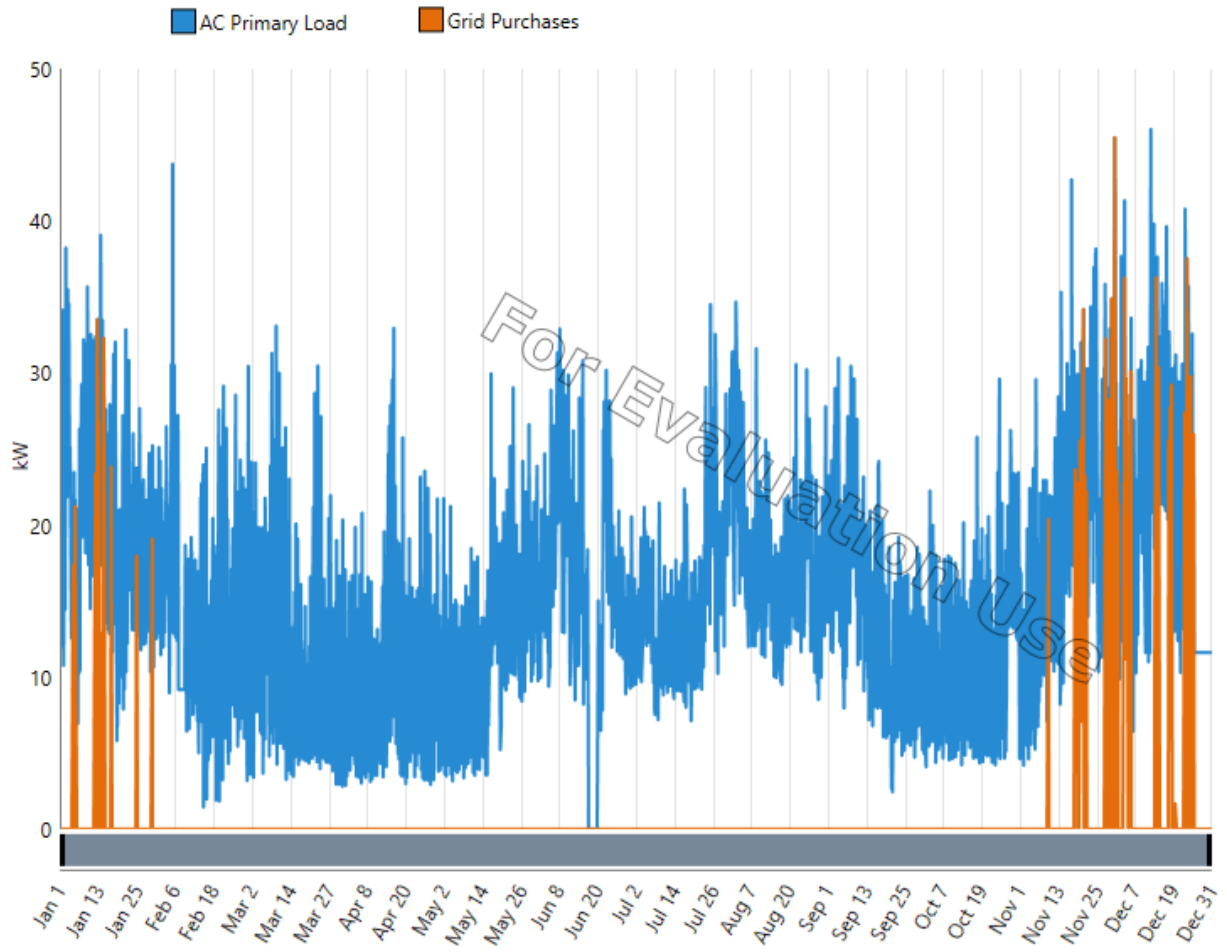


Figura 51: Gráfico com os instantes onde há fornecimento de energia da rede elétrica, na situação 2C.

## Capítulo 6 – Análise dos resultados

Neste capítulo descrevem-se as análises referentes a cada cenário e o julgamento final de qual contexto se enquadra melhor com os desejos da Leaf House.

Primeiramente, o estudo deve ser executado nos quadros limitados pela área, porque são as situações mais rentes da realidade da residência. Então, tanto o sistema 1A, quanto o 2A, denotam duas opções de funcionamento, uma com implementação do banco de baterias e outra sem manipulação dele.

Em relação ao tempo de retorno do investimento, percebe-se claramente que o resultado alusivo ao não manuseio do banco de baterias, reflete em um tempo menor, resumindo em uma aplicação financeira mais benéfica. Como quase toda a energia gerada é consumida, a funcionalidade do banco não é proveitosa, mesmo que fosse empregue um banco de menor capacidade, portanto, demonstra que não importa qual banco seja dimensionado. Com isto, a justificativa do banco referido nas simulações é armazenar o máximo de energia gerada em excesso, contando com a circunstância de geração sem consumo. Resumindo, para fins monetários, o mais interessante é não instalar baterias nos casos 1A e 2A.

As conjunturas 1B e 2B expõem que, atualmente e com os dados de consumo fornecidos, é inviável construir um sistema fotovoltaico na Leaf House que gere energia necessária para transformar a moradia em 100% autossuficiente.

Compreendendo a impossibilidade de ser 100 % independente da rede de distribuição, as condições 1C e 2C ostentam a ponderação entre autonomia e rentabilidade econômica da geração, logo, de todas as possibilidades que surgiram enquanto simulava as informações, os resultados explicitados definem a relação mais aprazível.

### 6.1. Análise final

Esta avaliação derradeira detém como foco elucidar qual cenário exposto faz referência a otimização do ideal de geração fotovoltaica para a Leaf House, tendo em vista determinadas considerações.

Supondo que a área disponível seja somente a relatada, o contexto mais atrativo financeiramente é o 2A, sem manuseio de banco de baterias, mas, mesmo com a inserção do banco, ainda é formidavelmente mais viável em comparação ao quadro 1A, com isto, é explicitado a diferença econômica e de desempenho da tecnologia moderna.

Apesar das situações 1B e 2B serem impraticáveis monetariamente, caso aconteça um financiamento externo de um valor substancial ou de valor próximo dos prejuízos do investimento, em troca da venda de imagem, existe a oportunidade de concretizar o 2B, pois findará os prejuízos do projeto para a Leaf House, ou seja, para alcançar 100% de autossuficiência, na residência em questão, é essencial ter apoio externo e conscientização do consumo de energia elétrica dos moradores.

Se a Leaf House realmente ambiciona ser o mais autossustentável e, ao mesmo tempo, rentável, independente da área disponível e sem financiamentos, os cenários 1C e 2C retratam esta realidade, mas, ao final das simulações e deliberações, conclui-se que a circunstância 2C remete a um tempo de retorno do investimento mais propício, mesmo com uma maior fração renovável. Assumindo a possibilidade de os moradores aprenderem a serem mais responsáveis no consumo de energia elétrica, isto pode aumentar a fração renovável, acarretando uma aproximação da 100% de autonomia.

Após as averiguações antepostas, desfecha-se que, independente do contexto que pode ser definido, o modelo mais recente de módulo fotovoltaico salienta melhor investimento monetário.

Em todos os contextos foram considerados o fator venda de imagem, onde a empresa, dona da Leaf House, detém boa parte do foco, pois poderia existir redução no custo do investimento, caso fosse implementado um gerador a diesel para pico de consumo energético em horas sem geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos, ao invés de aumentar a potência de geração e inserir mais baterias, mas isto denegriria a imagem que a Leaf Community tanto desenvolveu para construir ao longo dos anos.

## Capítulo 7 – Conclusão

Antes de exibir o desenlace da dissertação, salienta-se que no estudo retratado, não há o emprego da geração da micro usina hidrelétrica da Leaf Community e das emissões do gás carbônico.

A condição de vida da sociedade vigente, é baseada em dinheiro e imagem que se vende aos outros, portanto, uma das formas operadas para esta circunstância, é a análise de sustentabilidade, pois usufruindo dela, consegue-se ascender ao principal objetivo, que é poupar o máximo de recursos em uma aplicação financeira, tendo o maior lucro possível. Com o intuito de atingir este foco de modo satisfatório, é imprescindível ter acesso a todos os dados a respeito do contexto de análise, pois apesar do sacrifício de obtê-los, quanto mais informações se contêm, mais acurada é a análise de sustentabilidade.

A autonomia é um desejo bem comum entre os produtores que consomem a própria energia que geram, mas, ao longo desta ânsia, têm-se as limitações que estão presentes nos cenários manipulados, ou seja, se a missão é ser 100% autossustentável com a geração fotovoltaica, normalmente é requerido um elevado capital inicial, que talvez não forneça lucro, a latente influência de incentivos externos em troca de propaganda e venda de imagem ou um consumo de energia elétrica mais eficiente e consciente, evitando ao máximo os desperdícios.

É considerável ressaltar que os cálculos financeiros não incluíam o fator venda de imagem que, apesar de ser um fator importante e que reduziria o tempo de retorno do investimento de todos os cenários, seria imprescindível ter um estudo aprofundado sobre a influência global dos cenários no fluxo de pessoas que iriam visitar a moradia, nas propagandas das empresas incluídas no projeto e no mercado de energias renováveis.

A tecnologia da geração fotovoltaica vem se desenvolvendo e se tornando cada vez mais acessível no mercado, então, com o passar do tempo, o desígnio de ter independência da rede elétrica está gradualmente evidente e, com isto, aumenta a facilidade de mais pessoas construírem suas próprias gerações e a esperança de conquistar 100% de autonomia.

### 7.1. Trabalhos futuros

O estudo construído ao longo da dissertação demonstra foco ao objetivo estipulado, mas para trabalhos futuros, o que é elaborado nesta tese, pode ser aprimorado e expandido para seguintes situações:

- Estender a análise de sustentabilidade para mais países, principalmente Portugal e Brasil, com o desígnio de averiguar as diferenças das informações e dos resultados, somente alterando o país de implementação.
- Ampliar os estudos para equipamentos de outros fabricantes ao redor do mundo, com o intuito de encontrar os mais baratos existentes, sem as limitações atribuídas na tese.
- Realizar as simulações em outros softwares confiáveis de análise de sustentabilidade, para comparar e assimilar as soluções e divergências dos programas manuseados.

## Bibliografia

1. João Tavares e Galdino, Marco Antonio. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro : CEPTEL - CRESESEB, 2014.
2. Ciências - Livro do Estudante (Ensino Fundamental). Brasília : Zuleika de Felice Murrie, 2006.
3. Thomas e Pinedo-Pascua, Irene. European Commission. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS). [Online] 28 de Junho de 2019. [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html).
4. PVGIS @European Union. European Commission. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS). [Online] 29 de Junho de 2019. [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html).
5. Instituto Superior Técnico. Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Lisboa : Instituto Superior Técnico, 2004.
6. Rütther, Ricardo. Edifício Solares Fotovoltaicos. Florianópolis : UFSC / LABSOLAR, 2004.
7. Steca Elektronik. Steca Elektronik GmbH. Steca Elektronik. [Online] 9 de Setembro de 2019. <https://www.steca.com/index.php?Steca-Solarix-Sinus-en>.
8. Rupert KOGLER. Planung, Errichtung, Inbetriebnahme und Analyse einer 9,36 kWpeak - Solarstromanlage. [Online] 9 de Setembro de 2019. [https://pure.unileoben.ac.at/portal/files/2384786/AC03348454\\_2001.pdf](https://pure.unileoben.ac.at/portal/files/2384786/AC03348454_2001.pdf).
9. Allegro Archiwum. Allegro Archiwum. Allegro Archiwum. [Online] 9 de Setembro de 2019. <https://archiwum.allegro.pl/oferta/inwerter-przetwornica-sma-sunny-boy-swr-2000-i7835017036.html>.
10. Duracell: PSA Parts Ltd. DuracellDirect. DuracellDirect. [Online] 18 de Julho de 2019. [https://www.duracelldirect.com.pt/pno/dr7-12.htmlutm\\_source=google&utm\\_medium=cpc&utm\\_content=DR7-12&adtype=pla&keyword=&target=325425753764&gclid=EAiaIQobChMIhP3D-fu-4wIVirHtCh1J\\_A2BEAQYAiABEgLuBPD\\_BwE](https://www.duracelldirect.com.pt/pno/dr7-12.htmlutm_source=google&utm_medium=cpc&utm_content=DR7-12&adtype=pla&keyword=&target=325425753764&gclid=EAiaIQobChMIhP3D-fu-4wIVirHtCh1J_A2BEAQYAiABEgLuBPD_BwE).

11. Ministério de ambiente, ordenamento do território e energia. Cintinamica. Cintinamica. [Online] 20 de Julho de 2019. [https://www.cintinamica.pt/autoconsumo\\_fotovoltaiico/enquadramento\\_do\\_novo\\_regime\\_de\\_producao\\_distribu\\_da.pdf](https://www.cintinamica.pt/autoconsumo_fotovoltaiico/enquadramento_do_novo_regime_de_producao_distribu_da.pdf).
12. Leaf Community. casaportale. casaportale. [Online] 22 de Julho de 2019. <https://www.casaportale.com/public/uploads/Brochure%20Leaf%20Community.pdf>.
13. Loccioni. Loccioni. Loccioni. [Online] 22 de Julho de 2019. <https://www.loccioni.com/it/identita/>.
14. Loccioni. Earth Day Srl. Casaaa Sostenibile. [Online] 23 de Julho de 2019. <http://www.earthday.it/Casa-sostenibile/STORIE/Leaf-Community-un-industria-e-il-suo-fiume>.
15. GSE Energy Services Gerente SpA. GSE Energy Services Gerente SpA. GSE - Gestore Servizi Energetici. [Online] 25 de Julho de 2019. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SISTEMI%20SEMPLICI%20DI%20PRODUZIONE%20E%20CONSUMO/Regole%20e%20procedure/Regole%20Applicative%20per%20il%20riconoscimento%20di%20SSPC.PDF](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SISTEMI%20SEMPLICI%20DI%20PRODUZIONE%20E%20CONSUMO/Regole%20e%20procedure/Regole%20Applicative%20per%20il%20riconoscimento%20di%20SSPC.PDF).
16. ARERA - Autorità di regolazione per energia reti e ambiente. ARERA - Autorità di regolazione per energia reti e ambiente. ARERA. [Online] 25 de Julho de 2019. <https://www.arera.it/allegati/docs/12/322-12.pdf>.
17. ARERA - Autorità di regolazione per energia reti e ambiente. ARERA. [Online] 26 de Julho de 2019. <https://www.arera.it/allegati/docs/05/034-05old.pdf>.
18. COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO. MC Energy GTS Srl. MC Energy Green Technology Service. [Online] 30 de Julho de 2019. <https://www.mcenergy.it/images/CEI-0-21.pdf>.
19. HOMER Energy LLC. HOMER Energy LLC. HOMER Energy. [Online] 24 de Julho de 2019. [https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.13/return\\_on\\_investment.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.13/return_on_investment.html).
20. Puccini, Ernesto Coutinho. Matemática Financeira e Análise de investimentos. Santa Catarina : Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.

21. TRANDINGECONOMICS. TRADING ECONOMICS. TRADING ECONOMICS. [Online] 24 de Julho de 2019. <https://tradingeconomics.com/italy/interest-rate>.
22. TRANDINGECONOMICS. TRADING ECONOMICS. TRADING ECONOMICS. [Online] 24 de Julho de 2019. <https://tradingeconomics.com/italy/inflation-cpi>.
23. Fundação Francisco Manuel dos Santos. Fundação Francisco Manuel dos Santos. PORDATA - Base de Dados Portugal Contemporâneo. [Online] 25 de Julho de 2019. <https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>.
24. FREECLEANSOLAR.COM, INC. FREECLEANSOLAR.COM, INC. freecleansolar.com. [Online] 28 de Julho de 2019. <http://www.freecleansolar.com/170W-module-Schuco-S-170-SPU-4-poly-p/s-170-spu-4.htm>.
25. Banco de Portugal. Banco de Portugal. BANCO de PORTUGAL EUROSISTEMA. [Online] 2 de Agosto de 2019. <https://www.bportugal.pt/conversor-moedafrom=USD&to=EUR&date=1564786800&value=1.00>.
26. ENF Ltd. ENF. ENF Solar. [Online] 4 de Agosto de 2019. [https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/28781utm\\_source=ENF&utm\\_medium=panel\\_more\\_series&utm\\_campaign=enquiry\\_product\\_directory&utm\\_content=6078](https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/28781utm_source=ENF&utm_medium=panel_more_series&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=6078).
27. AvProject srl. AvProject srl. avproject. [Online] 4 de Agosto de 2019. <http://www.avproject.it/page.aspIDmenu=4b&IDlink=4b&IDlingua=english>.
28. Europe-SolarStore.com. Europe-SolarStore.com. Europe-SolarStore.com The Future Energy for Life. [Online] 30 de Julho de 2019. [https://www.europe-solarstore.com/solar-inverters/sma/sunny-tripower.htmlgclid=CjwKCAjw1f\\_pBRAEEiwApp0JKIdpELpawdxUyDPEKiH5ha8EhmSCPux5O6bc4ZH16HVW6l5vnIL3kBoCjW8QAvD\\_BwE](https://www.europe-solarstore.com/solar-inverters/sma/sunny-tripower.htmlgclid=CjwKCAjw1f_pBRAEEiwApp0JKIdpELpawdxUyDPEKiH5ha8EhmSCPux5O6bc4ZH16HVW6l5vnIL3kBoCjW8QAvD_BwE).
29. BAE Batterien GmbH. BAE Batterien GmbH. BAE Energy from Batteries. [Online] 1 de Agosto de 2019. <https://www.bae-berlin.de/en/products/photovoltaic.html>.
30. AMB Green Power, S.L. AMB Green Power, S.L. AMB Green Power. [Online] 1 de Agosto de 2019. [http://www.ambgreenpower.com/baterias\\_solares\\_bae.aspx](http://www.ambgreenpower.com/baterias_solares_bae.aspx).

31. AMB Green Power, S.L. AMB Green Power, S.L. AMB Green Power. [Online] 2 de Agosto de 2019. [http://www.ambgreenpower.com/reguladores\\_cargadores\\_solares.aspx](http://www.ambgreenpower.com/reguladores_cargadores_solares.aspx).
32. SMA Solar Technology AG. SMA Solar Technology AG. SUNNY DESIGN WEB. [Online] 2 de Agosto de 2019. <https://www.sunnydesignweb.com>.
33. National Renewable Energy Laboratory. National Renewable Energy Laboratory. NREL Transforming Energy. [Online] 3 de Agosto de 2019. <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>.
34. National Renewable Energy Laboratory. NREL Transforming Energy. [Online] 4 de Agosto de 2019. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72133.pdf>.

# Anexo A - Datasheets dos Equipamentos

Fotovoltaica con Schüco

## Módulos fotovoltaicos Schüco de la serie SMG-S

Parámetros eléctricos	Categorías de rendimiento de los módulos				
	SPV 165-SMG-S	SPV 170-SMG-S	SPV 175-SMG-S	SPV 180-SMG-S	SPV 185-SMG-S
Indica, sobre poten. (excepto NOCT) bajo condiciones de ensayo estándar (STC)*:					
Potencia nominal (P mpp)	165 W	170 W	175 W	180 W	185 W
Tolerancia de potencia ( $\Delta P$ mpp)	+5 %/-0 %	+5 %/-0 %	+5 %/-0 %	+5 %/-0 %	+5 %/-0 %
Potencia mínima garantizada (P mpp min.)	165 W	170 W	175 W	180 W	185 W
Tensión nominal (U mpp)	36,3 V	36,4 V	36,45 V	36,5 V	36,8 V
Corriente nominal (I mpp)	4,55 A	4,67 A	4,8 A	4,93 A	5,03 A
Tensión de circuito abierto (U oc)	43,2 V	43,5 V	43,6 V	43,6 V	43,6 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	5,08 A	5,2 A	5,35 A	5,4 A	5,64 A
Eficacia celular	15,5 %	16,0 %	16,4 %	16,8 %	17,3 %
Rendimiento del módulo	12,9 %	13,3 %	13,7 %	14,1 %	14,5 %
Coefficiente de temperatura $\alpha$ (P mpp)	-0,50 %/°C	-0,50 %/°C	-0,50 %/°C	-0,50 %/°C	-0,50 %/°C
Coefficiente de temperatura $\beta$ (I sc)	+0,05 %/°C	+0,05 %/°C	+0,05 %/°C	+0,05 %/°C	+0,05 %/°C
Coefficiente de temperatura $\gamma$ (U oc)	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C
Coefficiente de temperatura $\delta$ (I mpp)	+0,05 %/°C	+0,05 %/°C	+0,05 %/°C	+0,05 %/°C	+0,05 %/°C
Coefficiente de temperatura $\epsilon$ (U mpp)	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C
Temp. normal operativa de célula (NOCT)**	47 °C ( $\pm 2$ °C)	47 °C ( $\pm 2$ °C)	47 °C ( $\pm 2$ °C)	47 °C ( $\pm 2$ °C)	47 °C ( $\pm 2$ °C)
Tensión del sistema máx. admisible	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V

\* Intensidad de irradiación 1.000 W/m<sup>2</sup>, masa de aire 1,5, temperatura de la célula 25 °C

\*\* Intensidad de irradiación 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente 20 °C, velocidad del viento 1 m/s

Parámetros mecánicos	Otros
Dimensiones (L x Al x An)	Peso con embalaje 34 kg
Acabado del marco de aluminio	Sistema de montaje Schüco PV-Light
Vidrio frontal	Ref. Schüco grapa simple 231128
Peso	Ref. Schüco grapa doble 231129
Altura de la caja de conexión	Ref. Schüco SPV 165-SMG-S 256161
Sistema de conexión / Selección del cable solar	Ref. Schüco SPV 170-SMG-S 249868
Longitudes: Cable + / Cable -	Ref. Schüco SPV 175-SMG-S 249869
	Ref. Schüco SPV 180-SMG-S 256162
	Ref. Schüco SPV 185-SMG-S 256163
	Unidad de embalaje 2 Módulos
Homologaciones y garantías	Modificaciones y/o mejoras técnicas reservadas
Garantía	5 años
Garantía de rendimiento para el 90 % P <sub>mpp min</sub>	12 años
Garantía de rendimiento para el 80 % P <sub>mpp min</sub>	25 años

Potencia 165-185 Watos, +5/-0% ► Densidad de potencia optimizada ► Máximo rendimiento

Concepción y fabricación Óptima señalización ► Datos de potencia individualizados en el módulo y en el embalaje  
Marco de aluminio anodizado ► Cumple con los máximos requerimientos de calidad  
Diodos de derivación ► Impiden con toda seguridad el efecto "Hot-Spot"

Calidad Schüco al más alto nivel  
Cumple con todos los estándares de calidad internacionales ► Determinación de los datos de potencia mediante ensayos, se indica por cada módulo de forma individual

Hoja de datos técnicos

Módulo fotovoltaico Schüco

SPV 190 SPA-1/1-2    SPV 195 SPA-1/1-2    SPV 200 SPA-1/1-2    SPV 205 SPA-1/1-2

Características eléctricas

Valores del rendimiento (menos NOCT) en condiciones de ensayo estándar (STC)\*:

Potencia nominal ( $P_{mpp}$ )	190 W	195 W	200 W	205 W
Tolerancia de potencia ( $\Delta P_{mpp}$ )	+ 5 % / - 0 %	+ 5 % / - 0 %	+ 5 % / - 0 %	+ 5 % / - 0 %
Potencia mínima garantizada ( $P_{mpp\ min}$ )	190 W	195 W	200 W	205 W
Tensión nominal ( $U_{mpp}$ )	25,18 V	25,59 V	25,50 V	25,87 V
Corriente nominal ( $I_{mpp}$ )	7,56 A	7,63 A	7,85 A	7,93 A
Tensión de circuito abierto ( $U_{oc}$ )	32,85 V	32,94 V	33,03 V	33,58 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	7,87 A	8,11 A	8,31 A	8,61 A
Eficiencia de célula	15,00%	15,40%	15,80%	16,00%
Eficiencia del módulo	12,70%	13,10%	13,40%	13,70%
Coefficiente de temperatura $\alpha$ ( $P_{mpp}$ )	-0,5133 % / K	-0,5133 % / K	-0,5133 % / K	-0,5133 % / K
Coefficiente de temperatura $\beta$ ( $I_{sc}$ )	+ 0,02818 % / K	+ 0,02818 % / K	+ 0,02818 % / K	+ 0,02818 % / K
Coefficiente de temperatura $\gamma$ ( $U_{oc}$ )	-0,3246 % / K	-0,3246 % / K	-0,3246 % / K	-0,3246 % / K
Coefficiente de temperatura $\delta$ ( $I_{mpp}$ )	+ 0,02818 % / K	+ 0,02818 % / K	+ 0,02818 % / K	+ 0,02818 % / K
Coefficiente de temperatura $\epsilon$ ( $U_{mpp}$ )	-0,3246 % / K	-0,3246 % / K	-0,3246 % / K	-0,3246 % / K
Normal Operating Cell Temperature (NOCT**)	45 ° C / +/- 2°C	45 ° C / +/- 2°C	45 ° C / +/- 2°C	45 ° C / +/- 2°C
Tensión máxima del sistema permitida	1000V	1000V	1000V	1000V
Cantidad de células	54 (6x9)	54 (6x9)	54 (6x9)	54 (6x9)
Tamaño célula	156x156 mm (6")	156x156 mm (6")	156x156 mm (6")	156x156 mm (6")
Tipo célula	poli cristalino	poli cristalino	poli cristalino	poli cristalino

\* Intensidad de irradiación 1000 W/m<sup>2</sup>, masa de aire AM 1,5, temperatura de la célula 25°C

\*\* Intensidad de irradiación 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente 20°C, velocidad del viento 1 m/s

Características mecánicas

Dimensiones exteriores	1493,6 x 999,6 x 44 mm
Tipo marco	anodizado plata
Cristal frontal	Vidrio de seguridad de 1 luna (templado)
Peso	17,6 kg
Sistema de conexionado	Schüco/4mm <sup>2</sup> (compatible MC-T4)
Longitudes: Cable positivo/Cable negativo	100 cm +/- 5 cm / 100 cm +/- 5 cm

Otros

Nº de artículo Schüco módulo	SPA-1 256359	256360	256361	256768
	SPA-2 256362	256363	256364	256769
Sistema de Montaje			PV-Light	
grapa simple			Tipo 41-1	
grapa doble			Tipo 42-2	
Unidad de venta			2 módulos	
Peso unidad de venta			33 kg	

Garantía

Garantía del producto	5 años
Garantía de 90% de la potencia nominal $P_{mpp\ mi}$	12 años
Garantía de 80% de potencia nominal $P_{mpp\ min}$	25 años

Certificación

Clasificación eléctrica	Clase de protección II
Estándar de calidad	IEC 61215 / EN 61730
Carga de nieve y viento	hasta 3,6 KN/m <sup>2</sup>

Se reserva la facultad de modificar sin previo aviso

Schüco International KG • Sucursal en España • Avda. San Roque, 33 • 28340 Valdemoro (Madrid)  
• Teléfono +34 91 808 40 20 • Fax +34 91 808 40 40 • info@schueco.com • www.schueco.de

Fecha edición: 04/07/2008

# avp 60HM

monocrystalline PV modules | 290-295-300 Wp



Made in Europe



Module presorting



Fire reaction Class 1



Positive power output tolerances



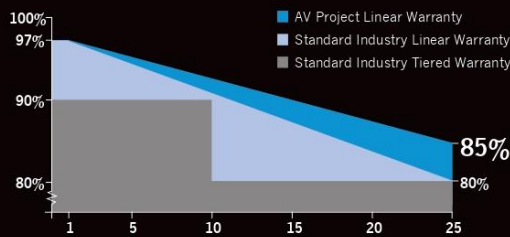
PID free



Salt water, ammonia, blow dust and sand resistance

made in Italy

### Warranties:



### Power Output:

12 years (limited warranty on 90% power output)  
25 years (limited warranty on 85% power output)

### Product warranty:

10 years



Via Toppole 1  
83030 Manocalzati (AV) Italia  
P.IVA 02544120641

tel +39.0825.675467  
fax +39.0825.676798  
www.avproject.it

### Certificates:



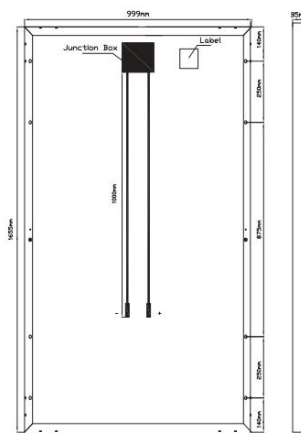
09.2016

## models

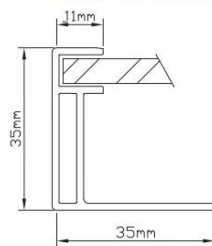
AVP290HM  
AVP295HM  
AVP300HM<sup>t</sup>

Advanced Vision Project

## DIMENSIONS



## FRAME CROSS SECTION

ELECTRICAL SPECIFICATIONS @STC (AM 1,5 - 1000W/m<sup>2</sup> - 25°C)

MODULE TYPE		290Wp	295Wp	300Wp	UM	
Max power	<i>P<sub>max</sub></i>	290	295	300	Wp	
Voltage at Pmax	<i>V<sub>mp</sub></i>	31,89	32,1	32,3	V	
Current at Pmax	<i>I<sub>mp</sub></i>	9,12	9,21	9,29	A	
Open circuit voltage	<i>V<sub>oc</sub></i>	39,18	39,35	39,49	V	
Short circuit current	<i>I<sub>sc</sub></i>	9,65	9,81	9,93	A	
Tolerance		0/+5	0/+5	0/+5	W	
System max voltage	<i>V<sub>sys</sub></i>	1000	1000	1000	V	
Module efficiency		17,54	17,84	18,15	%	
MAXIMUM REVERSE CURRENT		18	18	18	A	

ELECTRICAL SPECIFICATIONS @ NOCT (AM 1,5 - 800W/m<sup>2</sup> - 45°C)

MODULE TYPE		290Wp	295Wp	300Wp	UM	
Max power	<i>P<sub>max</sub></i>	214,06	217,75	221,44	Wp	
Voltage at Pmax	<i>V<sub>mp</sub></i>	29,12	29,33	29,57	V	
Current at Pmax	<i>I<sub>mp</sub></i>	7,35	7,42	7,48	A	
Open circuit voltage	<i>V<sub>oc</sub></i>	36,3	36,46	36,59	V	
Short circuit current	<i>I<sub>sc</sub></i>	7,77	7,91	8,01	A	

## THERMAL SPECIFICATIONS

MODULE TYPE		290Wp	295Wp	300Wp	UM	
Power Temperature Coefficient		-0,407	-0,407	-0,407	%/°C	
Voltage Temperature Coefficient		-0,309	-0,309	-0,309	%/°C	
Current Temperature Coefficient		0,04	0,04	0,04	%/°C	
NOCT		44±2	44±2	44±2	°C	

## MECHANICAL SPECIFICATIONS

LENGTH X WIDTH X THICKNESS	1655mm x 999mm x 35mm
WEIGHT	19 Kg
CELLS	60 monocrystalline cells 156mm x 156mm
JUNCTION BOX	THREE BYPASS DIODES 15A IP67
CONNECTORS	MC4 COMPATIBLE
FRAME	Anodized AL with drainage holes
GLASS	3,2 mm tempered glass
CERTIFIED NOMINAL LOAD	5400Pa

Dealer:



All rights reserved. All informations presented in this document are subject to variation without previous notice

## SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30

### Efficient

- Maximum efficiency of 98.4%

### Safe

- DC surge arrester (SPD type II) can be integrated

### Flexible

- DC input voltage of up to 1000 V
- Multistring capability for optimum system design
- Optional display

### Innovative

- Cutting-edge grid management functions with Integrated Plant Control
- Reactive power available 24/7 (Q on Demand 24/7)

## SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

The versatile specialist for large-scale commercial plants and solar power plants

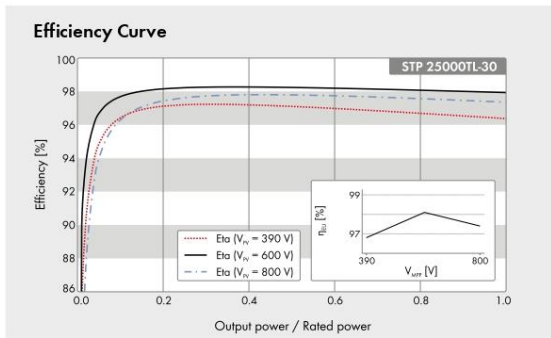
The Sunny Tripower is the ideal inverter for large-scale commercial and industrial plants. Not only does it deliver extraordinary high yields with an efficiency of 98.4%, but it also offers enormous design flexibility and compatibility with many PV modules thanks to its multistring capabilities and wide input voltage range.

The future is now: the Sunny Tripower comes with cutting-edge grid management functions such as Integrated Plant Control, which allows the inverter to regulate reactive power at the point of common coupling. Separate controllers are no longer needed, lowering system costs. Another new feature—reactive power provision on demand (Q on Demand 24/7).

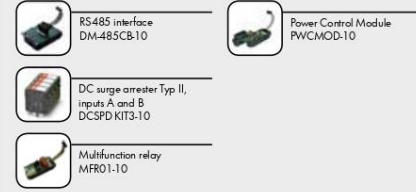
# SUNNY TRIPOWER

## 15000TL / 20000TL / 25000TL

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL
<b>Input (DC)</b>	
Max. generator power	27000 Wp
DC rated power	15330 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	240 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3
<b>Output (AC)</b>	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	15000 W
Max. AC apparent power	15000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE: 220 V / 380 V 3 / N / PE: 230 V / 400 V 3 / N / PE: 240 V / 415 V
AC voltage range	180 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current / rated output current	29 A / 21.7 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	≤ 3%
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%
<b>Protective devices</b>	
DC-side disconnection device	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm [26.0 / 26.9 / 10.4 inch]
Weight	61 kg [134.48 lb]
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]
Noise emission (typical)	51 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
<b>Features / function / Accessories</b>	
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	○
Interface: RS485, Speedwire / Webconnect	○ / ●
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Planned certificates and permits	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105, VFR 2014
* Does not apply to all national appendices of EN 50438	
Type designation	STP 15000TL-30



### Accessory



● Standard features ○ Optional features – Not available  
Data at nominal conditions  
Status: October 2017

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. generator power	36000 Wp	45000 Wp
DC rated power	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range	180 V to 280 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD	≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
<b>Protective devices</b>		
DC-side disconnection device	●	
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)	
Weight	61 kg (134.48 lb)	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Noise emission (typical)	51 dB(A)	
Self-consumption (at night)	1 W	
Topology / cooling concept	Transformerless / Optocool	
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
<b>Features / function / Accessories</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display	○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available on request)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-2, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 9972:1, PEA 2013, PFC, RD 1659/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, S14777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
* Does not apply to all national appendices of EN 50438		
Type designation	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

# BAE SECURA PVV solar

## Technical Specification for Valve Regulated Lead-Acid Batteries (VRLA-GEL)

### 1. Application

BAE SECURA PVV solar batteries don't need to be refilled with water during the whole service life. Therefore, this battery type is maintenance-free. It eliminates the checking of electrolyte level.

The batteries are used to store electric energy in medium and large solar photovoltaic installations.

Due to the robust tubular plated design BAE PVV Batteries are excellent suited for highest requirements regarding cycling ability and long lifetime.



### 2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

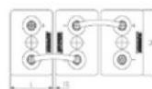
Type	$C_{1h}$ Ah	$C_{10h}$ Ah	$C_{20h}$ Ah	$C_{22h}$ Ah	$C_{100h}$ Ah	$C_{120h}$ Ah	$C_{240h}$ Ah	$R_i$ 1) mV	$I_k$ 2) kA	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight kg
2 PVV 140	71	121	134	153	157	158	165	1.65	1.30	105	208	420	12.4
3 PVV 210	107	182	202	229	236	238	247	1.15	1.86	105	208	420	17.1
4 PVV 280	143	243	268	306	314	318	331	0.89	2.40	105	208	420	19.4
5 PVV 350	179	304	336	383	393	397	412	0.73	2.91	126	208	420	23.3
6 PVV 420	215	364	404	460	472	477	496	0.63	3.39	147	208	420	27.4
5 PVV 550	254	447	506	570	583	589	609	0.68	3.14	126	208	535	31.4
6 PVV 660	302	529	598	671	686	693	715	0.58	3.64	147	208	535	36.9
7 PVV 770	350	610	688	770	788	795	820	0.52	4.12	168	208	535	42.4
6 PVV 900	417	729	834	943	968	978	1,012	0.46	4.63	147	208	710	51.0
7 PVV 1050	492	858	980	1,116	1,140	1,154	1,195	0.36	5.81	215	193	710	61.9
8 PVV 1200	559	970	1,106	1,252	1,280	1,296	1,344	0.32	6.54	215	193	710	68.8
9 PVV 1350	616	1,090	1,252	1,418	1,450	1,464	1,524	0.34	6.29	215	235	710	77.0
10 PVV 1500	691	1,200	1,382	1,562	1,600	1,620	1,675	0.28	7.50	215	235	710	83.9
11 PVV 1650	748	1,320	1,512	1,713	1,750	1,764	1,836	0.28	7.56	215	277	710	92.2
12 PVV 1800	822	1,440	1,644	1,857	1,900	1,920	1,989	0.24	8.63	215	277	710	99.2
11 PVV 2090	839	1,570	1,772	2,023	2,070	2,088	2,169	0.27	7.86	215	277	855	108.2
12 PVV 2280	927	1,710	1,918	2,181	2,230	2,256	2,337	0.23	9.18	215	277	855	116.5
13 PVV 2470	1,040	1,890	2,120	2,426	2,490	2,508	2,592	0.18	11.91	215	400	815	131.4
14 PVV 2660	1,125	2,070	2,320	2,678	2,740	2,772	2,880	0.17	12.63	215	400	815	141.2
15 PVV 2850	1,191	2,170	2,420	2,772	2,840	2,868	2,976	0.16	13.25	215	400	815	147.9
16 PVV 3040	1,265	2,300	2,580	2,937	3,000	3,036	3,144	0.15	13.94	215	400	815	156.2
17 PVV 3230	1,358	2,480	2,780	3,182	3,260	3,300	3,408	0.14	15.32	215	490	815	173.6
18 PVV 3420	1,433	2,610	2,920	3,348	3,420	3,468	3,576	0.13	16.03	215	490	815	181.4
19 PVV 3610	1,507	2,740	3,080	3,506	3,590	3,624	3,744	0.12	16.70	215	490	815	189.6
20 PVV 3800	1,581	2,870	3,220	3,664	3,750	3,792	3,912	0.12	17.37	215	490	815	197.8
22 PVV 4180	1,740	3,210	3,600	4,118	4,220	4,272	4,416	0.11	18.43	215	580	815	205.7
24 PVV 4560	1,887	3,470	3,900	4,442	4,550	4,596	4,752	0.10	19.76	215	580	815	222.0
26 PVV 4940	2,014	3,650	4,060	4,608	4,710	4,764	4,920	0.10	21.02	215	580	815	235.1

1, 2) Internal resistance  $R_i$  and short circuit current  $I_k$  according to IEC 60896-21

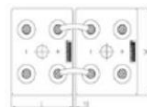
Height (H) is the maximum height between container bottom and top of the bolts in assembled condition.

All values given in the table correspond to 100 % DOD without voltage drop of connectors. Please consider item 7.

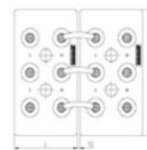
### 3. Terminal positions



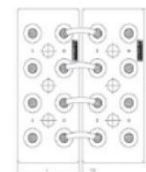
2 PVV 140 to 6 PVV 900



7 PVV 1050 to 12 PVV 2280



13 PVV 2470 to 16 PVV 3040



17 PVV 3230 to 26 PVV 4940

Terminals are designed as female poles with brass inlay M10 for flexible insulated copper cables with cross-section 25, 35, 50, 70, 95 or 120 mm<sup>2</sup> or insulated solid copper connectors with cross-section 90, 150 or 300 mm<sup>2</sup>.



## Technical Specification for BAE SECURA PVV solar



- | 4. Design   |  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
|---|--|-------------------------------|--------|----|-------|----|------|----|------|----|------|----|------|----|------|----|------|----|------|
| Positive electrode                                    | tubular-plate with woven polyester gauntlet and solid grids in a corrosion-resistant PbCaSn-alloy  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Negative electrode                                    | grid-plate in PbCaSn-alloy with long-life expand material  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Separation  | microporous separator  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Electrolyte   | sulphuric acid with a density of 1.24 kg/l (20 °C), fixed as GEL by fumed silica   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Container and lid                                     | high impact ABS (Acrylonitrile-Butadiene-Styrene), grey coloured (colour may vary slightly from given image), UL-94 rating: HB, on request also in UL-94 rating V-0  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Valve   | valve with flame arrestor, opening pressure approx. 120 mbar   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Pole bushing  | 100 % gas- and electrolyte-tight sliding, plastic coated "Panzerpol"   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Kind of protection                                    | IP 25 regarding EN 60529, touch protected according to VBG 4   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Horizontal operation                                  | Please use BAE special type PVV "horizontal". The construction and production of this type is adapted to the horizontal operation.   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 5. Installation                                       | BAE SECURA PVV solar batteries are designed for indoor applications. For outdoor applications please contact BAE.  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 6. Maintenance  |  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Every 6 months  | check battery voltage, pilot cell voltages and temperatures  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Every 12 months                                       | check connections, record battery voltage, cell voltages and temperatures  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 7. Operational data                                   |  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Depth of discharge (DOD)                              | max. 80 % ( $U_n = 1.91$ V/cell for discharge times > 10 h; 1.74 V/cell for 1 h), deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Initial charge current (I or bulk phase)              | unlimited, the minimal charge current has to be 1.5 A/100 Ah $C_{10}$  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Charge voltage at cyclic operation                    | restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operating instruction is to be observed   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Float voltage / non cyclic operation                  | 2.25 V/cell  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Adjustment of charge voltage                          | no adjustment necessary if battery temperature is between 10 °C and 45 °C (50 °F and 113 °F) in the monthly average, $DU/DT = -0.003$ V/cell per K below 10 °C (50 °F)   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Recharge to 100 %                                     | within a period of 1 up to 4 weeks   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| IEC 61427 cycles                                      | > 3,000 (A+B) at 40 °C (104 °F)  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Battery temperature                                   | -20 °C to 45 °C (-4 °F to 113 °F), recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Self-discharge  | approx. 2 % per month at 20 °C (68 °F)   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 8. Number of cycles as function of Depth of discharge | <table border="1"> <caption>Approximate data points from the graph</caption> <thead> <tr> <th>Depth of discharge (DOD) in %</th> <th>Cycles</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>10</td><td>13000</td></tr> <tr><td>20</td><td>8000</td></tr> <tr><td>30</td><td>5500</td></tr> <tr><td>40</td><td>4000</td></tr> <tr><td>50</td><td>3000</td></tr> <tr><td>60</td><td>2500</td></tr> <tr><td>70</td><td>2000</td></tr> <tr><td>80</td><td>1500</td></tr> </tbody> </table> | Depth of discharge (DOD) in % | Cycles | 10 | 13000 | 20 | 8000 | 30 | 5500 | 40 | 4000 | 50 | 3000 | 60 | 2500 | 70 | 2000 | 80 | 1500 |
| Depth of discharge (DOD) in %                         | Cycles   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 10  | 13000  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 20  | 8000   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 30  | 5500   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 40  | 4000   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 50  | 3000   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 60  | 2500   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 70  | 2000   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 80  | 1500   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 9. Transport  | Batteries are not subject to ADR (road transport), if the conditions of Special Provisions 598 and 238 (Chapter 3.3) are observed. BAE cells/batteries conform to the IMDG-Code, therefore these products are no dangerous goods on sea transport.   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| 10. Standards   |  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Test standards  | IEC 60896-21, IEC 61427  |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |
| Safety standard, ventilation                          | EN 50272-2   |                               |        |    |       |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |    |      |

12/2012 4805218 Technical details may be subject to alterations.

BAE Batterien GmbH  
Wilhelminenhofstraße 69/70  
12459 Berlin  
Germany

Tel.: +49 (0)30 53001-661  
Fax: +49 (0)30 53001-667  
E-Mail: info@bae-berlin.de  
www.bae-berlin.de





## Reguladores de Carga SERIE C

### Características

- Funcionamiento muy eficaz, silencioso, con modulación de la anchura entre impulsos
- Carga de las baterías en tres etapas (en bruto, en absorción y flotación) con compensación de temperatura opcional
- Protección automática contra sobrecargas, tanto en modo activo como pasivo
- Protección contra inversión de polaridad y cortocircuitos de grupo FV
- Construcción duradera
- Controlado por procesador

Modelos	C35	C40	C60
<b>Especificaciones eléctricas</b>			
Configuraciones de voltaje	12 y 24 VCC	12, 24, y 48 VCC	12 y 24 VCC
Tensión máx. del conjunto en circuito abierto FV	55 VCC	125 VCC	55 VCC
Carga / Corriente de carga (a 25 °C)	35 amperios CC	40 amperios CC	60 amperios CC
Corriente pico máx.	85 amperios	85 amperios	85 amperios
Caída de tensión máx. a través del controlador	0,30 voltios	0,30 voltios	0,30 voltios
Consumo normal en funcionamiento	15 ma	15 ma	15 ma
Consumo normal en estado inactivo	3 ma	3 ma	3 ma
Tamaño de breaker recomendado	45 amperios	50 amperios	60 amperios a 100% funcionamiento continuo
Tamaño del cableado recomendado	#8 AWG	#8 AWG	#6 AWG
Instalaciones con baterías de plomo-ácido	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Instalaciones con baterías de NiCad	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Modo de control de carga	Reconexión de baja tensión - Ajustable (pegatina proporcionada junto con la unidad) en todos los modelos Desconexión de baja tensión - Reconexión automática o manual seleccionable por el usuario - incluye indicador de advertencia antes de la desconexión y proporciona un periodo de gracia para una vez seleccionable por el usuario) en todos los modelos		
<b>Especificaciones generales</b>			
Rango de temperatura especificado	0 °C a 40 °C (32 °F a 104 °F)		
Tipo de caja	ara uso en interiores, ventilado, de acero con revestimiento pulverizado con discos removibles de 3/4" x 1".		
Peso de la unidad	1,2 kg (2,5 lb)	1,4 kg (3,0 lb)	1,4 kg (3,0 lb)
Peso del envío	1,4 kg (3,0 lb)	1,6 kg (3,5 lb)	1,6 kg (3,5 lb)
Dimensiones (Al x An x F)	20,3 x 12,7 x 6,4 cm	25,4 x 12,7 x 6,35 cm	25,4 x 12,7 x 6,35 cm
	8,0 x 5,0 x 2,5"	10 x 5 x 2,5"	10 x 5 x 2,5"
Dimensiones del envío (Al x An x F)	31,5 x 17,8 x 6,4 cm	31,5 x 17,8 x 6,4 cm	31,5 x 17,8 x 6,4 cm
	12,4 x 7 x 2,5"	12,4 x 7 x 2,5"	12,4 x 7 x 2,5"
Montaje	Montaje vertical sobre pared - sólo en interiores		
Altitud - operativa	4.572 m (15.000')		
Altitud - no operativa	15.240 m (50.000')		
Garantía	2 años		
Números de referencia	C35, C40, C60 - Controladores		
	CM - Panel de visualización frontal		
	CM/R-50, CM/R-100 - Panel de visualización remoto		
	BTS - Sensor de temperatura de la batería		
<b>Características y opciones</b>			
Método de regulación	Tres etapas (en bruto, absorción y flotación), estado sólido, modulación de la anchura entre impulsos		
Puntos de ajuste de control ajustables sobre el terreno	Dos puntos de ajuste de voltaje ajustables por el usuario para el control de cargas o fuentes de carga - el ajuste se mantiene si se desconecta la batería		
Panel de visualización	CM, CM/R-50 ó CM/R-100 - pantalla LCD alfanumérica opcional con iluminación posterior que muestra el voltaje de la batería, el amperaje de CD, los amperios hora acumulados y los amperios hora desde la última puesta a cero - el dispositivo remoto incluye un cable de 15 m (50') ó 30,5 m (100')		
Carga de compensación	Compensación automática cada 30 días o manual seleccionable por el usuario		
Sensor de temperatura de la batería	BTS - sensor de temperatura de la batería remoto opcional para aumentar la precisión de carga		
<b>Aprobaciones reguladoras</b>			
Conformidad UL según los estándares UL 1741 - 1999 y CSA 22.2 Nº 107.1-95, cumple la normativa CE			

## Anexo B - Tabelas do Estudo de Cenários

Tabela B-1: Parâmetros ligados ao painel do quadro 1A.

Parâmetros	Painel
Custo unitário	€ 229,50
Potência unitária	170 Wp
Quantidade	115
Área total	146,8 m <sup>2</sup>
Potência total	19,55 kWp
Custo Total	€ 26.392,50

Tabela B-2: Configurações relacionadas ao inversor da situação 1A.

Configurações	Inversor
Modelo	STP 15000TL-30
Eficiência	98%
Custo unitário + Frete	€ 2.465,00
Potência unitária	15,33 kW
Quantidade	1
Potência total	15,33 kW
Custo Total	€ 2.465,00

Tabela B-3: Fatores referentes ao banco de baterias do contexto 1A.

Fatores	Banco de baterias
Modelo	26 PVV 4940
Tempo de vida útil	20 anos
Custo unitário	€ 8.291,00
Capacidade unitária	26,568 kWh
Quantidade	1
Capacidade total	26,568 kWh
Custo Total	€ 8.291,00

**Tabela B-4: Propriedades relativas à instalação da circunstância 1A.**

<b>Propriedades</b>	<b>Instalação</b>
<b>Preço de venda da energia</b>	0,095 Euros/kWh
<b>Custo de capital fixo do sistema</b>	30 Euros/ano
<b>O&amp;M total</b>	316,71 Euros/ano
<b>Custo de implementação</b>	€ 32.550,75

**Tabela B-5: Parâmetros ligados ao painel do quadro 1B.**

<b>Parâmetros</b>	<b>Painel</b>
<b>Custo unitário</b>	€ 229,50
<b>Potência unitária</b>	170 Wp
<b>Quantidade</b>	3384
<b>Área total</b>	4319,74 m <sup>2</sup>
<b>Potência total</b>	575,28 kWp
<b>Custo Total</b>	€ 776.682,00

**Tabela B-6: Configurações relacionadas ao inversor da situação 1B.**

<b>Configurações</b>	<b>Inversor</b>
<b>Modelo</b>	STP 25000TL-30
<b>Eficiência</b>	98,1%
<b>Custo unitário + Frete</b>	€ 2.669,00
<b>Potência unitária</b>	23 kW
<b>Quantidade</b>	18
<b>Potência total</b>	414 kW
<b>Custo Total</b>	€ 48.042,00

**Tabela B-7: Fatores referentes ao banco de baterias do contexto 1B.**

<b>Fatores</b>	<b>Banco de baterias</b>	
<b>Modelo</b>	26 PVV 4940	
<b>Tempo de vida útil</b>	15 anos	
<b>Custo unitário</b>	€	8.291,00
<b>Capacidade unitária</b>	26,568 kWh	
<b>Quantidade</b>	66	
<b>Capacidade total</b>	1.753,488 kWh	
<b>Custo Total</b>	€	547.206,00

**Tabela B-8: Propriedades relativas à instalação da circunstância 1B.**

<b>Propriedades</b>	<b>Instalação</b>	
<b>Preço de venda da energia</b>	0,08 Euros/kWh	
<b>Custo de capital fixo do sistema</b>	45 Euros/ano	
<b>O&amp;M total</b>	9.319,54 Euros/ano	
<b>Custo de implementação</b>	€	957.841,20

**Tabela B-9: Parâmetros ligados ao painel do quadro 1C.**

<b>Parâmetros</b>	<b>Painel</b>	
<b>Custo unitário</b>	€	229,50
<b>Potência unitária</b>	170 Wp	
<b>Quantidade</b>	1372	
<b>Área total</b>	1750,11 m <sup>2</sup>	
<b>Potência total</b>	233,24 kWp	
<b>Custo Total</b>	€	314.874,00

**Tabela B-1018: Configurações relacionadas ao inversor da situação 1C.**

<b>Configurações</b>	<b>Inversor</b>
<b>Modelo</b>	STP 25000TL-30
<b>Eficiência</b>	98,1%
<b>Custo unitário + Frete</b>	€ 2.669,00
<b>Potência unitária</b>	23 kW
<b>Quantidade</b>	7
<b>Potência total</b>	161 kW
<b>Custo Total</b>	€ 18.683,00

**Tabela B-11: Fatores referentes ao banco de baterias do contexto 1C.**

<b>Fatores</b>	<b>Banco de baterias</b>
<b>Modelo</b>	26 PVV 4940
<b>Tempo de vida útil</b>	15 anos
<b>Custo unitário</b>	€ 8.291,00
<b>Capacidade unitária</b>	26,568 kWh
<b>Quantidade</b>	13
<b>Capacidade total</b>	345,384 kWh
<b>Custo Total</b>	€ 107.783,00

**Tabela B-12: Propriedades relativas à instalação da circunstância 1C.**

<b>Propriedades</b>	<b>Instalação</b>
<b>Preço de venda da energia</b>	0,095 Euros/kWh
<b>Custo de capital fixo do sistema</b>	45 Euros/ano
<b>O&amp;M total</b>	3.778,49 Euros/ano
<b>Custo de implementação</b>	€ 388.344,60

**Tabela B-13: Especificações pertinentes ao painel da conjuntura 2A.**

<b>Especificações</b>	<b>Painel</b>	
<b>Custo unitário</b>	€	75,6
<b>Potência unitária</b>	300 Wp	
<b>Quantidade</b>	77	
<b>Área total</b>	127,3 m <sup>2</sup>	
<b>Potência total</b>	23,1 kWp	
<b>Custo Total</b>	€	5.821,20

**Tabela B-14: Diretrizes alusivas ao inversor da situação 2A.**

<b>Diretrizes</b>	<b>Inversor</b>	
<b>Modelo</b>	STP 20000TL-30	
<b>Eficiência</b>	98%	
<b>Custo unitário + Frete</b>	€	2.639,00
<b>Potência unitária</b>	18,4 kW	
<b>Quantidade</b>	1	
<b>Potência total</b>	18,4 kW	
<b>Custo Total</b>	€	2639,00

**Tabela B-1519: Princípios respeitantes ao banco de baterias do quadro 2A.**

<b>Princípios</b>	<b>Banco de baterias</b>	
<b>Modelo</b>	26 PVV 4940	
<b>Tempo de vida útil</b>	20 anos	
<b>Custo unitário</b>	€	8.291,00
<b>Capacidade unitária</b>	26,568 kWh	
<b>Quantidade</b>	1	
<b>Capacidade total</b>	26,568 kWh	
<b>Custo Total</b>	€	8.291,00

**Tabela B-1620: Dados pertencentes a instalação da circunstância 2A.**

<b>Dados</b>	<b>Instalação</b>
<b>Preço de venda da energia</b>	0,095 Euros/kWh
<b>Custo de capital fixo do sistema</b>	45 Euros/ano
<b>O&amp;M total</b>	374,22 Euros/ano
<b>Custo de implementação</b>	€ 38.461,50

**Tabela B-1721: Especificações pertinentes ao painel da conjuntura 2B.**

<b>Especificações</b>	<b>Painel</b>
<b>Custo unitário</b>	€ 75,6
<b>Potência unitária</b>	300 Wp
<b>Quantidade</b>	1819
<b>Área total</b>	2997,3 m <sup>2</sup>
<b>Potência total</b>	545,70 kWp
<b>Custo Total</b>	€ 137.516,40

**Tabela B-18: Diretrizes alusivas ao inversor da situação 2B.**

<b>Diretrizes</b>	<b>Inversor</b>
<b>Modelo</b>	STP 25000TL-30
<b>Eficiência</b>	98,1%
<b>Custo unitário + Frete</b>	€ 2.669,00
<b>Potência unitária</b>	23 kW
<b>Quantidade</b>	17
<b>Potência total</b>	391 kW
<b>Custo Total</b>	€ 45.373

**Tabela B-1922: Princípios respeitantes ao banco de baterias do quadro 2B.**

<b>Princípios</b>	<b>Banco de baterias</b>	
<b>Modelo</b>	26 PVV 4940	
<b>Tempo de vida útil</b>	15 anos	
<b>Custo unitário</b>	€	8.291,00
<b>Capacidade unitária</b>	26,568 kWh	
<b>Quantidade</b>	66	
<b>Capacidade total</b>	1.753,488 kWh	
<b>Custo Total</b>	€	547.206

**Tabela B-20: Dados pertencentes a instalação da circunstância 2B.**

<b>Dados</b>	<b>Instalação</b>	
<b>Preço de venda da energia</b>	0,08 Euros/kWh	
<b>Custo de capital fixo do sistema</b>	45 Euros/ano	
<b>O&amp;M total</b>	8.840,34 Euros/ano	
<b>Custo de implementação</b>	€	908.509,50

**Tabela B-21: Especificações pertinentes ao painel da conjuntura 2C.**

<b>Especificações</b>	<b>Painel</b>	
<b>Custo unitário</b>	€	75,6
<b>Potência unitária</b>	300 Wp	
<b>Quantidade</b>	1166	
<b>Área total</b>	1919,41 m <sup>2</sup>	
<b>Potência total</b>	349,8 kWp	
<b>Custo Total</b>	€	88.149,60

**Tabela B-22: Diretrizes alusivas ao inversor da situação 2C.**

<b>Diretrizes</b>	<b>Inversor</b>
<b>Modelo</b>	STP 25000TL-30
<b>Eficiência</b>	98,1%
<b>Custo unitário + Frete</b>	€ 2.669,00
<b>Potência unitária</b>	23 kW
<b>Quantidade</b>	11
<b>Potência total</b>	253 kW
<b>Custo Total</b>	€ 29.359,00

**Tabela B-23: Princípios respeitantes ao banco de baterias do quadro 2C.**

<b>Princípios</b>	<b>Banco de baterias</b>
<b>Modelo</b>	26 PVV 4940
<b>Tempo de vida útil</b>	15 anos
<b>Custo unitário</b>	€ 8.291,00
<b>Capacidade unitária</b>	26.568 kWh
<b>Quantidade</b>	25
<b>Capacidade total</b>	664,200 kWh
<b>Custo Total</b>	€ 207.275,00

**Tabela B-24: Dados pertencentes a instalação da circunstância 2C.**

<b>Dados</b>	<b>Instalação</b>
<b>Preço de venda da energia</b>	0,095 Euros/kWh
<b>Custo de capital fixo do sistema</b>	45 Euros/ano
<b>O&amp;M total</b>	5.666,76 Euros/ano
<b>Custo de implementação</b>	€ 582.417,00

## Anexo C - Resultados dos Cenários

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	23,231	18.1
Grid Purchases	104,921	81.9
Total	128,152	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	127,187	99.7
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	383	0.301
Total	127,571	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	17.8	%
Max. Renew. Penetration	490	%

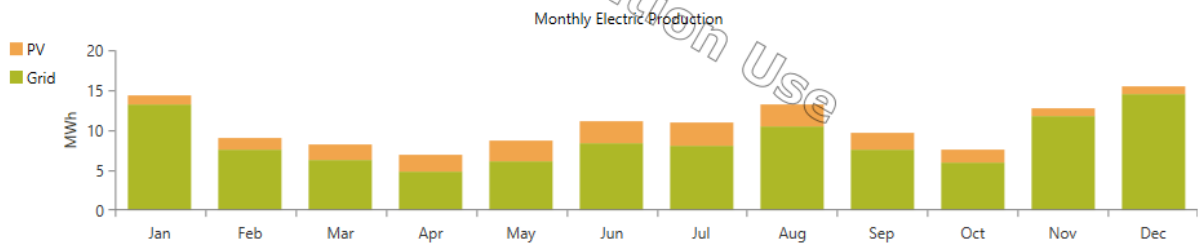


Figura C-1: Resumo elétrico com o banco de baterias do cenário 1A.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	23,231	17.9
Grid Purchases	106,223	82.1
Total	129,454	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	127,187	98.6
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	1,801	1.40
Total	128,989	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0.527	0.000400
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	17.6	%
Max. Renew. Penetration	104	%

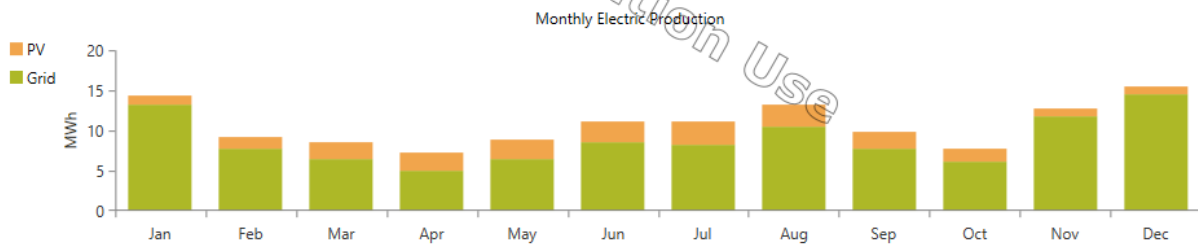


Figura C-2: Resumo elétrico sem o banco de baterias do cenário 1A.

Discounted Cash Flows						
	Current System		Base System		Difference	
Year	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative
0	(\$69,729)	(\$69,729)	(\$30)	(\$30)	(\$69,699)	(\$69,699)
1	(\$23,222)	(\$92,951)	(\$28,185)	(\$28,215)	\$4,963	(\$64,736)
2	(\$23,223)	(\$116,174)	(\$28,186)	(\$56,401)	\$4,963	(\$59,773)
3	(\$23,223)	(\$139,397)	(\$28,186)	(\$84,587)	\$4,963	(\$54,810)
4	(\$23,223)	(\$162,621)	(\$28,187)	(\$112,774)	\$4,963	(\$49,847)
5	(\$23,224)	(\$185,844)	(\$28,187)	(\$140,961)	\$4,963	(\$44,884)
6	(\$23,224)	(\$209,068)	(\$28,188)	(\$169,148)	\$4,963	(\$39,920)
7	(\$23,225)	(\$232,293)	(\$28,188)	(\$197,336)	\$4,963	(\$34,957)
8	(\$23,225)	(\$255,518)	(\$28,188)	(\$225,525)	\$4,964	(\$29,993)
9	(\$23,225)	(\$278,743)	(\$28,189)	(\$253,714)	\$4,964	(\$25,030)
10	(\$25,691)	(\$304,434)	(\$28,189)	(\$281,903)	\$2,498	(\$22,531)
11	(\$23,226)	(\$327,660)	(\$28,190)	(\$310,093)	\$4,964	(\$17,568)
12	(\$23,226)	(\$350,887)	(\$28,190)	(\$338,283)	\$4,964	(\$12,604)
13	(\$23,227)	(\$374,114)	(\$28,191)	(\$366,474)	\$4,964	(\$7,640)
14	(\$23,227)	(\$397,341)	(\$28,191)	(\$394,665)	\$4,964	(\$2,676)
15	(\$23,228)	(\$420,569)	(\$28,192)	(\$422,857)	\$4,964	\$2,288
16	(\$23,228)	(\$443,797)	(\$28,192)	(\$451,049)	\$4,964	\$7,253
17	(\$23,228)	(\$467,025)	(\$28,193)	(\$479,242)	\$4,964	\$12,217
18	(\$23,229)	(\$490,254)	(\$28,193)	(\$507,435)	\$4,964	\$17,181
19	(\$23,229)	(\$513,483)	(\$28,194)	(\$535,628)	\$4,964	\$22,146
20	(\$33,989)	(\$547,472)	(\$28,194)	(\$563,823)	(\$5,795)	\$16,351
21	(\$23,230)	(\$570,702)	(\$28,195)	(\$592,017)	\$4,965	\$21,315
22	(\$23,230)	(\$593,932)	(\$28,195)	(\$620,212)	\$4,965	\$26,280
23	(\$23,231)	(\$617,163)	(\$28,195)	(\$648,407)	\$4,965	\$31,245
24	(\$23,231)	(\$640,394)	(\$28,196)	(\$676,603)	\$4,965	\$36,210
25	(\$15,778)	(\$656,171)	(\$28,196)	(\$704,800)	\$12,419	\$48,628

**Figura C-3: Fluxo de caixa com o banco de baterias do contexto 1A.**

Discounted Cash Flows						
	Current System		Base System		Difference	
Year	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative
0	(\$61,438)	(\$61,438)	(\$30)	(\$30)	(\$61,408)	(\$61,408)
1	(\$23,197)	(\$84,635)	(\$28,185)	(\$28,215)	\$4,988	(\$56,420)
2	(\$23,197)	(\$107,832)	(\$28,186)	(\$56,401)	\$4,988	(\$51,432)
3	(\$23,198)	(\$131,030)	(\$28,186)	(\$84,587)	\$4,988	(\$46,443)
4	(\$23,198)	(\$154,228)	(\$28,187)	(\$112,774)	\$4,989	(\$41,455)
5	(\$23,198)	(\$177,427)	(\$28,187)	(\$140,961)	\$4,989	(\$36,466)
6	(\$23,199)	(\$200,626)	(\$28,188)	(\$169,148)	\$4,989	(\$31,477)
7	(\$23,199)	(\$223,825)	(\$28,188)	(\$197,336)	\$4,989	(\$26,489)
8	(\$23,200)	(\$247,024)	(\$28,188)	(\$225,525)	\$4,989	(\$21,500)
9	(\$23,200)	(\$270,224)	(\$28,189)	(\$253,714)	\$4,989	(\$16,511)
10	(\$25,666)	(\$295,890)	(\$28,189)	(\$281,903)	\$2,524	(\$13,987)
11	(\$23,201)	(\$319,091)	(\$28,190)	(\$310,093)	\$4,989	(\$8,998)
12	(\$23,201)	(\$342,292)	(\$28,190)	(\$338,283)	\$4,989	(\$4,009)
13	(\$23,202)	(\$365,493)	(\$28,191)	(\$366,474)	\$4,989	\$980
14	(\$23,202)	(\$388,695)	(\$28,191)	(\$394,665)	\$4,989	\$5,970
15	(\$23,202)	(\$411,898)	(\$28,192)	(\$422,857)	\$4,989	\$10,959
16	(\$23,203)	(\$435,100)	(\$28,192)	(\$451,049)	\$4,990	\$15,949
17	(\$23,203)	(\$458,303)	(\$28,193)	(\$479,242)	\$4,990	\$20,938
18	(\$23,203)	(\$481,507)	(\$28,193)	(\$507,435)	\$4,990	\$25,928
19	(\$23,204)	(\$504,711)	(\$28,194)	(\$535,628)	\$4,990	\$30,918
20	(\$25,670)	(\$530,381)	(\$28,194)	(\$563,823)	\$2,524	\$33,442
21	(\$23,205)	(\$553,585)	(\$28,195)	(\$592,017)	\$4,990	\$38,432
22	(\$23,205)	(\$576,790)	(\$28,195)	(\$620,212)	\$4,990	\$43,422
23	(\$23,205)	(\$599,996)	(\$28,195)	(\$648,407)	\$4,990	\$48,412
24	(\$23,206)	(\$623,201)	(\$28,196)	(\$676,603)	\$4,990	\$53,402
25	(\$21,973)	(\$645,174)	(\$28,196)	(\$704,800)	\$6,223	\$59,625

Figura C-4: Fluxo de caixa sem o banco de baterias do contexto 1A.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	683,594	100
Total	683,594	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	127,187	19.2
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	535,230	80.8
Total	662,417	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	875	0.128
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	100	%
Max. Renew. Penetration	4,493	%

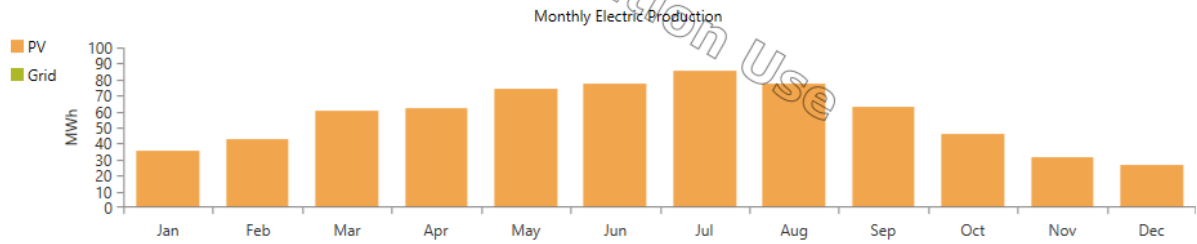


Figura C-5: Resumo elétrico com o banco de baterias do cenário 1B.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	277,155	93.7
Grid Purchases	18,518	6.26
Total	295,673	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	127,187	44.7
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	157,224	55.3
Total	284,412	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	438	0.148
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	93.5	%
Max. Renew. Penetration	2,589	%

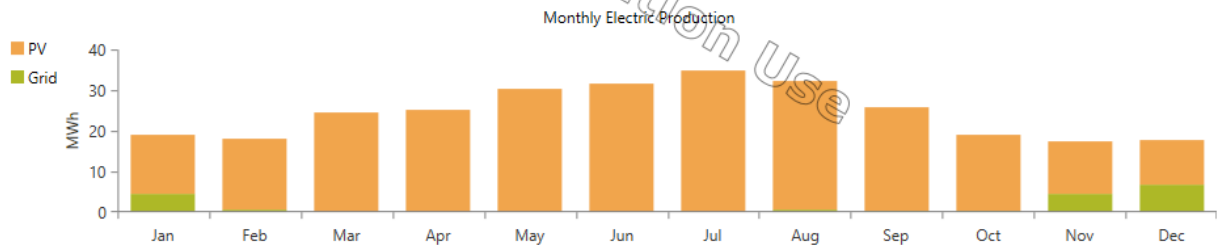


Figura C-6: Resumo elétrico com o banco de baterias do cenário 1C.

Discounted Cash Flows						
	Current System		Base System		Difference	
Year	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative
0	(\$2,325,919)	(\$2,325,919)	(\$45)	(\$45)	(\$2,325,874)	(\$2,325,874)
1	\$33,499	(\$2,292,420)	(\$37,174)	(\$37,219)	\$70,672	(\$2,255,201)
2	\$33,499	(\$2,258,921)	(\$37,174)	(\$74,392)	\$70,672	(\$2,184,529)
3	\$33,499	(\$2,225,422)	(\$37,174)	(\$111,566)	\$70,672	(\$2,113,857)
4	\$33,499	(\$2,191,923)	(\$37,174)	(\$148,739)	\$70,672	(\$2,043,184)
5	\$33,499	(\$2,158,425)	(\$37,174)	(\$185,913)	\$70,672	(\$1,972,512)
6	\$33,499	(\$2,124,926)	(\$37,174)	(\$223,086)	\$70,672	(\$1,901,839)
7	\$33,499	(\$2,091,427)	(\$37,174)	(\$260,260)	\$70,672	(\$1,831,167)
8	\$33,499	(\$2,057,928)	(\$37,174)	(\$297,434)	\$70,672	(\$1,760,494)
9	\$33,499	(\$2,024,429)	(\$37,174)	(\$334,607)	\$70,672	(\$1,689,822)
10	(\$10,700)	(\$2,035,129)	(\$37,174)	(\$371,781)	\$26,474	(\$1,663,348)
11	\$33,499	(\$2,001,630)	(\$37,174)	(\$408,954)	\$70,672	(\$1,592,676)
12	\$33,499	(\$1,968,131)	(\$37,174)	(\$446,128)	\$70,672	(\$1,522,003)
13	\$33,499	(\$1,934,632)	(\$37,174)	(\$483,302)	\$70,672	(\$1,451,331)
14	\$33,499	(\$1,901,134)	(\$37,174)	(\$520,475)	\$70,672	(\$1,380,658)
15	(\$513,707)	(\$2,414,841)	(\$37,174)	(\$557,649)	(\$476,534)	(\$1,857,192)
16	\$33,499	(\$2,381,342)	(\$37,174)	(\$594,822)	\$70,672	(\$1,786,520)
17	\$33,499	(\$2,347,843)	(\$37,174)	(\$631,996)	\$70,672	(\$1,715,847)
18	\$33,499	(\$2,314,344)	(\$37,174)	(\$669,169)	\$70,672	(\$1,645,175)
19	\$33,499	(\$2,280,845)	(\$37,174)	(\$706,343)	\$70,672	(\$1,574,502)
20	(\$10,700)	(\$2,291,545)	(\$37,174)	(\$743,517)	\$26,474	(\$1,548,029)
21	\$33,499	(\$2,258,046)	(\$37,174)	(\$780,690)	\$70,672	(\$1,477,356)
22	\$33,499	(\$2,224,547)	(\$37,174)	(\$817,864)	\$70,672	(\$1,406,684)
23	\$33,499	(\$2,191,049)	(\$37,174)	(\$855,037)	\$70,672	(\$1,336,011)
24	\$33,499	(\$2,157,550)	(\$37,174)	(\$892,211)	\$70,672	(\$1,265,339)
25	\$238,000	(\$1,919,550)	(\$37,174)	(\$929,385)	\$275,174	(\$990,165)

Figura C-7: Fluxo de caixa com o banco de baterias do contexto 1B.

Discounted Cash Flows						
Year	Current System		Base System		Difference	
	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative
0	(\$828,235)	(\$828,235)	(\$45)	(\$45)	(\$828,190)	(\$828,190)
1	\$9,399	(\$818,836)	(\$31,633)	(\$31,678)	\$41,031	(\$787,159)
2	\$9,399	(\$809,438)	(\$31,633)	(\$63,310)	\$41,031	(\$746,128)
3	\$9,399	(\$800,039)	(\$31,633)	(\$94,943)	\$41,031	(\$705,097)
4	\$9,399	(\$790,641)	(\$31,633)	(\$126,575)	\$41,031	(\$664,066)
5	\$9,399	(\$781,242)	(\$31,633)	(\$158,208)	\$41,031	(\$623,034)
6	\$9,399	(\$771,843)	(\$31,633)	(\$189,840)	\$41,031	(\$582,003)
7	\$9,399	(\$762,445)	(\$31,633)	(\$221,473)	\$41,031	(\$540,972)
8	\$9,399	(\$753,046)	(\$31,633)	(\$253,105)	\$41,031	(\$499,941)
9	\$9,399	(\$743,648)	(\$31,633)	(\$284,738)	\$41,031	(\$458,910)
10	(\$7,790)	(\$751,437)	(\$31,633)	(\$316,370)	\$23,843	(\$435,067)
11	\$9,399	(\$742,039)	(\$31,633)	(\$348,003)	\$41,031	(\$394,036)
12	\$9,399	(\$732,640)	(\$31,633)	(\$379,635)	\$41,031	(\$353,005)
13	(\$98,384)	(\$831,025)	(\$31,633)	(\$411,268)	(\$66,752)	(\$419,757)
14	\$9,399	(\$821,626)	(\$31,633)	(\$442,900)	\$41,031	(\$378,726)
15	\$9,399	(\$812,228)	(\$31,633)	(\$474,533)	\$41,031	(\$337,695)
16	\$9,399	(\$802,829)	(\$31,633)	(\$506,166)	\$41,031	(\$296,664)
17	\$9,399	(\$793,430)	(\$31,633)	(\$537,798)	\$41,031	(\$255,632)
18	\$9,399	(\$784,032)	(\$31,633)	(\$569,431)	\$41,031	(\$214,601)
19	\$9,399	(\$774,633)	(\$31,633)	(\$601,063)	\$41,031	(\$173,570)
20	(\$7,790)	(\$782,423)	(\$31,633)	(\$632,696)	\$23,843	(\$149,727)
21	\$9,399	(\$773,024)	(\$31,633)	(\$664,328)	\$41,031	(\$108,696)
22	\$9,399	(\$763,626)	(\$31,633)	(\$695,961)	\$41,031	(\$67,665)
23	\$9,399	(\$754,227)	(\$31,633)	(\$727,593)	\$41,031	(\$26,634)
24	\$9,399	(\$744,829)	(\$31,633)	(\$759,226)	\$41,031	\$14,397
25	\$9,538	(\$735,291)	(\$31,633)	(\$790,858)	\$41,170	\$55,568

**Figura C-8: Fluxo de caixa com o banco de baterias do contexto 1C.**

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	29,444	22.8
Grid Purchases	99,728	77.2
Total	129,172	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	127,187	99.1
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	1,184	0.922
Total	128,372	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	22.3	%
Max. Renew. Penetration	949	%

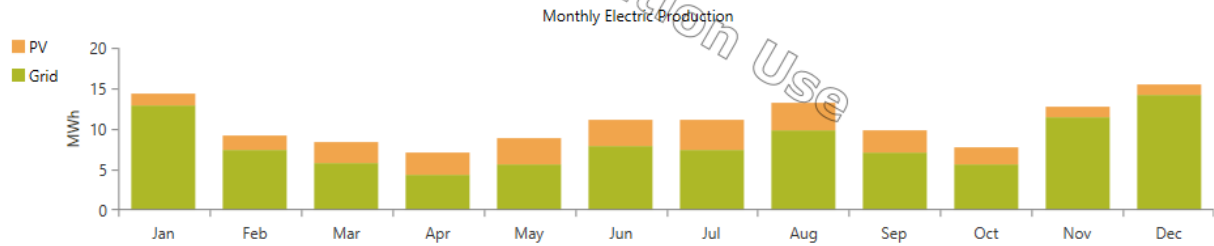


Figura C-9: Resumo elétrico com o banco de baterias do cenário 2A.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	29,444	22.4
Grid Purchases	101,889	77.6
Total	131,333	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	127,187	97.3
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	3,557	2.72
Total	130,745	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0.0158	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	22.1	%
Max. Renew. Penetration	102	%

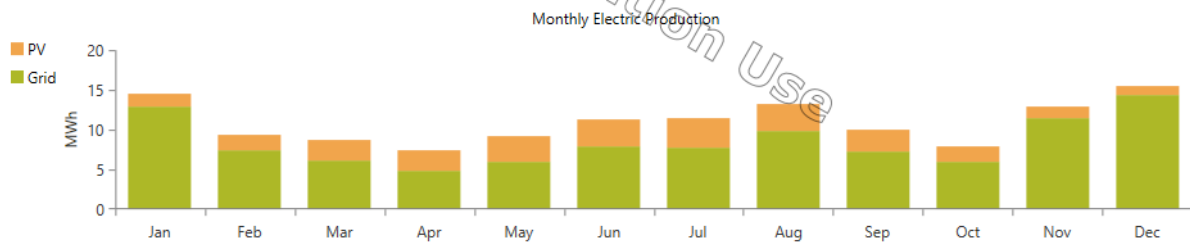


Figura C-10: Resumo elétrico sem o banco de baterias do cenário 2A.

Discounted Cash Flows						
	Current System		Base System		Difference	
Year	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative
0	(\$55,243)	(\$55,243)	(\$30)	(\$30)	(\$55,213)	(\$55,213)
1	(\$21,955)	(\$77,198)	(\$28,228)	(\$28,258)	\$6,273	(\$48,940)
2	(\$21,955)	(\$99,153)	(\$28,228)	(\$56,487)	\$6,273	(\$42,667)
3	(\$21,955)	(\$121,109)	(\$28,228)	(\$84,715)	\$6,273	(\$36,394)
4	(\$21,955)	(\$143,064)	(\$28,228)	(\$112,943)	\$6,273	(\$30,121)
5	(\$21,955)	(\$165,019)	(\$28,228)	(\$141,171)	\$6,273	(\$23,848)
6	(\$21,955)	(\$186,975)	(\$28,228)	(\$169,400)	\$6,273	(\$17,575)
7	(\$21,955)	(\$208,930)	(\$28,228)	(\$197,628)	\$6,273	(\$11,302)
8	(\$21,955)	(\$230,885)	(\$28,228)	(\$225,856)	\$6,273	(\$5,029)
9	(\$21,955)	(\$252,840)	(\$28,228)	(\$254,084)	\$6,273	\$1,244
10	(\$24,594)	(\$277,435)	(\$28,228)	(\$282,313)	\$3,634	\$4,878
11	(\$21,955)	(\$299,390)	(\$28,228)	(\$310,541)	\$6,273	\$11,151
12	(\$21,955)	(\$321,345)	(\$28,228)	(\$338,769)	\$6,273	\$17,424
13	(\$21,955)	(\$343,301)	(\$28,228)	(\$366,997)	\$6,273	\$23,697
14	(\$21,955)	(\$365,256)	(\$28,228)	(\$395,226)	\$6,273	\$29,970
15	(\$21,955)	(\$387,211)	(\$28,228)	(\$423,454)	\$6,273	\$36,243
16	(\$21,955)	(\$409,167)	(\$28,228)	(\$451,682)	\$6,273	\$42,516
17	(\$21,955)	(\$431,122)	(\$28,228)	(\$479,910)	\$6,273	\$48,789
18	(\$21,955)	(\$453,077)	(\$28,228)	(\$508,139)	\$6,273	\$55,062
19	(\$21,955)	(\$475,032)	(\$28,228)	(\$536,367)	\$6,273	\$61,335
20	(\$32,885)	(\$507,918)	(\$28,228)	(\$564,595)	(\$4,657)	\$56,677
21	(\$21,955)	(\$529,873)	(\$28,228)	(\$592,823)	\$6,273	\$62,950
22	(\$21,955)	(\$551,828)	(\$28,228)	(\$621,052)	\$6,273	\$69,223
23	(\$21,955)	(\$573,784)	(\$28,228)	(\$649,280)	\$6,273	\$75,496
24	(\$21,955)	(\$595,739)	(\$28,228)	(\$677,508)	\$6,273	\$81,769
25	(\$14,418)	(\$610,157)	(\$28,228)	(\$705,737)	\$13,811	\$95,580

**Figura C-11: Fluxo de caixa com o banco de baterias do contexto 2A.**

Discounted Cash Flows						
	Current System		Base System		Difference	
Year	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative
0	(\$46,952)	(\$46,952)	(\$30)	(\$30)	(\$46,922)	(\$46,922)
1	(\$21,909)	(\$68,861)	(\$28,228)	(\$28,258)	\$6,319	(\$40,602)
2	(\$21,909)	(\$90,770)	(\$28,228)	(\$56,487)	\$6,319	(\$34,283)
3	(\$21,909)	(\$112,679)	(\$28,228)	(\$84,715)	\$6,319	(\$27,964)
4	(\$21,909)	(\$134,588)	(\$28,228)	(\$112,943)	\$6,319	(\$21,645)
5	(\$21,909)	(\$156,497)	(\$28,228)	(\$141,171)	\$6,319	(\$15,325)
6	(\$21,909)	(\$178,406)	(\$28,228)	(\$169,400)	\$6,319	(\$9,006)
7	(\$21,909)	(\$200,315)	(\$28,228)	(\$197,628)	\$6,319	(\$2,687)
8	(\$21,909)	(\$222,224)	(\$28,228)	(\$225,856)	\$6,319	\$3,633
9	(\$21,909)	(\$244,133)	(\$28,228)	(\$254,084)	\$6,319	\$9,952
10	(\$24,548)	(\$268,680)	(\$28,228)	(\$282,313)	\$3,680	\$13,632
11	(\$21,909)	(\$290,589)	(\$28,228)	(\$310,541)	\$6,319	\$19,951
12	(\$21,909)	(\$312,498)	(\$28,228)	(\$338,769)	\$6,319	\$26,271
13	(\$21,909)	(\$334,407)	(\$28,228)	(\$366,997)	\$6,319	\$32,590
14	(\$21,909)	(\$356,316)	(\$28,228)	(\$395,226)	\$6,319	\$38,909
15	(\$21,909)	(\$378,225)	(\$28,228)	(\$423,454)	\$6,319	\$45,229
16	(\$21,909)	(\$400,134)	(\$28,228)	(\$451,682)	\$6,319	\$51,548
17	(\$21,909)	(\$422,043)	(\$28,228)	(\$479,910)	\$6,319	\$57,867
18	(\$21,909)	(\$443,952)	(\$28,228)	(\$508,139)	\$6,319	\$64,186
19	(\$21,909)	(\$465,861)	(\$28,228)	(\$536,367)	\$6,319	\$70,506
20	(\$24,548)	(\$490,409)	(\$28,228)	(\$564,595)	\$3,680	\$74,186
21	(\$21,909)	(\$512,318)	(\$28,228)	(\$592,823)	\$6,319	\$80,505
22	(\$21,909)	(\$534,227)	(\$28,228)	(\$621,052)	\$6,319	\$86,824
23	(\$21,909)	(\$556,136)	(\$28,228)	(\$649,280)	\$6,319	\$93,144
24	(\$21,909)	(\$578,045)	(\$28,228)	(\$677,508)	\$6,319	\$99,463
25	(\$20,589)	(\$598,635)	(\$28,228)	(\$705,737)	\$7,639	\$107,102

**Figura C-12: Fluxo de caixa sem o banco de baterias do contexto 2A.**

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	695,566	100
Total	695,566	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	127,187	19.0
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	543,044	81.0
Total	670,232	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	4,882	0.702
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	100	%
Max. Renew. Penetration	4,530	%

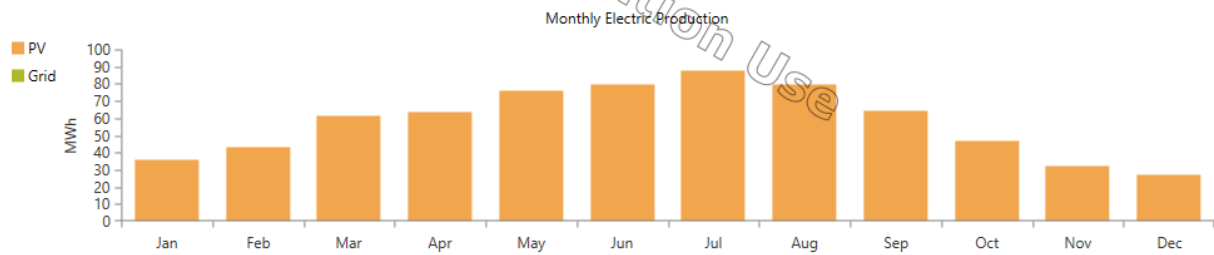


Figura C-13: Resumo elétrico com o banco de baterias do cenário 2B.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	445,867	98.4
Grid Purchases	7,330	1.62
Total	453,198	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	127,187	29.2
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	308,773	70.8
Total	435,960	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	2,221	0.490
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	98.3	%
Max. Renew. Penetration	2,904	%

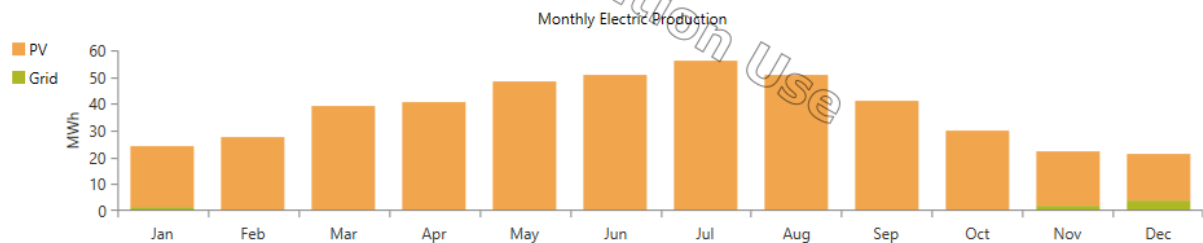


Figura C-14: Resumo elétrico com o banco de baterias do cenário 2C.

Discounted Cash Flows						
	Current System		Base System		Difference	
Year	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative
0	(\$1,635,101)	(\$1,635,101)	(\$45)	(\$45)	(\$1,635,056)	(\$1,635,056)
1	\$34,603	(\$1,600,498)	(\$36,694)	(\$36,739)	\$71,298	(\$1,563,758)
2	\$34,603	(\$1,565,895)	(\$36,694)	(\$73,434)	\$71,298	(\$1,492,461)
3	\$34,603	(\$1,531,291)	(\$36,694)	(\$110,128)	\$71,298	(\$1,421,163)
4	\$34,603	(\$1,496,688)	(\$36,694)	(\$146,823)	\$71,298	(\$1,349,866)
5	\$34,603	(\$1,462,085)	(\$36,694)	(\$183,517)	\$71,298	(\$1,278,568)
6	\$34,603	(\$1,427,482)	(\$36,694)	(\$220,211)	\$71,298	(\$1,207,271)
7	\$34,603	(\$1,392,879)	(\$36,694)	(\$256,906)	\$71,298	(\$1,135,973)
8	\$34,603	(\$1,358,276)	(\$36,694)	(\$293,600)	\$71,298	(\$1,064,675)
9	\$34,603	(\$1,323,672)	(\$36,694)	(\$330,294)	\$71,298	(\$993,378)
10	(\$7,140)	(\$1,330,812)	(\$36,694)	(\$366,989)	\$29,554	(\$963,823)
11	\$34,603	(\$1,296,209)	(\$36,694)	(\$403,683)	\$71,298	(\$892,526)
12	\$34,603	(\$1,261,606)	(\$36,694)	(\$440,378)	\$71,298	(\$821,228)
13	\$34,603	(\$1,227,003)	(\$36,694)	(\$477,072)	\$71,298	(\$749,931)
14	\$34,603	(\$1,192,400)	(\$36,694)	(\$513,766)	\$71,298	(\$678,633)
15	(\$512,603)	(\$1,705,002)	(\$36,694)	(\$550,461)	(\$475,908)	(\$1,154,542)
16	\$34,603	(\$1,670,399)	(\$36,694)	(\$587,155)	\$71,298	(\$1,083,244)
17	\$34,603	(\$1,635,796)	(\$36,694)	(\$623,849)	\$71,298	(\$1,011,946)
18	\$34,603	(\$1,601,193)	(\$36,694)	(\$660,544)	\$71,298	(\$940,649)
19	\$34,603	(\$1,566,590)	(\$36,694)	(\$697,238)	\$71,298	(\$869,351)
20	(\$7,140)	(\$1,573,730)	(\$36,694)	(\$733,933)	\$29,554	(\$839,797)
21	\$34,603	(\$1,539,126)	(\$36,694)	(\$770,627)	\$71,298	(\$768,499)
22	\$34,603	(\$1,504,523)	(\$36,694)	(\$807,321)	\$71,298	(\$697,202)
23	\$34,603	(\$1,469,920)	(\$36,694)	(\$844,016)	\$71,298	(\$625,904)
24	\$34,603	(\$1,435,317)	(\$36,694)	(\$880,710)	\$71,298	(\$554,607)
25	\$237,877	(\$1,197,440)	(\$36,694)	(\$917,405)	\$274,571	(\$280,035)

**Figura C-15: Fluxo de caixa com o banco de baterias do contexto 2B.**

Discounted Cash Flows						
	Current System		Base System		Difference	
Year	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative	Annual	Cumulative
0	(\$904,897)	(\$904,897)	(\$45)	(\$45)	(\$904,852)	(\$904,852)
1	\$22,970	(\$881,927)	(\$33,521)	(\$33,566)	\$56,491	(\$848,361)
2	\$22,970	(\$858,956)	(\$33,521)	(\$67,087)	\$56,491	(\$791,870)
3	\$22,970	(\$835,986)	(\$33,521)	(\$100,607)	\$56,491	(\$735,379)
4	\$22,970	(\$813,016)	(\$33,521)	(\$134,128)	\$56,491	(\$678,888)
5	\$22,970	(\$790,046)	(\$33,521)	(\$167,649)	\$56,491	(\$622,397)
6	\$22,970	(\$767,075)	(\$33,521)	(\$201,170)	\$56,491	(\$565,906)
7	\$22,970	(\$744,105)	(\$33,521)	(\$234,691)	\$56,491	(\$509,414)
8	\$22,970	(\$721,135)	(\$33,521)	(\$268,211)	\$56,491	(\$452,923)
9	\$22,970	(\$698,165)	(\$33,521)	(\$301,732)	\$56,491	(\$396,432)
10	(\$4,040)	(\$702,205)	(\$33,521)	(\$335,253)	\$29,481	(\$366,952)
11	\$22,970	(\$679,234)	(\$33,521)	(\$368,774)	\$56,491	(\$310,461)
12	\$22,970	(\$656,264)	(\$33,521)	(\$402,295)	\$56,491	(\$253,969)
13	\$22,970	(\$633,294)	(\$33,521)	(\$435,815)	\$56,491	(\$197,478)
14	\$22,970	(\$610,324)	(\$33,521)	(\$469,336)	\$56,491	(\$140,987)
15	(\$184,305)	(\$794,628)	(\$33,521)	(\$502,857)	(\$150,784)	(\$291,771)
16	\$22,970	(\$771,658)	(\$33,521)	(\$536,378)	\$56,491	(\$235,280)
17	\$22,970	(\$748,688)	(\$33,521)	(\$569,899)	\$56,491	(\$178,789)
18	\$22,970	(\$725,718)	(\$33,521)	(\$603,419)	\$56,491	(\$122,298)
19	\$22,970	(\$702,747)	(\$33,521)	(\$636,940)	\$56,491	(\$65,807)
20	(\$4,040)	(\$706,787)	(\$33,521)	(\$670,461)	\$29,481	(\$36,326)
21	\$22,970	(\$683,817)	(\$33,521)	(\$703,982)	\$56,491	\$20,165
22	\$22,970	(\$660,847)	(\$33,521)	(\$737,503)	\$56,491	\$76,656
23	\$22,970	(\$637,877)	(\$33,521)	(\$771,023)	\$56,491	\$133,147
24	\$22,970	(\$614,906)	(\$33,521)	(\$804,544)	\$56,491	\$189,638
25	\$105,567	(\$509,339)	(\$33,521)	(\$838,065)	\$139,088	\$328,726

**Figura C-16: Fluxo de caixa com o banco de baterias do contexto 2C.**