



# **Energia Solar Fotovoltaica: Impacto do Autoconsumo em Instalações Residenciais**

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

João Paulo Pereira da Silva

Leiria, julho de 2023





# **Energia Solar Fotovoltaica: impacto do Autoconsumo em instalações residenciais**

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

João Paulo Pereira da Silva

Dissertação realizada sob a orientação do Professor Doutor Pedro José Franco Marques

Leiria, julho de 2023



# **Originalidade e Direitos de Autor**

A presente dissertação é original, elaborada unicamente para este fim, tendo sido devidamente citados todos os autores cujos estudos e publicações contribuíram para a elaborar.

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição de que seja mencionado/a o/a Autor/a e feita referência ao ciclo de estudos no âmbito do qual a mesma foi realizada, a saber, Curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, no ano letivo 2022/2023, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, Portugal, e, bem assim, à data das provas públicas que visaram a avaliação destes trabalhos.



# Dedicatória

Dedico este trabalho à minha esposa Karla e ao meu filho Diego por estarem sempre presentes, por serem fundamentais nas minhas conquistas, pelo incentivo e apoio para concluir mais esta etapa, e por acreditarem no sucesso deste trabalho.

A toda a minha família, em especial ao meu pai, *in memoriam*, por ser a minha inspiração do céu para prosseguir o meu percurso académico.



# Agradecimentos

À minha família, pelo amor, incentivo e apoio incondicional;

Ao meu orientador Professor Doutor Pedro José Franco Marques, pelo acolhimento, orientação, compreensão, paciência e dedicação durante todo o processo de conceção e conclusão desta Dissertação;

Agradeço também aos colegas e professores do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, pela amizade, convivência, colaboração e perseverança ao longo deste percurso de aprendizagem.



# Resumo

A transição energética é essencial para alcançar a neutralidade carbónica por forma a superar o grande desafio do combate às alterações climáticas, promovendo a substituição dos combustíveis fósseis e reduzindo a dependência energética do país. Este percurso tem impulsionado o investimento em novas tecnologias e produtos, inclusivamente para a produção de eletricidade de origem solar fotovoltaica, bem como nas baterias.

Portugal beneficia de condições naturais favoráveis para o desenvolvimento e instalação de capacidade de energia solar para a produção de eletricidade. Os apoios financeiros à eficiência energética em edifícios residenciais, incluindo para integração de Energia Solar Fotovoltaica, têm fomentado a expansão e o aproveitamento desta energia renovável.

Neste contexto, foi elaborada a presente dissertação com a intenção de avaliar o impacto do Autoconsumo em Instalações Residenciais, a partir da produção de eletricidade com origem na Energia Solar Fotovoltaica, pretendendo torná-las mais sustentáveis e autossuficientes.

Para o efeito, é efetuado um estudo com vários cenários simulados aplicado a instalações residenciais, sendo que os cenários variam consoante a potência de produção, dependendo da quantidade de painéis fotovoltaicos, bem como da inclusão ou exclusão de baterias.

Inicialmente, foi realizada uma investigação acerca da energia solar fotovoltaica, abordando a história, o princípio de funcionamento, os equipamentos e os diversos sistemas.

Realizou-se uma avaliação do local de instalação escolhido, apresentam-se os consumos das instalações abordando os aspetos relevantes, foram dimensionados os sistemas fotovoltaicos, com e sem armazenamento, sendo estes devidamente descritos, comparados e analisados.

Por fim, é realizada uma análise técnico-económica dos sistemas fotovoltaicos simulados para as instalações residenciais, nomeadamente em termos de custos com os investimentos a realizar, a energia produzida anualmente, e do impacto que a sua implementação poderia representar nos consumos energéticos, como os seus períodos de retorno do investimento.

**Palavras-chave:** Autoconsumo; Baterias; Energia Solar Fotovoltaica; Instalações Residenciais; *Payback*; Sustentabilidade



# Abstract

The energy transition is essential to achieve carbon neutrality to overcome the great challenge of combating climate change, promoting the replacement of fossil fuels and reducing the country's energy dependence. This path has driven investment in new technologies and products, including to produce electricity from solar photovoltaics, as well as batteries.

Portugal benefits from favorable natural conditions for the development and installation of solar energy capacity to produce electricity. Financial support for energy efficiency in residential buildings, including for the integration of Photovoltaic Solar Energy, has encouraged the expansion and use of this renewable energy.

In this context, this dissertation was prepared with the intention of evaluating the impact of Self-consumption in Residential Installations, based on the production of electricity from Photovoltaic Solar Energy, intending to make them more sustainable and self-sufficient.

For this purpose, a study is carried out with several simulated scenarios applied to residential installations, and the scenarios vary according to the production power, depending on the number of photovoltaic panels, as well as the inclusion or exclusion of batteries.

Initially, an investigation was carried out about photovoltaic solar energy, addressing the history, the operating principle, the equipment, and the various systems.

An evaluation of the chosen installation location was carried out, the consumption of the installations was presented, addressing the relevant aspects, the photovoltaic systems were dimensioned, with and without storage, which were duly described, compared and analyzed.

Finally, a technical-economic analysis of the simulated photovoltaic systems for residential installations is carried out, namely in terms of costs with the investments to be carried out, the energy produced annually, and the impact that its implementation could represent in energy consumption, such as their payback periods.

**Keywords:** Batteries; *Payback*; Photovoltaic Solar Energy; Residential Facilities; Self-consumption; Sustainability



# Índice

Originalidade e Direitos de Autor .....	v
Dedicatória .....	vii
Agradecimentos .....	ix
Resumo .....	xi
Abstract .....	xiii
Lista de Figuras .....	xviii
Lista de Tabelas .....	xxiii
Lista de siglas e acrónimos.....	xxv
<b>1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Enquadramento e pertinência do tema .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. História da Tecnologia Fotovoltaica .....</b>	<b>2</b>
<b>1.3. O paradigma da Produção Distribuída .....</b>	<b>4</b>
<b>1.4. Objetivos do trabalho.....</b>	<b>5</b>
<b>1.5. Estrutura da Dissertação .....</b>	<b>6</b>
<b>2. Estado da Arte .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1. O papel do <i>prosumer</i>.....</b>	<b>9</b>
<b>2.2. Introdução à Produção Distribuída .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3. Classificação da Produção Distribuída.....</b>	<b>10</b>
<b>2.4. Produção com Geradores Não Convencionais.....</b>	<b>11</b>
2.4.1. Dispositivos de Geração Renovável .....	11
2.4.2. Dispositivos de Armazenamento .....	12
<b>2.5. Desenvolvimento das <i>Smart Grids</i> .....</b>	<b>12</b>
<b>2.6. Objetivos da utilização de PD e métodos de otimização das RDEE .....</b>	<b>16</b>
2.6.1. Minimizar as Perdas de Energia .....	16
2.6.2. Melhoria do Perfil de Tensão .....	17
2.6.3. Estabilidade do Nível de Tensão .....	17
2.6.4. Fiabilidade .....	18
2.6.5. Qualidade de Energia.....	18

<b>2.7.</b>	<b>Caracterização dos diagramas de carga.....</b>	<b>18</b>
<b>3.</b>	<b>Soluções de produção de energia elétrica com fontes renováveis .....</b>	<b>21</b>
<b>3.1.</b>	<b>Energia Solar Fotovoltaica .....</b>	<b>21</b>
3.1.1.	Radiação Solar.....	21
3.1.2.	Ângulo de incidência solar .....	23
3.1.3.	Inclinação ótima do painel .....	25
<b>3.2.</b>	<b>Tecnologia fotovoltaica .....</b>	<b>28</b>
3.2.1.	Desenvolvimento do fotovoltaico .....	28
3.2.2.	Panorama da energia fotovoltaica no mundo .....	31
3.2.3.	Energia fotovoltaica em Portugal .....	33
<b>3.3.</b>	<b>Constituição de um sistema fotovoltaico .....</b>	<b>39</b>
3.3.1.	Módulo fotovoltaico .....	39
3.3.2.	Célula fotovoltaica .....	40
3.3.2.1.	Tipos de células fotovoltaicas .....	41
3.3.2.2.	Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica.....	43
3.3.2.3.	Influência da temperatura e da irradiação solar no desempenho da célula FV.....	45
3.3.2.4.	Ligações internas de um módulo fotovoltaico .....	46
3.3.3.	Dimensionamento de um sistema FV autónomo.....	47
3.3.4.	Inversores DC/AC .....	49
3.3.4.1.	Configuração e ligação do Inversor .....	50
3.3.5.	Baterias de Acumuladores – constituição e princípio de funcionamento .....	51
3.3.5.1.	Acumuladores de Chumbo-Ácido Selados (VRLA – <i>Valve Regulated Lead Acid</i> ) .....	51
3.3.5.2.	Baterias de iões de lítio .....	52
3.3.6.	Sistemas de Monitorização.....	53
<b>3.4.</b>	<b>Legislação de Autoconsumo .....</b>	<b>55</b>
3.4.1.	Condições de Exercício .....	55
3.4.2.	Requisitos para acesso.....	58
3.4.3.	Direitos e deveres do autoconsumidor .....	58
3.4.4.	Autoridade competente .....	59
3.4.5.	Principais características do regime de produção em autoconsumo .....	59
3.4.6.	Evolução da potência instalada em Autoconsumo .....	61
<b>4.</b>	<b>Metodologia.....</b>	<b>63</b>
<b>4.1.</b>	<b><i>System Advisor Model (SAM)</i>.....</b>	<b>63</b>
4.1.1.	Custo Nivelado de Energia (LCOE - <i>Levelized Cost Of Energy</i> ) .....	65
4.1.2.	Custo de eletricidade com e sem sistema de energia renovável – Economia e Conta de eletricidade .....	67
4.1.3.	Valor Presente Líquido após impostos (NPV) .....	68
4.1.4.	Período de retorno ( <i>Payback</i> ).....	68

4.1.5.	Fator de Capacidade ( <i>Capacity Factor</i> ) .....	69
<b>4.2.</b>	<b>Cenários residenciais e fases da metodologia.....</b>	<b>69</b>
<b>5.</b>	<b>Caso de estudo e Análise de Resultados .....</b>	<b>73</b>
<b>5.1.</b>	<b>Localização e Recursos.....</b>	<b>73</b>
<b>5.2.</b>	<b>Módulo fotovoltaico .....</b>	<b>74</b>
<b>5.3.</b>	<b>Inversor .....</b>	<b>75</b>
<b>5.4.</b>	<b>Projeto do sistema (<i>System Design</i>).....</b>	<b>76</b>
<b>5.5.</b>	<b>Célula e sistema de Bateria (<i>Battery Cell and System</i>).....</b>	<b>77</b>
<b>5.6.</b>	<b>Diagramas de carga .....</b>	<b>78</b>
5.6.1.	Perfil de Consumo A – 9000 kWh.....	78
5.6.2.	Perfil de Consumo B – 7500 kWh.....	82
5.6.3.	Perfil de Consumo C – 5000 kWh.....	86
<b>5.7.</b>	<b>Cenários para Perfil de Consumo A – 9000 kWh.....</b>	<b>90</b>
5.7.1.	Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e sem baterias .....	90
5.7.2.	Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e sem baterias .....	93
5.7.3.	Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e com baterias.....	96
5.7.4.	Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e com baterias.....	99
<b>5.8.</b>	<b>Cenários para Perfil de Consumo B – 7500 kWh.....</b>	<b>102</b>
5.8.1.	Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e sem baterias .....	102
5.8.2.	Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e sem baterias .....	105
5.8.3.	Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e com baterias.....	107
5.8.4.	Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e com baterias.....	110
<b>5.9.</b>	<b>Cenários para Perfil de Consumo C – 5000 kWh.....</b>	<b>113</b>
5.9.1.	Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e sem baterias .....	113
5.9.2.	Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e sem baterias .....	116
5.9.3.	Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e com baterias.....	119
5.9.4.	Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e com baterias.....	121
<b>5.10.</b>	<b>Comparação dos cenários simulados .....</b>	<b>124</b>
<b>6.</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>129</b>
<b>6.1.</b>	<b>Trabalhos Futuros .....</b>	<b>130</b>
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>132</b>
	<b>Anexos.....</b>	<b>141</b>

# Lista de Figuras

Figura 1.1 - VANGUARD-1 [6].	3
Figura 1.2 - EXPLORER-6 [7].	3
Figura 1.3 - NIMBUS [8].	4
Figura 2.1 - Sistema fotovoltaico básico ligado à rede [20].	11
Figura 2.2 - Sistema de produção centralizada de energia elétrica [25].	13
Figura 2.3 - Sistema de produção distribuída de energia elétrica [25].	13
Figura 2.4 - Posto de carregamento de energia elétrica (Mobilidade Elétrica) [26].	14
Figura 2.5 - Visibilidade total do projeto <i>InovGrid</i> da E-REDES [27].	15
Figura 3.1 - Componentes da radiação solar [52].	22
Figura 3.2 - Irradiação global horizontal [53].	23
Figura 3.3 - Posição do Sol em relação à Terra [54].	23
Figura 3.4 - Representação de ângulos nas técnicas solares - inclinação e orientação do painel solar face à posição do Sol [55].	24
Figura 3.5 - Orientação dos painéis solares para Sul - varia com a estação do ano [54].	25
Figura 3.6 - Mapa de irradiação global horizontal para Portugal [58].	26
Figura 3.7 - Mapa de irradiação global para uma inclinação ótima em Portugal [58].	27
Figura 3.8 - Evolução da potência fotovoltaica instalada [63].	29
Figura 3.9 - Contribuição de FV para a procura de eletricidade em países IEA PVPS, com base na capacidade FV no final de 2018 [63].	30
Figura 3.10 - Tendências de desenvolvimento de mercado de FV no final de 2018 em Portugal [63].	30
Figura 3.11 - Capacidade global solar fotovoltaica e adições anuais, 2009-2019 [65].	32
Figura 3.12 - Principais países com maior capacidade de potência fotovoltaica instalada em 2019 [65].	33
Figura 3.13 - Produção de origem fotovoltaica nas várias regiões do país durante a última década [67].	34
Figura 3.14 - Centrais solares FV estreadas em Portugal no ano 2019. – Fonte: MATE e DGEG [71].	35
Figura 3.15 - Contributo das energias renováveis no consumo de energia elétrica em Portugal no ano 2018 [67].	36
Figura 3.16 - Incorporação de FER na produção de energia elétrica nos países da UE27 no ano 2018 [67].	37
Figura 3.17 - Contribuição das energias renováveis na produção de energia elétrica renovável em Portugal na última década [67].	38

Figura 3.18 - Configuração elétrica de um sistema fotovoltaico ligado à rede com baterias [49].	39
Figura 3.19 - Esquema genérico condução extrínseca de uma célula fotovoltaica de silício [74].	40
Figura 3.20 - Células de silício monocristalino [79].	42
Figura 3.21 - Células de silício policristalino [79].	42
Figura 3.22 - Célula de silício de amorfo. [79]	43
Figura 3.23 - Célula fotovoltaica e modelo equivalente ideal alimentando uma carga Z [80].	43
Figura 3.24 - Circuito Equivalente e curva característica da célula sem luz solar [80].	43
Figura 3.25 - Circuito Equivalente e curva característica da célula irradiada [80].	44
Figura 3.26 - Curvas I-V, sob condição de incidência de irradiação solar [80].	44
Figura 3.27 - Variação da potência máxima gerada em função da temperatura [76].	45
Figura 3.28 - Variação da potência máxima gerada em função da radiação incidente [76].	46
Figura 3.29 - Ligações internas de um módulo fotovoltaico [74].	47
Figura 3.30 - Esquema de ligação do inversor [84].	49
Figura 3.31 - Inversor Fronius Symo [85].	50
Figura 3.32 - Bateria de chumbo-ácido selado (VRLA) de gel [87].	52
Figura 3.33 - Bateria AGM [88].	52
Figura 3.34 - Bateria de íons de lítio [89].	53
Figura 3.35 - Sistema de monitorização Solar-Log 1200 [91].	54
Figura 3.36 - Esquemas tipo de ligação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo [95].	57
Figura 3.37 - Potência Descentralizada Instalada (DGEG) [96].	61
Figura 4.1 - Mapa da distribuição espacial do LCOE de sistemas fotovoltaicos solares de telhado na Europa (análise no ano 2019) [99].	66
Figura 5.1 - Localização e Recursos no SAM.	73
Figura 5.2 – Características do módulo fotovoltaico no SAM.	74
Figura 5.3 – Especificações do módulo no SAM.	74
Figura 5.4 - Características do microinversor no SAM.	75
Figura 5.5 - <i>System Design</i> no SAM.	76
Figura 5.6 - Características da bateria no SAM.	78
Figura 5.7 - Resumo de carga mensal - Perfil BTN A com consumo anual de 9000 kWh.	79
Figura 5.8 - Perfil BTN A - Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora ( <i>User-entered load power</i> ).	79

Figura 5.9 - Perfil BTN A - Perfis mensais do Diagrama de carga médio por hora ( <i>User-entered load power</i> ). .	80
Figura 5.10 - Perfil BTN A - Diagrama de carga médio diário ( <i>User-entered load power</i> ) por mês. ....	81
Figura 5.11 - Perfil BTN A - Diagrama de carga médio mensal ( <i>User-entered load power</i> ) por mês. ....	81
Figura 5.12 - Perfil BTN A - <i>Heat Map</i> . ....	82
Figura 5.13 - Resumo de carga mensal - Perfil BTN B com consumo anual de 7500 kWh. ....	83
Figura 5.14 - Perfil BTN B - Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora ( <i>User-entered load power</i> ). ...	83
Figura 5.15 - Perfil BTN B - Perfis mensais do Diagrama de carga médio por hora ( <i>User-entered load power</i> ). 84	
Figura 5.16 - Perfil BTN B - Diagrama de carga médio diário ( <i>User-entered load power</i> ) por mês. ....	85
Figura 5.17 - Perfil BTN B - Diagrama de carga médio mensal ( <i>User-entered load power</i> ) por mês. ....	85
Figura 5.18 - Perfil BTN B - <i>Heat Map</i> . ....	86
Figura 5.19 - Resumo de carga mensal - Perfil BTN C com consumo anual de 5000 kWh. ....	87
Figura 5.20 - Perfil BTN C - Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora ( <i>User-entered load power</i> ). ...	87
Figura 5.21 - Perfil BTN C - Perfis mensais do Diagrama de carga médio por hora ( <i>User-entered load power</i> ). 88	
Figura 5.22 - Perfil BTN C - Diagrama de carga médio diário ( <i>User-entered load power</i> ) por mês. ....	89
Figura 5.23 - Perfil BTN C - Diagrama de carga médio mensal ( <i>User-entered load power</i> ) por mês. ....	89
Figura 5.24 - Perfil BTN C - <i>Heat Map</i> . ....	90
Figura 5.25 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN A com mais potência e sem baterias. ....	91
Figura 5.26 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN A com mais potência e sem baterias. ....	91
Figura 5.27 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com mais potência e sem baterias. ....	92
Figura 5.28 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN A com menos potência e sem baterias. ....	93
Figura 5.29 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN A com menos potência e sem baterias. ....	94
Figura 5.30 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com menos potência e sem baterias. ....	95
Figura 5.31 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN A com mais potência e com bateria. ....	96
Figura 5.32 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN A com mais potência e com bateria. ....	97
Figura 5.33 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com mais potência e com bateria. ....	98
Figura 5.34 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN A com menos potência e com bateria. ....	99
Figura 5.35 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN A com menos potência e com bateria. ....	100
Figura 5.36 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com menos potência e com bateria. ....	101

Figura 5.37 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN B com mais potência e sem baterias.....	103
Figura 5.38 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN B com mais potência e sem baterias. ....	103
Figura 5.39 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com mais potência e sem baterias. ....	104
Figura 5.40 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN B com menos potência e sem baterias.....	105
Figura 5.41 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN B com menos potência e sem baterias. ....	106
Figura 5.42 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com menos potência e sem baterias. ....	106
Figura 5.43 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN B com mais potência e com bateria.....	108
Figura 5.44 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN B com mais potência e com bateria. ....	108
Figura 5.45 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com mais potência e com bateria. ....	109
Figura 5.46 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN B com menos potência e com bateria.....	110
Figura 5.47 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN B com menos potência e com bateria. ....	111
Figura 5.48 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com menos potência e com bateria. ....	112
Figura 5.49 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN C com mais potência e sem baterias.....	114
Figura 5.50 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN C com mais potência e sem baterias. ....	114
Figura 5.51 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com mais potência e sem baterias. ....	115
Figura 5.52 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN C com menos potência e sem baterias.....	116
Figura 5.53 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN C com menos potência e sem baterias. ....	117
Figura 5.54 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com menos potência e sem baterias. ....	118
Figura 5.55 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN C com mais potência e com bateria.....	119
Figura 5.56 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN C com mais potência e com bateria. ....	120
Figura 5.57 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com mais potência e com bateria. ....	120
Figura 5.58 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN C com menos potência e com bateria.....	122
Figura 5.59 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN C com menos potência e com bateria. ....	122
Figura 5.60 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com menos potência e com bateria. ....	123
Figura 5.61 - Gráfico comparativo do Custo Nivelado de Energia (LCOE) e Poupança líquida com sistema por cenário.....	126

Figura 5.62 - Gráfico comparativo do Payback simples e descontado em anos por cenário..... 127

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Classificação da Produção Distribuída.....	10
Tabela 2.2 – Características dos clientes pertencentes aos perfis BTN A, BTN B e BTN C .....	19
Tabela 3.1 - UPAC – Condições de acesso e de exercício de atividade [95]. .....	57
Tabela 3.2 - UPAC – Principais características do Decreto-Lei n° 162/2019. ....	59
Tabela 5.1 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com mais potência e sem baterias.....	92
Tabela 5.2 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com menos potência e sem baterias.....	95
Tabela 5.3 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com mais potência e com bateria.....	98
Tabela 5.4 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com menos potência e com bateria.....	101
Tabela 5.5 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com mais potência e sem baterias.....	104
Tabela 5.6 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN B com menos potência e sem baterias.....	107
Tabela 5.7 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN B com mais potência e com bateria.....	109
Tabela 5.8 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN B com menos potência e com bateria.....	112
Tabela 5.9 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN C com mais potência e sem baterias.....	115
Tabela 5.10 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN C com menos potência e sem baterias.....	118
Tabela 5.11 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN C com mais potência e com bateria.....	121
Tabela 5.12 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN C com menos potência e com bateria.....	123
Tabela 5.13 – Comparação dos cenários simulados. ....	125



## Lista de siglas e acrónimos

AC	Corrente Alternada
AGM	<i>Absorbent Glass Material</i>
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CER	Comunidade de Energia Renovável
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DC	Corrente Contínua
DSM	<i>Demand Side Management</i>
ESTG	Escola Superior de Tecnologia e Gestão
FER	Fontes de Energia Renováveis
FV	Fotovoltaico
GW	GigaWatt
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IU	Instalação de Utilização
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo nivelado da energia produzida)
MPP	Ponto de Máxima Potência
MW	Megawatt
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NPV	<i>Net Present Value</i> (Valor Presente Líquido após impostos)
PD	Produção Distribuída
PVPS	<i>Photovoltaic Power Systems Programme</i>
PT	Posto de Transformação
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (contrato de compra de energia)
REN	Redes Energéticas Nacionais (empresa)
RDEE	Redes de Distribuição de Energia Elétrica
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
ROI	<i>Return of Investment</i> (Retorno do Investimento)
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
TIR	Taxa Interna de Retorno (ou Rentabilidade)
UE27	União Europeia (27 Estados-membros)

UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
VAL	Valor Atual Líquido
VRLA	<i>Valve Regulated Lead Acid</i>
WFV	Capacidade de Produção Energia do gerador FV

# 1. Introdução

Este capítulo inicial contém o enquadramento do tema da dissertação e expõe os objetivos definidos para o mesmo, sendo também exposta a organização da estrutura utilizada na presente dissertação.

## 1.1. Enquadramento e pertinência do tema

A descentralização da produção no sistema elétrico nacional é essencial para o seu desenvolvimento e obtenção de uma rede eficiente. A produção da energia elétrica na proximidade do local de consumo possibilita evitar as perdas de energia e os custos de infraestruturas relacionados com a transporte da energia na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Não obstante, a preocupação em reduzir a utilização de combustíveis fósseis na produção de energia elétrica é cada vez maior, pois a sua utilização é prejudicial para o ambiente, visto que a queima destes combustíveis para produção de energia elétrica é um dos maiores contribuidores para as alterações climáticas. Esta preocupação vai ao encontro de os substituir por recursos naturais, ou seja, pelas fontes de energia consideradas limpas.

O Autoconsumo insere-se neste contexto como uma excelente alternativa, oferecendo aos consumidores de energia elétrica a possibilidade de produzirem uma parte significativa, ou eventualmente a totalidade, da eletricidade que consomem, tendo ainda a possibilidade de vender o excedente à RESP.

Em Portugal, a produção de eletricidade por intermédio de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), sendo o foco deste trabalho o Autoconsumo Fotovoltaico, é atualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, incorpora as disposições relativas ao autoconsumo renovável, e revogou o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que serviu de referência para a realização desta dissertação.

Neste contexto, sendo Portugal um país com um dos maiores potenciais graças à existência de dias limpos e excelente exposição solar, com o desenvolvimento da Energia Solar

Fotovoltaica, torna-se pertinente estudar o impacto do Autoconsumo em instalações residenciais.

## 1.2. História da Tecnologia Fotovoltaica

Tudo começa com uma ideia de transformar irradiação solar em energia elétrica. Em 1817, o químico sueco Jöns Jacob Berzelius descobre o elemento químico do Selênio [1].

Alexandre Edmond Becquerel, físico experimental francês, descobriu o efeito fotovoltaico num eletrólito em 1839. Foi o primeiro a observar que placas metálicas, de platina ou prata mergulhadas num eletrólito, produzem uma diferença de potencial quando expostas à luz [2].

O engenheiro eletrotécnico inglês Willoughby Smith descobriu em 1873 o efeito fotovoltaico num material semicondutor, o Selênio. Este provou que este material possuía a propriedade de transformar energia luminosa em energia elétrica [3]. Por outro lado, em 1877, o físico e engenheiro William Grylls Adams e Richard Evans Day construíram a primeira célula fotovoltaica baseada em dois elétrodos de selênio que produzem corrente elétrica quando expostos à irradiação [4]. O inventor americano Charles Fritts descreveu em 1883 as primeiras células solares construídas a partir de “*wafers*” de Selênio [5]. Posteriormente, Heinrich Hertz em 1887 descobriu que a influência da irradiação ultravioleta na descarga elétrica provoca uma faísca entre dois elétrodos do metal [5]. Uns anos depois, Wilhelm Hallwachs descobriu em 1904 que uma combinação de metais eram sensíveis à luz [5] e Robert Andrews Millikan forneceu a prova experimental do efeito fotoelétrico [5]. Mais tarde, em 1918, o cientista polaco Jan Czochralski desenvolveu um processo de crescimento de cristais de Silício a partir de um único cristal [5] e Albert Einstein recebeu o prêmio Nobel pelos trabalhos do efeito fotoelétrico em 1923 [5].

Entre 1940 a 1950 desenvolve-se o método Czochralski para obtenção de Silício de elevado grau de pureza, sob a forma de lingote monocristalino, para fins industriais. Em 1951 foi possível produzir células a partir de um único-cristal de Germânio.

Gerald Pearson, Robert Fuller e Daryl Chapin procederam à realização prática da primeira célula solar de Si monocristalino em 1954. Também nesse ano, Welker fez a descoberta do efeito fotovoltaico no Arsenieto de Gálio (GaAs), e em cristais de Sulfeto de Cádmio (CdS), por Reynolds e Leies [5].

Em 1956 começaram-se a usar as primeiras aplicações terrestres da conversão fotovoltaica como as luzes de *flash*, boias de navegação ou telecomunicações [5].

Passados 2 anos, em 1958, na história aeroespacial foram aplicados painéis fotovoltaicos no VANGUARD-1, indicado na Figura 1.1, o primeiro satélite a ser alimentado por energia solar, que continuaram em 1959 com o satélite EXPLORER-6, exposto na Figura 1.2, a nave espacial NIMBUS em 1964, mostrado na Figura 1.3, com um sistema de 470 Wp, o observatório ORBITING (1966) com 1 kWp e o satélite OVI-13 (1968), lançado com dois painéis de CdS [5].



**Figura 1.1 - VANGUARD-1 [6].**



**Figura 1.2 - EXPLORER-6 [7].**



**Figura 1.3 - NIMBUS [8].**

No ano de 1959, foram realizadas as primeiras células de Si multicristalino [5]. Mais tarde, em 1963 no Japão, foi instalado num farol um sistema com 242 Wp fotovoltaicos (o maior do mundo desse tempo) [5].

As primeiras células de Si amorfo foram fabricadas em 1976 [5] e em 1981 foram instalados sistemas de demonstração, vocacionados para aplicações de eletrificação de edifícios, produção de água potável, etc... No ano seguinte a produção mundial fotovoltaica ultrapassou 9,3 MW e desde então não tem parado de crescer [5].

### **1.3. O paradigma da Produção Distribuída**

A produção distribuída, também designada de produção dispersa ou descentralizada, refere-se à geração de energia por uma unidade de pequena dimensão, sendo esta situada mais próxima da carga, alimentando sobretudo os consumidores locais, utilizando uma energia primária normalmente de origem renovável.

Este tipo de produção proporciona várias vantagens como o aumento do aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos pelo território, a diminuição das perdas de energia, visto que se situa próximo das cargas, e consequentemente os custos do seu transporte também são reduzidos. Diminui ainda o impacto ambiental, pois a maioria das pequenas unidades de produção têm como energia primária uma fonte renovável. Como a produção se encontra mais distribuída, proporciona o aumento da fiabilidade do sistema, tendo ainda a possibilidade de funcionar isoladamente da rede elétrica.

Estes aspetos aumentam o interesse pelo desenvolvimento da tecnologia, porém, existem algumas desvantagens, como o aumento da complexidade do sistema, dificultando a sua operação e gestão, existindo a possibilidade de inversão do fluxo de potência e, ainda o facto das pequenas unidades produção não serem tão eficientes quanto as grandes centrais produtoras [9, 10].

As políticas europeias direcionadas para o aumento da eficiência energética, da produção de origem renovável e consequente redução da emissão de gases poluentes, fomentaram o interesse nas unidades de produção de energia integradas nas Redes de Distribuição de Energia Elétrica (RDEE). Para tal, a União Europeia definiu as seguintes metas até 2020 [11]:

- Reduzir 20% a emissão de gases com efeito de estufa;
- Aumentar 20% a produção de energia de origem renovável;
- Alcançar os 20% estabelecidos para a eficiência energética.

#### **1.4. Objetivos do trabalho**

A presente dissertação tem como objetivo projetar vários sistemas de produção de energia fotovoltaica, examinar a rentabilidade do ponto de vista energético e económico, interpretando resultados das simulações realizadas com a inclusão de UPAC em instalações residenciais em Portugal.

Pretende-se averiguar a legislação em vigor referente à produção de eletricidade para Autoconsumo no setor residencial e uma análise às tecnologias existentes.

Os perfis de consumo em Portugal serão analisados e caracterizados, sendo obtidos diagramas de carga para os vários projetos consoante a classe de perfil (BTN A, BTN B, BTN C, provenientes do *link*: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/perfis-de-consumo>), onde também varia o valor anual da energia consumida por cada classe. Partindo de dados sobre o perfil típico de consumo de energia elétrica no sector residencial e de valores de produção fotovoltaica simulados, para diferentes potências no sistema fotovoltaico de produção para autoconsumo, efetuando-se comparações entre os vários cenários simulados, ao apresentar valores de custos e proveitos para cada cenário.

Desta forma, prevê-se a concretização de estudos de análise de viabilidade económica dos sistemas de produção, com base em valores orçamentais reais adquiridos no mercado, de modo a satisfazer as necessidades energéticas das instalações residenciais.

O termo sustentabilidade está inevitavelmente associado às energias renováveis, sendo que a energia fotovoltaica tem cada vez mais vindo a ocupar um lugar relevante na produção de energia elétrica. Como Portugal é um país com bom potencial para a integração de instalações fotovoltaicas e este tipo de instalações encontra-se em ascensão no setor residencial, a realização de um estudo nesta área torna-se relevante e de interesse público, visto que o investimento em sistemas deste género ainda é considerável.

### **1.5. Estrutura da Dissertação**

A presente dissertação é constituída por 6 capítulos, sendo o primeiro deles a Introdução, onde é explicado o Enquadramento e pertinência do tema, são definidos os Objetivos do trabalho e a Estrutura da Dissertação, assim como realizadas pesquisas bibliográficas.

No capítulo 2 é apresentado o Estado da Arte, onde é efetuada uma revisão bibliográfica dentro da área da energia solar fotovoltaica e da produção distribuída para sua aplicação à realidade nas instalações residenciais.

O terceiro capítulo é dedicado às Soluções de produção de energia elétrica com fontes renováveis, sendo a Energia Solar Fotovoltaica o foco desta dissertação. É discriminada a tecnologia fotovoltaica e explorada a constituição de um sistema fotovoltaico e os seus princípios de funcionamento. A legislação em vigor referente ao Autoconsumo é também detalhada neste capítulo, sendo abordados os termos e condições legais para um consumidor se tornar produtor para autoconsumo, assim como os seus direitos e deveres. Mostra-se também um breve resumo sobre a evolução da potencia instalada em Autoconsumo.

No capítulo 4 é descrita a Metodologia utilizada no desenvolvimento dos projetos de sistemas fotovoltaicos para Autoconsumo simulados para os vários cenários residenciais, bem como o software utilizado para o efeito e os indicadores mais relevantes que servem de base para a análise comparativa dos cenários. Neste capítulo são ponderados os cenários residenciais, a sua localização, área disponível e consumos energéticos, com o intuito de identificar as suas necessidades. Nesta fase, pondera-se sobre a seleção dos possíveis sistemas a instalar e respetivos dimensionamentos.

O quinto capítulo apresenta o Caso de estudo e Análise de Resultados, sendo nele caracterizada a localização e recursos, o módulo fotovoltaico e inversor usados nos projetos do sistema. Neste capítulo é efetuada a caracterização dos diagramas de carga para os perfis de consumo A, B e C, bem como descritos os 12 cenários residenciais em estudo, sendo evidenciados gráficos relacionados com os dados calculados pelo programa, efetuando análises de um ponto de vista tecnológico e económico a partir dos resultados das simulações realizadas para os diferentes sistemas. São exibidos os indicadores resultantes de análise de viabilidade económica, sendo no final deste capítulo executada uma comparação dos cenários indicados para auxiliar as conclusões a reter.

O sexto e último capítulo expõe as Conclusões retiradas desta dissertação, sendo efetuada uma análise crítica aos resultados obtidos para os sistemas dimensionados, possíveis poupanças com a implantação do sistema solar fotovoltaico, qual terá o melhor custo-benefício para as instalações residenciais, e ainda algumas sugestões de trabalhos futuros que poderão ser realizados no âmbito do Autoconsumo.



## 2. Estado da Arte

O setor energético está em profunda transformação, no qual a eletricidade é um elemento-chave da transição para uma sociedade mais descarbonizada. A capacidade de integração do sistema, suportada na crescente flexibilidade na utilização dos recursos distribuídos, funcionará, cada vez mais, como parte da solução para gerir a crescente complexidade, ao mesmo tempo que é promovida a participação ativa dos clientes, cidadãos e comunidades.

Um dos primeiros passos, conforme reconhecido no ‘pacote energia limpa para todos os europeus’, passará por uma definição mais clara do potencial de interligação entre a gestão ativa do sistema (*active system management*) e o acesso a recursos externos flexíveis, envolvendo operadores de rede, agentes de mercado e consumidores, de forma individual ou agregada [12].

### 2.1. O papel do *prosumer*

A atual tendência da produção de energia elétrica reflete o maior envolvimento dos consumidores, permitindo-lhes passar a produzir energia para autoconsumo ou para fornecimento à rede elétrica, reforçando o papel do *prosumer* (produtor/consumidor), que assenta na utilização racional e eficiente da energia, potenciando a aposta em fontes de energia renováveis.

A possibilidade de produção de energia em pequena escala com base na energia solar, caracteriza-se por ser produzida junto às instalações de consumo, provocando o aumento da produção distribuída e trazendo novos desafios à gestão e funcionamento das *Smart Grids*.

Com a produção descentralizada verifica-se a mudança de redes passivas para redes ativas bidirecionais.

### 2.2. Introdução à Produção Distribuída

A Produção Distribuída (PD) consiste na energia elétrica produzida e injetada nas Redes de Distribuição de Energia Elétrica (RDEE) ou na instalação do cliente [13]. A PD compreende uma estrutura de produção de energia elétrica que permite ao cliente consumidor fornecer energia elétrica à rede de distribuição, aos níveis de tensão a que está conectado [14]. Várias tecnologias de PD atingiram um desenvolvimento considerável permitindo a implementação

em larga escala em sistemas de distribuição de energia elétrica. De uma forma geral, PD significa produção de energia em pequena escala, em inúmeros locais da rede de distribuição. Muitas tecnologias são usadas para fontes de PD, focando-se esta dissertação nas células fotovoltaicas. O crescimento da procura de energia, o progresso constante na desregulamentação de energia e as restrições sobre a construção de novas linhas para transporte e distribuição de energia de longa distância criaram um crescente interesse na PD de energia elétrica. Os dispositivos de PD podem ser colocados estrategicamente na RDEE para o reforço de redes, a redução de custos operacionais, a redução de perdas de energia, a melhoria dos perfis de tensão e dos fatores de carga, fiabilidade, integridade e eficiência do sistema [15]. A PD está cada vez mais em uso devido aos benefícios económicos, sendo ainda capaz de fornecer maior qualidade de energia para equipamentos eletrónicos [16]. Com a entrada das *Smart Grids*, desponta a possibilidade de controlar e monitorizar a injeção na rede de energia elétrica [17].

### 2.3. Classificação da Produção Distribuída

A PD é conhecida por várias denominações, como produção descentralizada, produção dispersa, produção no local, energia distribuída ou energia redistribuída. Qualquer PD produz energia elétrica a partir de muitas pequenas fontes de energia.

Praticamente todos os países produzem energia elétrica em grandes instalações centralizadas, como centrais termoelétricas utilizando combustíveis fósseis, centrais nucleares ou centrais hidroelétricas. Os problemas técnicos relacionados com a PD podem variar significativamente com a classificação. A Tabela 2.1 apresenta a classificação de PD [18]. Em termos de capacidade de produção, a PD pode ser classificada como micro, pequena, média ou grande produção.

Tabela 2.1 - Classificação da Produção Distribuída

	Produção Distribuída
Micro Produção	~ 1 Watt < 5 kW
Pequena Produção	5 kW < 5 MW
Média Produção	5 MW < 50 MW
Grande Produção	50 MW < ~ 300 MW

A PD visa fornecer energia para diminuir o custo da eletricidade, bem com diminuir as emissões de gases poluentes através de tecnologias limpas e renováveis. Esta é associada ao termo recursos distribuídos, sendo que estes incluem tecnologias não geradoras, como dispositivos de armazenamento de energia, por exemplo, baterias. Possibilita melhorar a capacidade de resposta a variações de carga, incluindo o controlo dos níveis de tensão e o fornecimento de energia reativa [19].

## 2.4. Produção com Geradores Não Convencionais

A produção de energia elétrica com recurso a geradores não convencionais contempla a geração de energia através de fontes renováveis e dispositivos de armazenamento.

### 2.4.1. Dispositivos de Geração Renovável

Os dispositivos de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável utilizados na PD relacionados com a energia solar fotovoltaica são constituídos por painéis fotovoltaicos (FV), que é dado ênfase nesta dissertação. A produção de energia elétrica através de FV é um processo de gerar energia elétrica através da conversão da radiação solar em eletricidade de corrente contínua usando semicondutores para o efeito. A produção de energia solar fotovoltaica usa painéis solares constituídos por células solares contendo um material fotovoltaico. A Figura 2.1 mostra um sistema fotovoltaico básico ligado à rede.

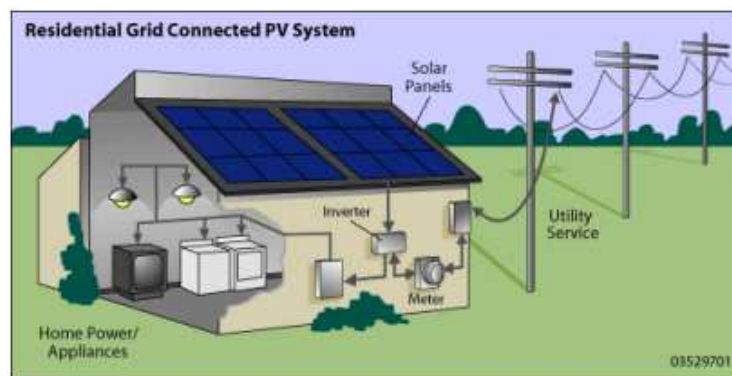


Figura 2.1 - Sistema fotovoltaico básico ligado à rede [20].

Atualmente, o material utilizado para as células fotovoltaicas inclui silício monocristalino, silício amorfo, disseleneto de cobre e índio, silício policristalino, telureto de cádmio. As células fotovoltaicas apresentam eficiência de conversão da ordem de 16%. Existem células

fotovoltaicas com eficiências até 28%, fabricadas de arsenieto de gálio, mas o seu alto custo limita a produção dessas células solares para o uso da indústria espacial [21].

As células absorvem a energia solar usufruindo da luz do sol, onde os fótons forçam os elétrons das células fotovoltaicas a fluir e a transformam para a eletricidade em corrente contínua. Cada célula fornece entre 2 a 4A de acordo com o seu tamanho e com uma tensão de saída de 0,5V. Os FV consistem em módulos que podem ser ligados para fornecer uma diversidade de níveis de potência, mas existem muitas restrições. [22].

#### **2.4.2. Dispositivos de Armazenamento**

Os dispositivos de armazenamento de energia elétrica consistem em baterias e outros dispositivos como volantes de inércia, que permitem ser carregados durante os períodos de carga baixa, com a diminuição do consumo de energia elétrica, sendo usada a sua energia armazenada quando haja necessidade, como em períodos de pico na procura de energia elétrica. Usualmente, estes são combinados com outros tipos de PD para suprir a procura de carga de pico requerida. As baterias possuem um controlador de carga para proteção contra sobrecarga e descarga excessiva, desta forma, desliga o processo de carregamento quando as baterias se encontram totalmente carregadas. Porém, os sistemas de volantes podem ser carregados e fornecer 700 kW em 5s [23].

Nos sistemas *On-Grid* também são utilizadas baterias, embora ainda não seja muito frequente devido ao seu custo, sendo as mesmas mais usadas em sistemas isolados *Off-Grid*.

### **2.5. Desenvolvimento das *Smart Grids***

As redes elétricas inteligentes, designadas por *Smart Grids*, consistem em redes elétricas que usam tecnologias digitais para monitorizar e gerir a transmissão de energia elétrica de todas as fontes, de forma a satisfazer as necessidades dos utilizadores finais em variação constante.

As *Smart Grids* coordenam as necessidades e capacidades de todos os produtores, operadores de rede, consumidores finais e partes interessadas do mercado de energia elétrica para operar todo o sistema da forma mais eficiente possível, minimizando os custos e os impactos ambientais, mantendo os níveis de fiabilidade, resiliência e estabilidade [17].

Com a evolução das tecnologias de comunicação e informação, as *Smart Grids* despontam como uma visão integrada para o futuro das redes elétricas bidirecionais que progressivamente darão resposta aos desafios de estabilidade da rede e às contínuas

oscilações entre a oferta e procura de energia. As *Smart Grids* preconizam um novo paradigma de operação que envolve a mudança da conceção de produção centralizada de eletricidade, transporte e distribuição até aos consumidores, apresentado na Figura 2.2, para um modelo que assenta na componente de produção distribuída que, coexistindo com a produção tradicional de base, formam um sistema ativo e integrado de exploração das redes, como apresentado na Figura 2.3, ilustrando a estrutura e os principais conceitos das redes inteligentes do futuro [24].

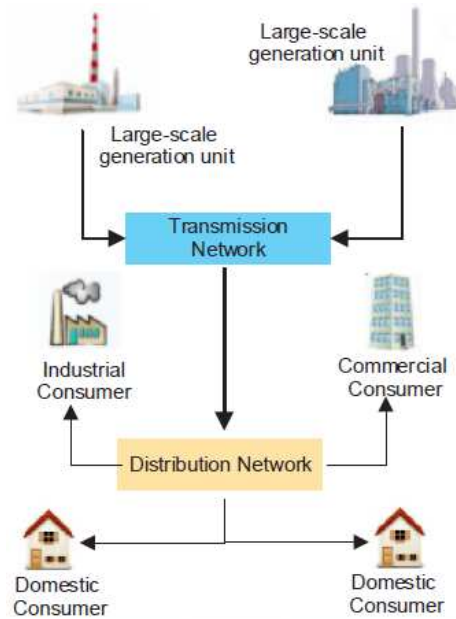


Figura 2.2 - Sistema de produção centralizada de energia elétrica [25].

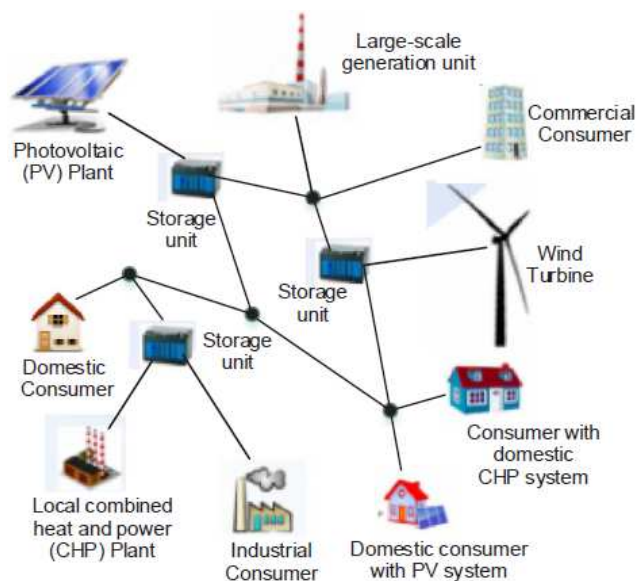


Figura 2.3 - Sistema de produção distribuída de energia elétrica [25].

A introdução das *Smart Grids* implicou a resolução de desafios técnicos, tais como o desenvolvimento de uma infraestrutura de comunicações, de sistemas de automação mais evoluídos e de equipamentos de armazenamento de energia, de forma a garantir a mudança do paradigma de redes passivas para redes ativas bidirecionais. Potencia o encorajamento e maior envolvimento dos consumidores, permitindo-lhes produzir energia para autoconsumo ou para fornecer à rede, fazer uma gestão integrada do seu consumo e da sua produção, obrigando a uma mudança comportamental considerável, incutida através de uma maior consciencialização e de serviços e produtos inovadores que promovem e simplificam a mudança de comportamentos e decisões energéticas. Caracterizam-se por fomentar um papel mais ativo do *prosumer* (produtor/consumidor), novos serviços comerciais em tempo real suportados numa maior proximidade com o utilizador e num melhor conhecimento da rede, potenciar a aposta nas energias renováveis, mobilidade elétrica (Figura 2.4), proteção ambiental e eficiência energética, promover a renovação tecnológica das redes e da sua operação e um melhor aproveitamento das capacidades atuais [24].



**Figura 2.4 - Posto de carregamento de energia elétrica (Mobilidade Elétrica) [26].**

Em Portugal, a E-REDES lançou o projeto *InovGrid*, constituindo um arranque para avaliar uma solução no contexto das *Smart Grids*, do ponto de vista tecnológico e de negócio. Este projeto inovador visa dotar a rede elétrica de informação e de equipamentos inteligentes capazes de automatizar a gestão das redes, melhorar a qualidade de serviço, diminuir os custos de operação e promover a eficiência energética e a sustentabilidade ambiental.

A arquitetura da solução adotada no projeto *InovGrid* (Figura 2.5) desenvolve-se em três níveis:

- Consumidor/Produtor (*prosumer*);

Integração dos contadores inteligentes proporcionando a comunicação bidirecional entre *prosumer* e o distribuidor.

- Posto de Transformação;

Integração do *Distribution Transformer Controller* (DTC) com funções de concentração de informação e de gestão dos contadores inteligentes e monitorização, controlo e automação do PT e da rede BT.

- Controlo e Gestão Centralizada;

Agregação da informação comercial e de gestão de energia, controlo técnico e operacional da rede [24].

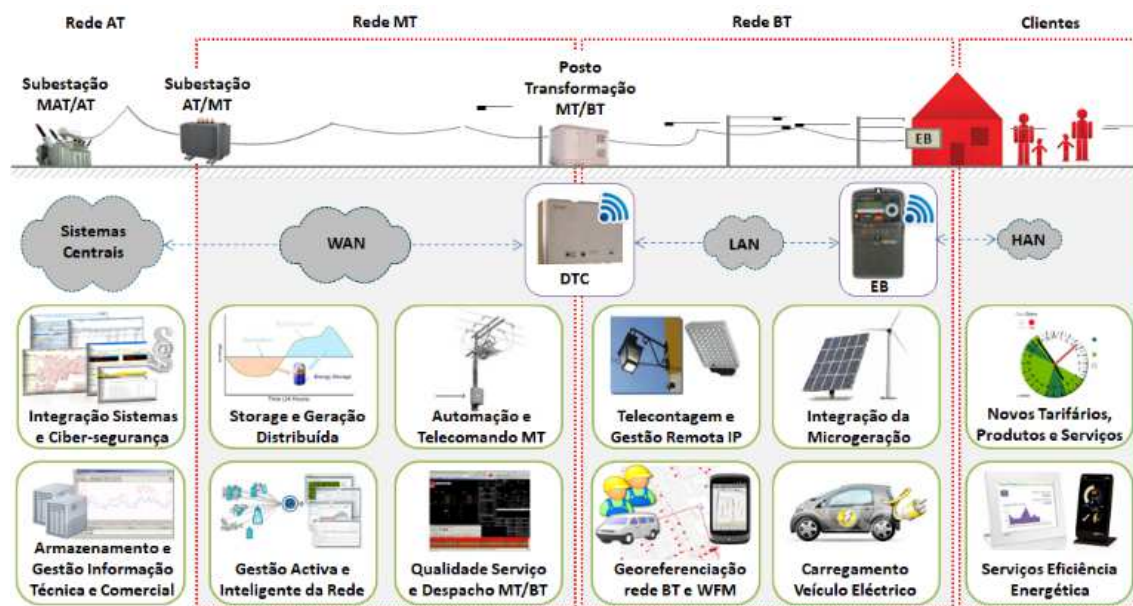


Figura 2.5 - Visibilidade total do projeto *InovGrid* da E-REDES [27].

A gestão da procura, designada por *Demand Side Management* (DSM) no sistema elétrico, consiste na alteração de consumos dos utilizadores finais em resposta a preços ou outros indicadores, contribuindo para a redução da procura nas horas de ponta, proporcionando flexibilidade ao sistema e permitindo a implantação das várias tecnologias de produção.

As *Smart Grids* possibilitam a redução da procura de pico, fornecendo informações e incentivando os consumidores, permitindo-lhes alterar hábitos de consumo para fora dos períodos de ponta. Sendo a procura da energia no sistema relativamente previsível, torna-se prioritária a redução da procura nas horas de ponta. A gestão da procura nas horas de ponta permite melhorar o planeamento do sistema elétrico, viabilizando a inclusão de novas cargas como veículos elétricos, bem como de armazenamento e tecnologias de produção [17].

## **2.6. Objetivos da utilização de PD e métodos de otimização das RDEE**

Os trabalhos de investigação sobre o uso da PD nas RDEE têm como principais objetivos minimizar as perdas de energia e melhorar o perfil de tensão, estabilidade de tensão, fiabilidade e a qualidade de energia. Nas seguintes subsecções são apresentados os trabalhos mais interessantes sobre este assunto, sendo utilizadas algumas das técnicas e abordagens para a implementação otimizada da PD, de forma a atingir determinado objetivo.

### **2.6.1. Minimizar as Perdas de Energia**

Foi proposto um método Fuzzy-GA em 2002 para resolver o posicionamento de geradores dispersos para sistemas de distribuição com o objetivo de reduzir as perdas de energia dos sistemas de distribuição. As restrições eram o número ou tamanho dos geradores distribuídos e o desvio da tensão do barramento [28].

Propuseram métodos analíticos em 2004 para determinar a localização ideal para colocar uma PD em redes radiais para minimizar a perda de energia do sistema [29].

Em 2006 foi proposto uma expressão analítica para calcular o tamanho ótimo e um algoritmo efetivo para identificar a localização ótima correspondente para a disposição de uma PD para minimizar as perdas totais de energia nos sistemas de distribuição primária [30].

Foi proposto um método que emprega um algoritmo de Otimização Baseada na Aprendizagem ao Ensino Modificado (MTLBO) em 2013 para determinar a melhor localização e tamanho de uma determinada unidade de PD nos sistemas de distribuição. A função objetivo era minimizar as perdas de energia [31].

Em 2014 foi proposto um método híbrido eficiente baseado num Algoritmo Competitivo Imperializado (ICA). A função objetivo é a redução da perda de potência, o aumento do índice de estabilidade de tensão, o equilíbrio de cargas, a melhoria do perfil de tensão do

sistema e a capacidade de alívio na transmissão e distribuição para as concessionárias e os clientes [32].

### 2.6.2. Melhoria do Perfil de Tensão

Um algoritmo para alocação e dimensionamento ótimos de PDs em sistemas de distribuição foi proposto em 2006. A classificação do perfil de tensão foi baseada num método de fluxo de potência para redes radiais com a representação de geradores distribuídos [33].

Foi proposto em 2011 a colocação ótima baseada em AG de unidades de PD e alocação adequada de condensadores em paralelo para melhorar o perfil de tensão em sistemas de distribuição [34].

Em 2012 foi proposto um método para obter a dimensão ótima de fontes de PD em sistemas de distribuição elétrica, considerando o aumento da geração e da carga dependente do tempo [35].

### 2.6.3. Estabilidade do Nível de Tensão

Um índice de estabilidade de tensão *fuzzy* indicando a localização e status dos barramentos críticos foi proposto em 2002. Os parâmetros de entrada foram eficientemente modelados em termos de conjuntos *fuzzy*, atribuindo funções de associação trapezoidal e triangular [36].

Foi proposto uma técnica heurística para alocação da fonte de PD numa rede de distribuição em 2010. A alocação foi determinada com base na melhoria geral nos parâmetros de desempenho de rede, como melhoria da estabilidade de tensão [37].

Em 2013 foi proposto um planeamento estático e dinâmico baseado na margem de potência reativa para melhorar a estabilidade de tensão dinâmica das RDEE com geração distribuída eólica [38].

Ainda em 2013 foi proposto uma abordagem de posicionamento de sistemas fotovoltaicos para melhoria da estabilidade de tensão do sistema de distribuição radial. As PDs baseadas em energia solar foram operadas em diferentes modos de energia ativa e reativa, e testadas em quatro sistemas de distribuição radial de barramentos [39].

#### 2.6.4. **Fiabilidade**

Foi proposto em 2011 um novo algoritmo usando a abordagem PSO para a colocação de produções distribuídas nos sistemas de distribuição radial para melhorar a fiabilidade do sistema [40].

Em 2011 foi proposto uma metodologia para aprimorar a fiabilidade do sistema de distribuição radial, determinando valores ótimos de tempos de reparação e taxas de falha de cada seção [41].

#### 2.6.5. **Qualidade de Energia**

Um equipamento de interface adequado para o aumento da qualidade de energia foi proposto em 2007, tendo descrito os dois modelos de estratégia de controlo para aumentar a qualidade de energia de cargas não lineares sensíveis [42].

Em 2010 foi proposto a PD, como uma poderosa solução de fiabilidade para destacar fábricas automatizadas, quando configurado no modo *Combined Heat and Power* (CHP), particularmente quando integrado com a avaliação complementar da qualidade de energia [43].

Posteriormente, foi proposto em 2012 uma estratégia ótima de controlo de potência para uma operação autónoma de micro-redes baseada num método de auto-ajuste em tempo real, tendo como objetivo melhorar a qualidade do fornecimento de energia da micro-rede onde algumas unidades de PD estavam ligadas à rede [44].

No ano seguinte, em 2013, foi apresentado uma revisão abrangente e a comparação de vários esquemas de PD utilizados por concessionárias para mitigação de quedas de tensão em redes de energia. O problema de qualidade de energia é uma preocupação para distúrbios de qualidade de tensão, como quedas de tensão [45].

### 2.7. **Caracterização dos diagramas de carga**

Os perfis de consumo são estimados para cada período quarto-horário (15 minutos) do dia, pelo que correspondem à proporção do consumo energético anual que é atribuído a cada quarto-horário de cada dia do ano. As fontes de dados utilizadas para as construções dos perfis foram definidas de acordo com as características do consumo de energia dos locais alimentados pela rede. Os perfis BTN A, BTN B e BTN C são sujeitos a alguns ajustamentos

de modo a suavizar/corrigir eventuais irregularidades e descontinuidades decorrentes da natureza dos dados.

A análise comparativa do perfil anual das diferentes Classes BTN demonstra que o perfil BTN A é o que apresenta menor variação de consumo energético entre os meses de inverno (janeiro, fevereiro e dezembro) e de verão (julho, agosto, setembro), ao passo que os perfis BTN Classe B e C apresentam uma variação mais marcada, sobretudo pelo maior consumo no inverno do que no verão. Por outro lado, a amplitude do consumo médio é maior ao longo da semana nos perfis BTN A e BTN B quando comparados com o perfil BTN C. Aliás, enquanto que nos perfis BTN A e B o consumo médio é significativamente maior nos dias úteis do que aos sábados e domingos/feriados, no perfil BTN C essa variação é muito menor. Estas observações são esperadas atendendo às características dos clientes das diferentes classes, sendo que os clientes BTN A são maioritariamente constituídos por empresas com potência contratada elevada, os clientes BTN B são maioritariamente constituídos por clientes de hotelaria e alguns domésticos com elevado consumo anual e os clientes BTN C são maioritariamente domésticos.

A Tabela 2.2 apresenta as seguintes características dos clientes que pertencem à respetiva classe de perfil.

**Tabela 2.2 – Características dos clientes pertencentes aos perfis BTN A, BTN B e BTN C**

<b>Perfil BTN</b>	<b>Potência</b>	<b>Consumo anual</b>
<b>Classe A</b>	Superior a 13,8 kVA	Qualquer consumo anual
<b>Classe B</b>	Inferior ou igual a 13,8 kVA	Superior a 7 140 kWh
<b>Classe C</b>	Inferior ou igual a 13,8 kVA	Inferior ou igual a 7 140 kWh

Os perfis BTN são construídos com base em dados de consumo BTN telecontados de uma amostra dos clientes BTN de Portugal Continental. A utilização de médias de vários anos de dados telecontados para construção destes perfis permite atenuar as diferenças específicas de cada ano. O perfil construído desta forma consegue capturar de forma mais robusta a evolução típica do padrão de consumo num ano [46].

Após a abordagem ao papel do *prosumer* e a sua interligação com a PD, bem como no desenvolvimento das *Smart Grids* e a caracterização dos diagramas de carga, a próxima secção apresenta as atuais tecnologias que são utilizadas, a descrição da constituição de um sistema FV e a legislação em vigor sobre o Autoconsumo.

## **3. Soluções de produção de energia elétrica com fontes renováveis**

Existem muitas tecnologias de geração que utilizam recursos de energia renovável. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), recursos energéticos renováveis são definidos como energia derivada de processos naturais (por exemplo, luz solar e vento) que são reabastecidos em um ritmo mais rápido do que são consumidos. As energias solar, eólica, geotérmica, hídrica e algumas formas de biomassa são genericamente fontes de energia renovável. No entanto, a disponibilidade dos diferentes recursos varia significativamente entre as áreas geográficas e países, bem como a eficiência tecnológica para aproveitamento dos recursos de energia renovável [47].

Nesta dissertação, como já referido, vamos dar ênfase à energia solar fotovoltaica uma vez que é aquela que melhor se adapta à produção de energia elétrica nas habitações dos consumidores. Como existem bastantes horas de sol diárias, os painéis solares fotovoltaicos são uma realidade facilmente concretizável.

### **3.1. Energia Solar Fotovoltaica**

A energia proveniente do Sol permite a existência de vida na Terra, aquecendo e iluminando a mesma. A estimativa de tempo de vida do Sol é de cerca de 5 bilhões de anos, tornando-o um recurso quase inesgotável, tendo em conta o tempo de existência do ser humano no planeta. Como tal, é impensável não fazer um melhor aproveitamento da energia que o Sol nos fornece [48].

A energia solar divide-se em duas categorias caracterizadas pela utilização que é dada a essa energia: a Energia solar fotovoltaica e a Energia solar térmica.

#### **3.1.1. Radiação Solar**

Sendo fundamental, a radiação solar resulta da energia libertada durante processo de fusão que transforma os núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio e propaga-se a uma velocidade aproximada de 300.000 km/s, demorando cerca de 8 minutos até atingir o planeta Terra. A radiação solar que atinge a superfície terrestre tem uma potência de aproximadamente 1

kW/m<sup>2</sup>, ou seja, uma energia de  $1 \times 10^{18}$  kWh/ano, o que seria mais que suficiente para satisfazer a procura energética total da humanidade [49, 50].

O conceito de radiação solar, também designada por irradiância solar, refere-se à potência emitida pelo Sol e é expressa em W/m<sup>2</sup>. A irradiação solar refere-se a essa potência por unidade de tempo, ou seja, trata-se da energia emitida pelo Sol, sendo expressa em Wh/m<sup>2</sup>.

A radiação solar pode encontrar obstáculos à sua passagem, levando a que fique sujeita a fenómenos de difusão e reflexão, como ilustrado na Figura 3.1. Estes levam à diferenciação entre os tipos de radiação seguintes:

- Radiação direta – aquela que atinge a superfície terrestre diretamente, sem reflexões. As condições atmosféricas, nomeadamente nebulosidade, fazem com que esta possa variar bastante ao longo do dia;
- Radiação difusa – aquela que é desviada pelos constituintes da atmosfera, designadamente nuvens, poeiras e vapor de água, o que leva assim à sua dispersão;
- Radiação refletida no albedo – proveniente da reflexão do solo e objetos circundantes, frequentemente integrada na radiação difusa.

A soma da radiação direta com a difusa dá origem à radiação global, sendo também aplicados estes termos da mesma forma ao conceito de irradiação [51, 52].

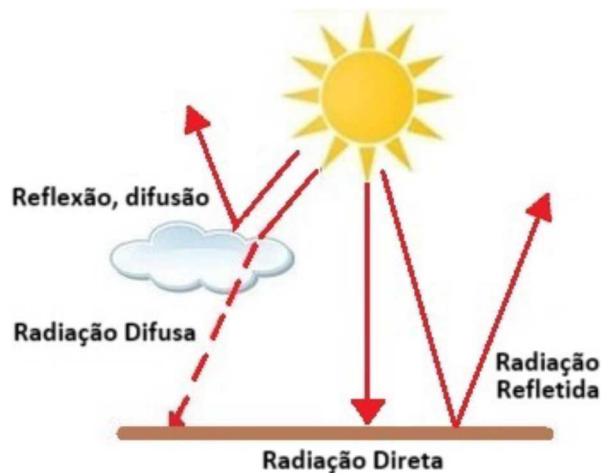


Figura 3.1 - Componentes da radiação solar [52].

A Figura 3.2 evidencia a Irradiação global horizontal em mapa com dados de recursos solares do mundo, que foram preparados pela *Solargis* e lançados em paralelo com o *Global Solar*

Atlas, que é publicado pelo Grupo Banco Mundial, financiado pelo *Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP).

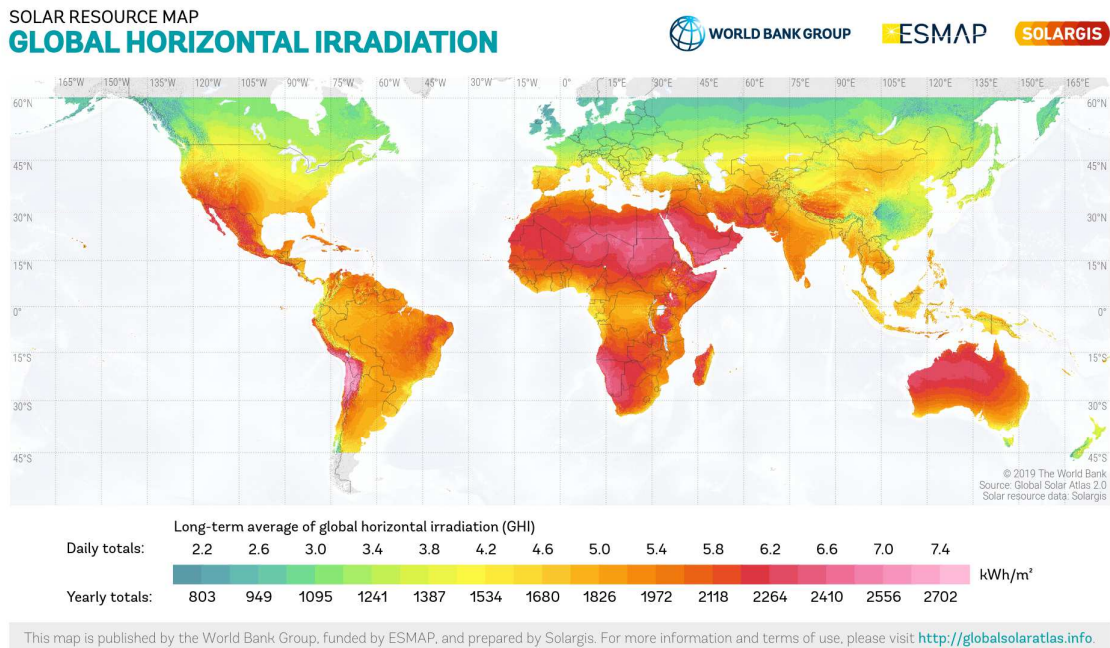


Figura 3.2 - Irradiação global horizontal [53].

### 3.1.2. Ângulo de incidência solar

O ângulo de incidência da radiação solar é importante para proporcionar um maior aproveitamento da energia solar. Para o efeito, é importante conhecer a posição que se devem colocar os coletores solares térmicos ou os painéis solares fotovoltaicos, implicando para tal conhecer a posição do Sol relativamente à localização da instalação:

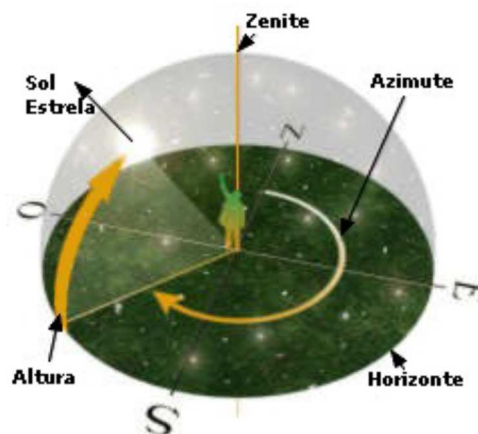


Figura 3.3 - Posição do Sol em relação à Terra [54].

A Figura 3.3 representa a posição do Sol relativamente à Terra, sendo esta determinada com base na altura solar e ângulo de azimute. A altura solar representa o ângulo entre o plano horizontal e a irradiação direta nesse mesmo plano. O azimute solar define-se como sendo o ângulo formado entre a projeção da linha Sol-Terra sobre a horizontal e a direção Sul, considerando que o azimute toma valores positivos para Oeste e valores negativos para Este. O zénite é representado perpendicularmente sobre o plano horizontal e corresponde à subtração a  $90^\circ$  de  $\phi$  (latitude em graus) relativamente a Norte.

A inclinação e orientação dos painéis ou coletores solares são fundamentais para que se obtenha um maior rendimento dos mesmos. A Figura 3.4 apresenta os ângulos segundo as técnicas solares relativamente à posição que o painel solar se deve encontrar [55].

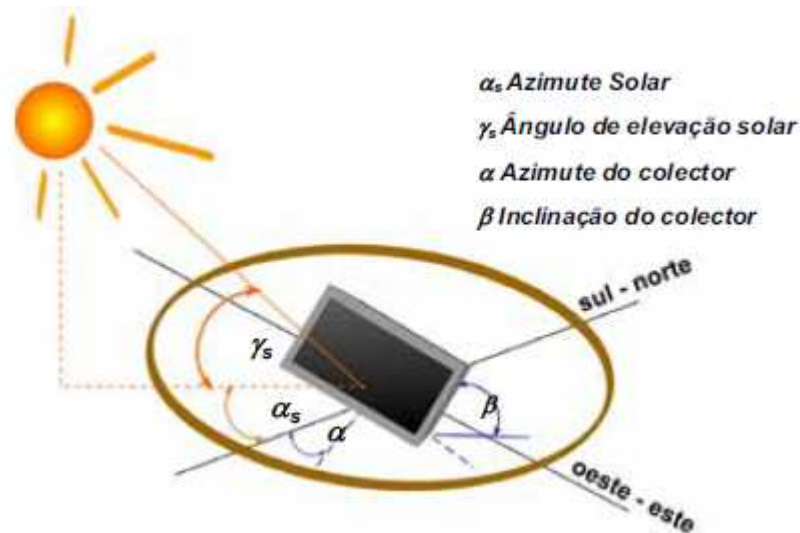


Figura 3.4 - Representação de ângulos nas técnicas solares - inclinação e orientação do painel solar face à posição do Sol [55].

A quantidade de luz solar que incide diretamente sobre o painel é máxima quando a posição do Sol é perpendicular à superfície do painel. Para este efeito, a irradiação segue o percurso mais curto através da atmosfera, diminuindo desta forma a sua difusão e/ou reflexão. O ângulo de incidência da radiação solar varia ao longo do dia, visto que o Sol nasce aproximadamente a Este e põe-se a Oeste. A distância ao Sol varia ao longo do ano, fazendo com que a sua altura se altere face ao plano horizontal, ocasionando as estações do ano. A orientação dos painéis solares, no caso do Hemisfério Norte, deve ser efetuada para Sul e a sua inclinação deve variar consoante a estação de ano, conforme se pode visualizar na Figura 3.5 [51, 54, 56, 57]:

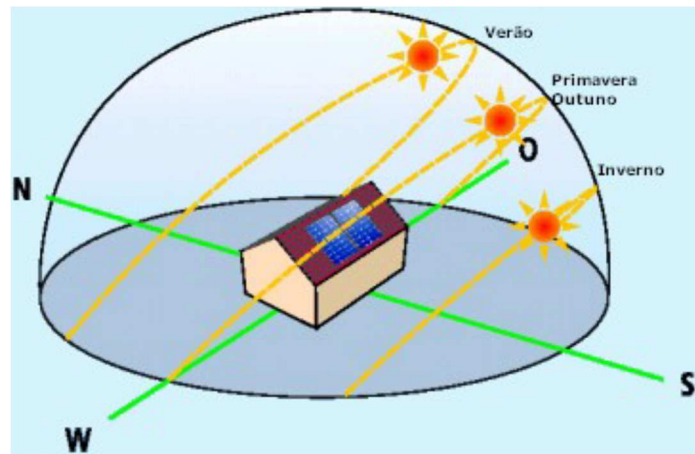


Figura 3.5 - Orientação dos painéis solares para Sul - varia com a estação do ano [54].

### 3.1.3. Inclinação ótima do painel

A inclinação do painel tem influência no valor da irradiação que incide no painel, conforme se pode verificar na Figura 3.6 e Figura 3.7, onde se pode constatar que em Portugal o valor do somatório da irradiação global anual varia desde cerca de 1400 kWh/m<sup>2</sup> até 2000 kWh/m<sup>2</sup>, para um sistema fotovoltaico com módulos solares montados horizontalmente. No caso em que os painéis solares fotovoltaicos estão inclinados de forma a incidir sobre os mesmos a maior quantidade de radiação solar possível, designadamente na inclinação ótima, o somatório da irradiação global anual aumenta para valores de cerca de 1600 kWh/m<sup>2</sup> até valores superiores a 2100 kWh/m<sup>2</sup> [51, 58].



## Global irradiation and solar electricity potential

Horizontally mounted photovoltaic modules

# PORTUGAL

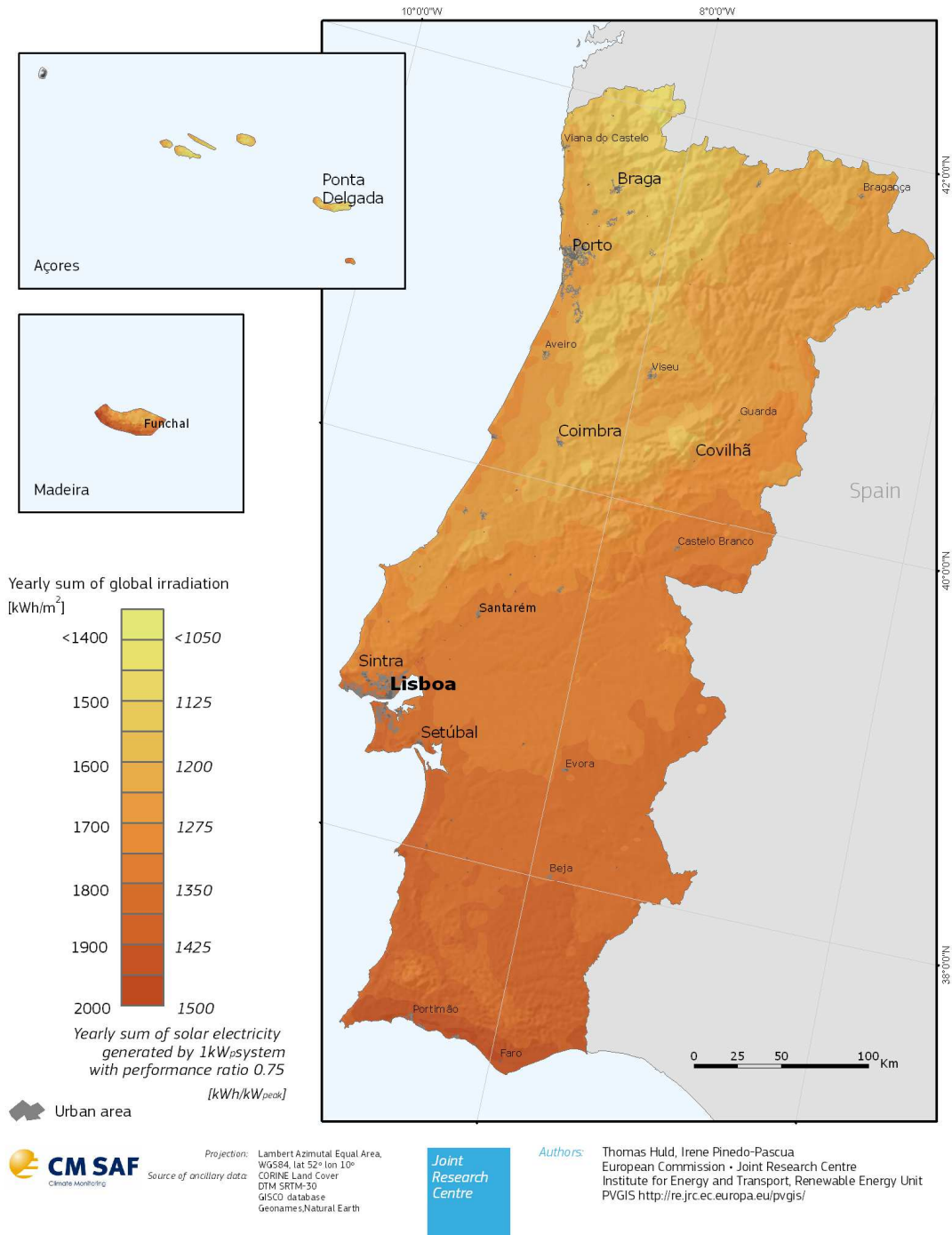


Figura 3.6 - Mapa de irradiação global horizontal para Portugal [58].



## Global irradiation and solar electricity potential

Optimally-inclined photovoltaic modules

## PORTUGAL

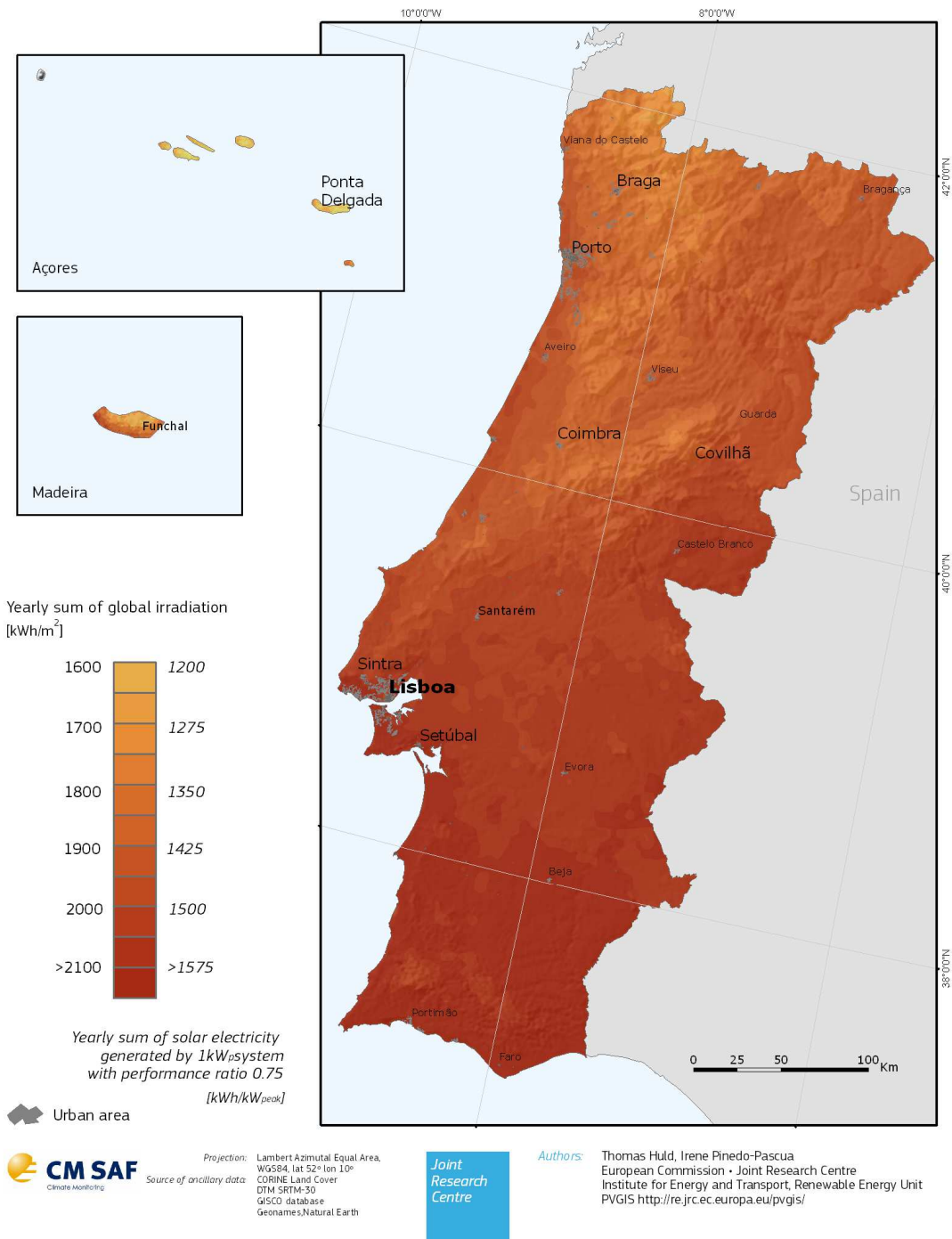


Figura 3.7 - Mapa de irradiação global para uma inclinação ótima em Portugal [58].

## 3.2. Tecnologia fotovoltaica

As necessidades energéticas provenientes do aumento da população mundial tornam a aposta nas energias renováveis na solução mais adequada a adotar, contribuindo desta forma para a atenuação do aquecimento global e as consequências inerentes. O aproveitamento da energia solar que incide na superfície da Terra pode ser efetuado através de sistemas solares fotovoltaicos.

A tecnologia fotovoltaica permite a conversão da energia solar em energia elétrica através de painéis fotovoltaicos. A radiação solar é uma energia renovável e inesgotável que não polui o meio ambiente. Os sistemas fotovoltaicos (SFV) são simples de operar e de manter em correto funcionamento, sendo mais fiáveis que os geradores elétricos convencionais. Existem SFV para vários valores de carga, desde as pequenas potências na ordem das dezenas de Watts até às centenas de Megawatts, para alimentação de unidades elétricas isoladas, habitações, zonas onde a rede elétrica não permite chegar, etc. Para as pequenas potências existem sinais rodoviários, telefones de emergência, algumas calculadoras e relógios, entre outros. Já os grandes parques fotovoltaicos possuem potências instaladas na ordem das centenas de Megawatts, sendo a produção de energia dessa origem designada produção descentralizada ligada à rede [59].

As instalações fotovoltaicas podem produzir em modo isolado, alimentando diretamente as cargas durante todo o ano, sendo que para o efeito, devem ser integradas baterias de acumuladores no SFV, de modo a que possam fornecer alguma energia quando o recurso solar não esteja disponível ou não seja suficiente. As baterias indicadas são carregadas quando a potência que os painéis solares fotovoltaicos injetam na pequena rede é superior à requerida pelas cargas para o seu devido funcionamento.

### 3.2.1. Desenvolvimento do fotovoltaico

A exploração espacial impulsionou bastante este tipo de tecnologia devido a radiação solar ser a única energia externa que os equipamentos lançados para o espaço podiam usar. O satélite VANGUARD-1 foi lançado para o espaço, equipado com células fotovoltaicas de Si que tinham uma eficiência superior a 9%, tendo sido desenvolvidas em 1958 pela *Hoffman Electronics*, e funcionaram aproximadamente 8 anos. Estes factos conduziram ao investimento e desenvolvimento nesta tecnologia. Posteriormente, em 1982 a potência

instalada de SFV rondava os 9,3 MW, sendo que no ano de 2009 já era superior a 11 GW [60, 61, 62].

Hoje em dia, os SFV são cada vez mais estudados e utilizados, já se encontram instalados em muitas habitações e integrados na produção de energia com ligação à RESP. Segue a apresentação dos dados relativos à potência fotovoltaica instalada nos países ao abrigo do *Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS)*, da *International Energy Agency (IEA)*, na Figura 3.8.

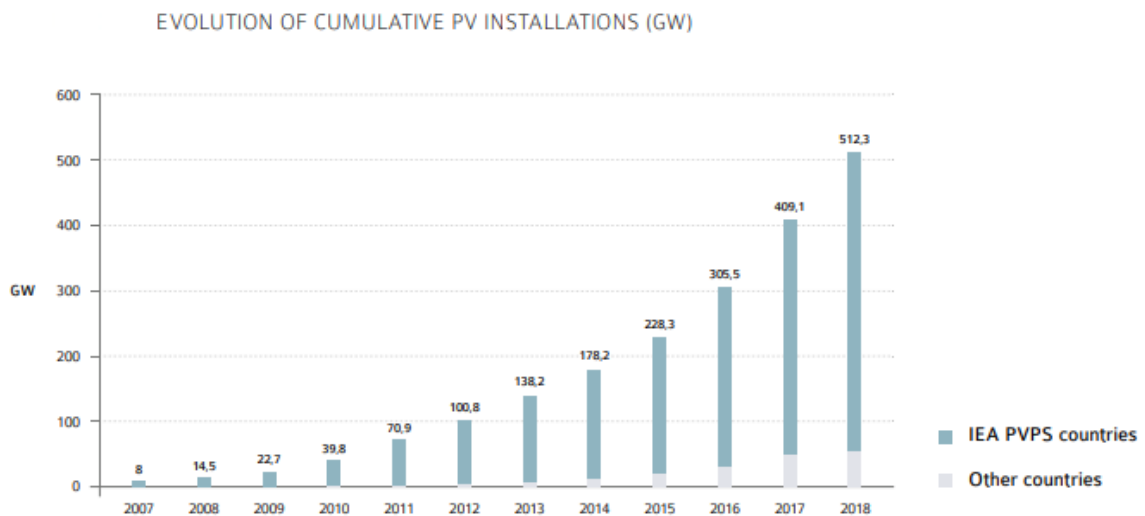


Figura 3.8 - Evolução da potência fotovoltaica instalada [63].

Como é evidente na Figura 3.9, alguns países pequenos, como as Honduras com 11%, têm assumido a liderança da maior penetração de FV. Itália continua a ser o país líder na rede IEA PVPS com 9,2% de FV penetração com base na capacidade instalada no final de 2018. Portugal é um dos países abaixo dos 3%, apresenta uma produção de 2,1% da sua procura de eletricidade de FV em 2018.

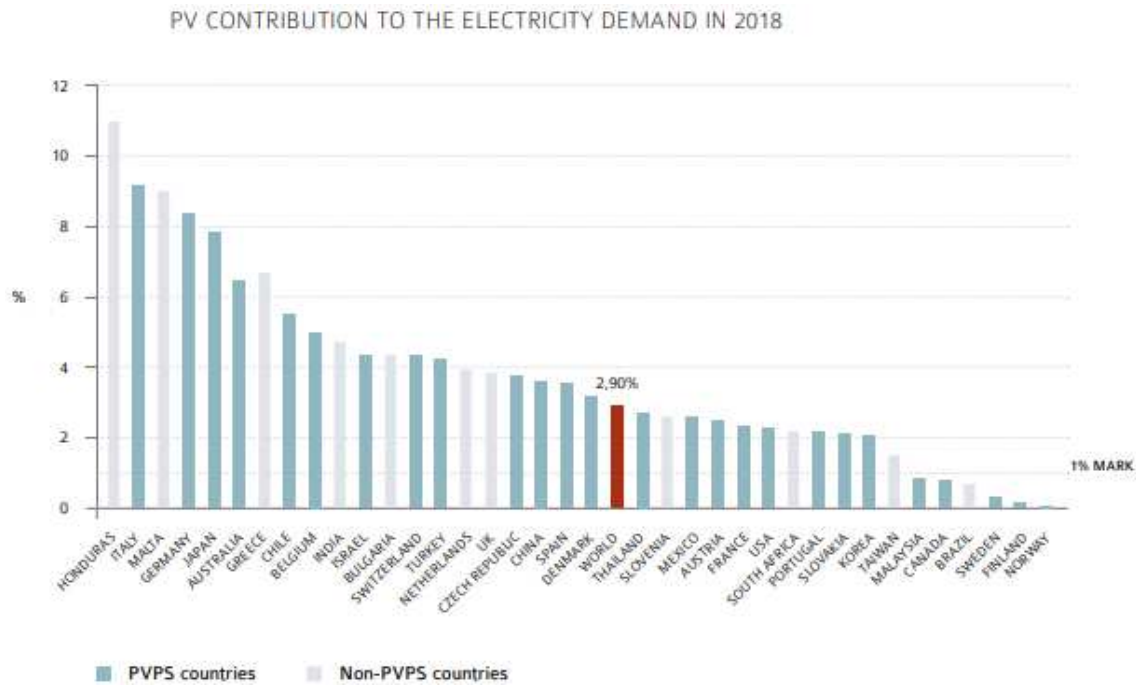


Figura 3.9 - Contribuição de FV para a procura de eletricidade em países IEA PVPS, com base na capacidade FV no final de 2018 [63].

Em relação às tendências de desenvolvimento de mercado fotovoltaico português, o mesmo atingiu 88 MW em 2018, registrando um pequeno aumento em relação ao nível anual anterior de instalações (64 MW em 2017 e 52 MW em 2016), como apresentado na Figura 3.10. O segmento industrial foi novamente o maior com 53 MW instalados, enquanto os outros segmentos distribuídos conectados à rede alcançaram 35 MW, em conjunto. A capacidade instalada total atingiu cerca de 673 MW no final de 2018.

### PORTUGAL

FINAL ELECTRICITY CONSUMPTION 2018	48	TWh
HABITANTS 2018	10	MILLION
AVERAGE YIELD	1 513	kWh/kW
2018 PV ANNUAL INSTALLED CAPACITY	88	MW <sub>DC</sub>
2018 PV CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY	673	MW <sub>DC</sub>
PV PENETRATION	2,1	%

Figura 3.10 - Tendências de desenvolvimento de mercado de FV no final de 2018 em Portugal [63].

Por mais de uma década, Portugal definiu um quadro regulamentar que permitiu desenvolver uma estratégia para promover energias renováveis e definir objetivos específicos para a tecnologia e nos últimos anos manteve-se comprometido. Os efeitos da crise financeira empurraram o país a desacelerar seu programa FV há alguns anos: em 2013, dada a difícil situação financeira do país, o governo decidiu revisar as metas do Plano Nacional de Ação de Energias Renováveis para 2020 e a meta oficial para FV foi reduzido de 1,5 GW para 720 MW em 2020. No futuro, Portugal pretende aumentar a percentagem de utilização de fontes renováveis, sendo previsível que ocorrerá um maior uso de energia fotovoltaica.

Apesar da alta radiação solar, a instalação do SFV em Portugal cresceu muito lentamente. Em 2018, foram instalados 88 MW de sistemas fotovoltaicos, aumentando a capacidade cumulativa para 673 MW ao final de 2018. Nos primeiros quatro meses de 2019 foram instalados mais 58 MW. A eletricidade fotovoltaica forneceu 1,86% da geração líquida de eletricidade em 2018. Em 7 de julho de 2019, foi realizado um leilão solar com capacidade total de 1,4 GW, onde 64 empresas oferecem uma capacidade total de 10 GW. No final, foram atribuídos 1,15 GW de capacidade a 25 projetos, sendo que estes projetos devem ser concretizados até o final de junho de 2022 [63].

### 3.2.2. Panorama da energia fotovoltaica no mundo

O investimento na tecnologia solar fotovoltaica tem aumentado expressivamente nos últimos anos, motivando a que atualmente existam valores bastante significativos comparativamente à produção total de energia em alguns países. Nos inícios da instalação desta tecnologia existiam muitos apoios para que a mesma fosse rentável e aliciante, mas ao longo do tempo esses subsídios foram desaparecendo, mas o custo desta tecnologia também foi reduzindo. Assim, mesmo sem os subsídios, o custo para produção de energia de origem solar fotovoltaica vai permitindo competir com os preços da energia não renovável [59].

Em 2014, a Alemanha continuava a liderar em termos de potência fotovoltaica instalada, mas o seu crescimento abrandou comparativamente com outros países, o que fez com que tenha sido ultrapassada pela China em 2015. O aumento da procura deste tipo de tecnologia fez com que fossem criadas novas unidades de produção de módulos e células fotovoltaicas [64].

Em 2019, após um ano em que a energia solar fotovoltaica global estagnou, o mercado fotovoltaico aumentou cerca de 12% para em torno de 115 GW. A década terminou com forte procura na Europa, Estados Unidos e em mercados emergentes do mundo, compensando um declínio substancial na China, que é o maior mercado. Excluindo a China, o mercado global para energia solar fotovoltaica cresceu cerca de 44% em 2019. A Figura 3.11 exibe o total global de 627 GW, que inclui capacidade dentro e fora da rede, em comparação com um total global de menos de 23 GW apenas 10 anos antes.

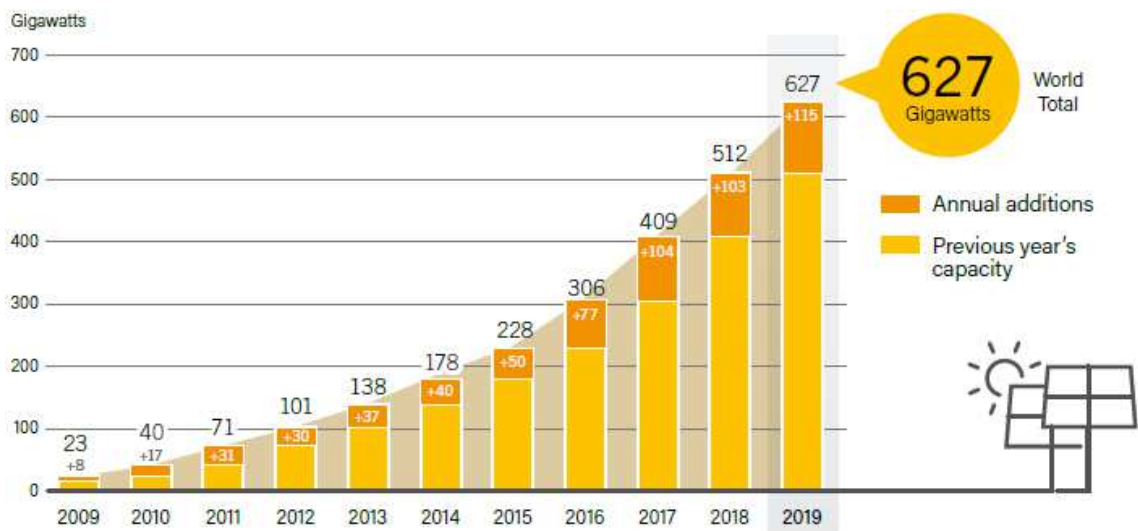


Figura 3.11 - Capacidade global solar fotovoltaica e adições anuais, 2009-2019 [65].

Conforme se visualiza na Figura 3.11, a potência instalada a nível mundial aumentou cerca de 115 GW durante o ano de 2019, sendo os principais responsáveis países como a China, Estados Unidos da América, Índia e Japão. Na Figura 3.12 é exibido com maior detalhe a potência que os principais países com maior capacidade de potência fotovoltaica instalada no ano 2019, e que têm efetuado um maior investimento na implementação dessa tecnologia [65, 66]:

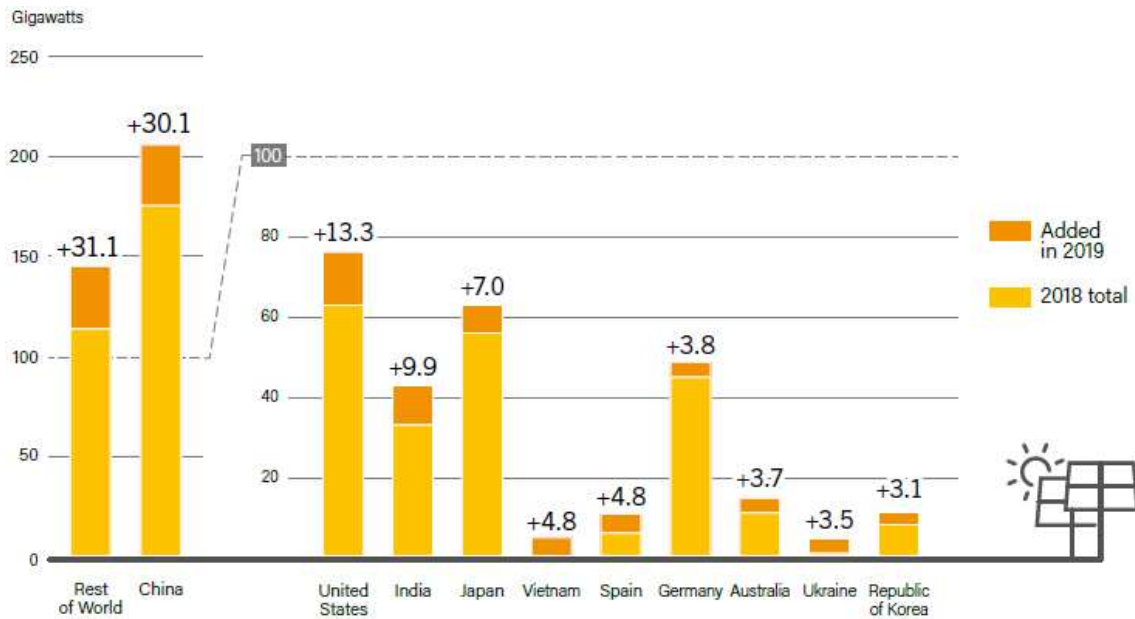


Figura 3.12 - Principais países com maior capacidade de potência fotovoltaica instalada em 2019 [65].

### 3.2.3. Energia fotovoltaica em Portugal

Em Portugal, não se tem verificado um grande investimento na produção fotovoltaica, comparativamente com a energia eólica, mas vai-se notando alguma evolução. Em 2003, a potência instalada de sistemas solares fotovoltaicos rondava os 2 MW, sendo que apenas 20% de capacidade de produção estava ligada à RESP. Em 2008, Portugal tinha cerca de 70MW instalados, ficando ainda longe da meta estabelecida de 150 MW para 2010. Segundo os dados mensais publicados pela REN sobre o Sistema Electroprodutor Nacional, relativamente ao mês de janeiro de 2016, a potência instalada fotovoltaica ligada à RESP é de 429 MW, evidenciando uma evolução assinalável. Em dezembro de 2018, Portugal já possuía 590 MW de capacidade energética solar fotovoltaica [59, 67, 68].

No entanto, Portugal ainda tem de evoluir bastante na produção de energia solar, até porque é um dos países na Europa com condições mais favoráveis para a aproveitamento deste recurso, visto que o número médio anual de horas de Sol varia entre 2200 e 3000 no continente, e entre 1700 e 2200 nos arquipélagos. A Alemanha é o país com maior potência fotovoltaica instalada na Europa, pese embora, apenas tem um valor médio anual de horas de Sol que varia entre 1200 e 1700, significativamente inferior a Portugal [59, 55, 69, 70].

A Figura 3.13 mostra a distribuição da produção de energia fotovoltaica pelas várias regiões do país.

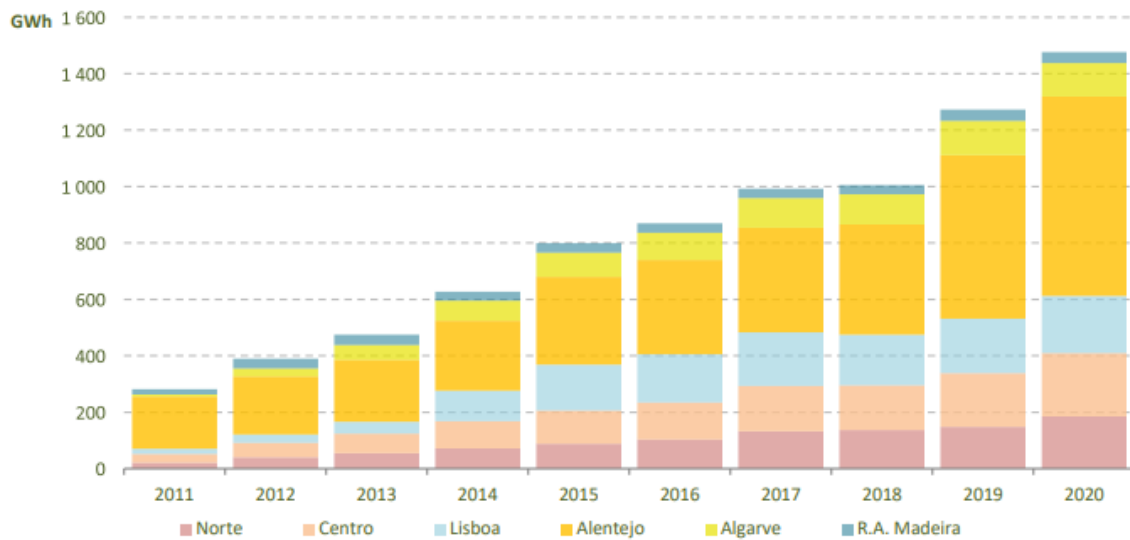


Figura 3.13 - Produção de origem fotovoltaica nas várias regiões do país durante a última década [67].

No ano móvel de julho de 2020, a região do Alentejo foi responsável por 48% da produção fotovoltaica nacional. Desde 2014, salienta-se a entrada em funcionamento, de 12 centrais fotovoltaicas de concentração, totalizando uma potência de 15 MW.

Os dados desta figura são condizentes com os dados relativos à incidência de radiação solar, que demonstrava ser mais intensa no Sul do país, sendo que é nessa região que se confirma a maior produção fotovoltaica de energia elétrica.

Em 2015, entraram em funcionamento 9 centrais solares FV de concentração, com uma potência total instalada de 9 MW [59, 67, 68].

Em 2019, Portugal estreou 19 centrais solares FV. Mais de metade da potência total prevista para este ano fica a cargo das 5 maiores centrais projetadas: a maior de todas é a Solara4 em Alcoutim que tem uma potência instalada de 200 MVA, seguindo-se a de Ourique com 49,5 MVA, Évora com 28,7 MVA, e ainda Salvaterra de Magos e uma outra em Évora, ambas com 25 MVA, conforme referido na Figura 3.14 [71].

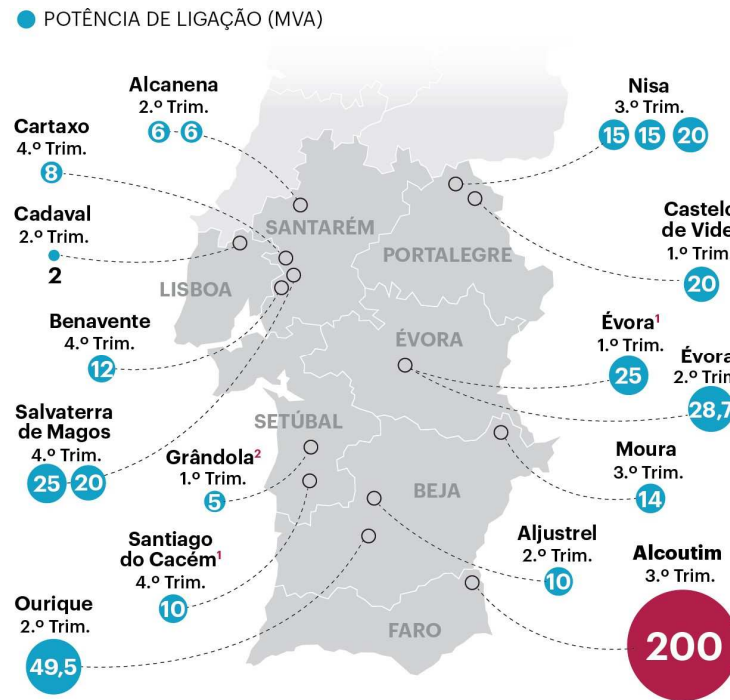


Figura 3.14 - Centrais solares FV estreadas em Portugal no ano 2019. – Fonte: MATE e DGEG [71].

Até 2021, perspetiva-se conseguir triplicar a capacidade solar em Portugal, dos atuais 572 MW para perto dos 1600 MW, havendo ainda uma segunda vaga de projetos solares para 2024-2025 [71].

Portugal está a tornar-se, a cada ano que passa, um destino cada vez mais apetecível para o desenvolvimento de centrais solares de grande escala. Mértola prepara-se para receber o maior projeto solar fotovoltaico do país. Trata-se de uma central de 480 MW de potência, ou seja, terá mais do dobro da potência da maior central do país (Alcoutim de 200 MVA) e equivale a 10 vezes à histórica central da Amareleja. Esta central irá ter baterias, para também poder vender energia à noite [72].

Não obstante, analisando o panorama da energia elétrica consumida em Portugal verifica-se que apenas uma percentagem muito reduzida da energia consumida é de origem fotovoltaica. Em 2018, a contribuição das Fontes de Energia Renováveis (FER) no consumo final de energia foi de 30%, como ilustrado na Figura 3.15. Desta percentagem, 41% das FER teve origem na biomassa, 19% na hidroeletricidade, 18% na eólica, 13% nas bombas de calor e 5% nos biocombustíveis.

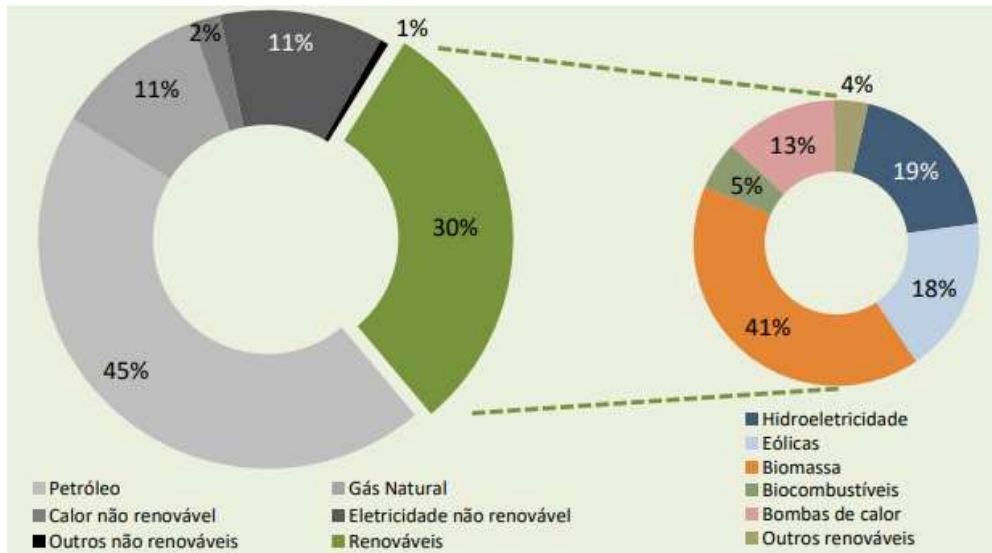


Figura 3.15 - Contributo das energias renováveis no consumo de energia elétrica em Portugal no ano 2018 [67].

Em 2018, Portugal foi o quarto país da União Europeia (UE27) com maior incorporação de FER na produção de energia elétrica, conforme apresentado na Figura 3.16, devendo-se esta posição sobretudo ao contributo das fontes hídrica (44%) e eólica (41%).

Na UE27 o contributo das FER na produção de eletricidade evoluiu de 15,2% em 2005 para 31,9% em 2018, o que corresponde a um aumento de 112%. As tecnologias FV e eólica foram as que mais contribuíram para este aumento [67].

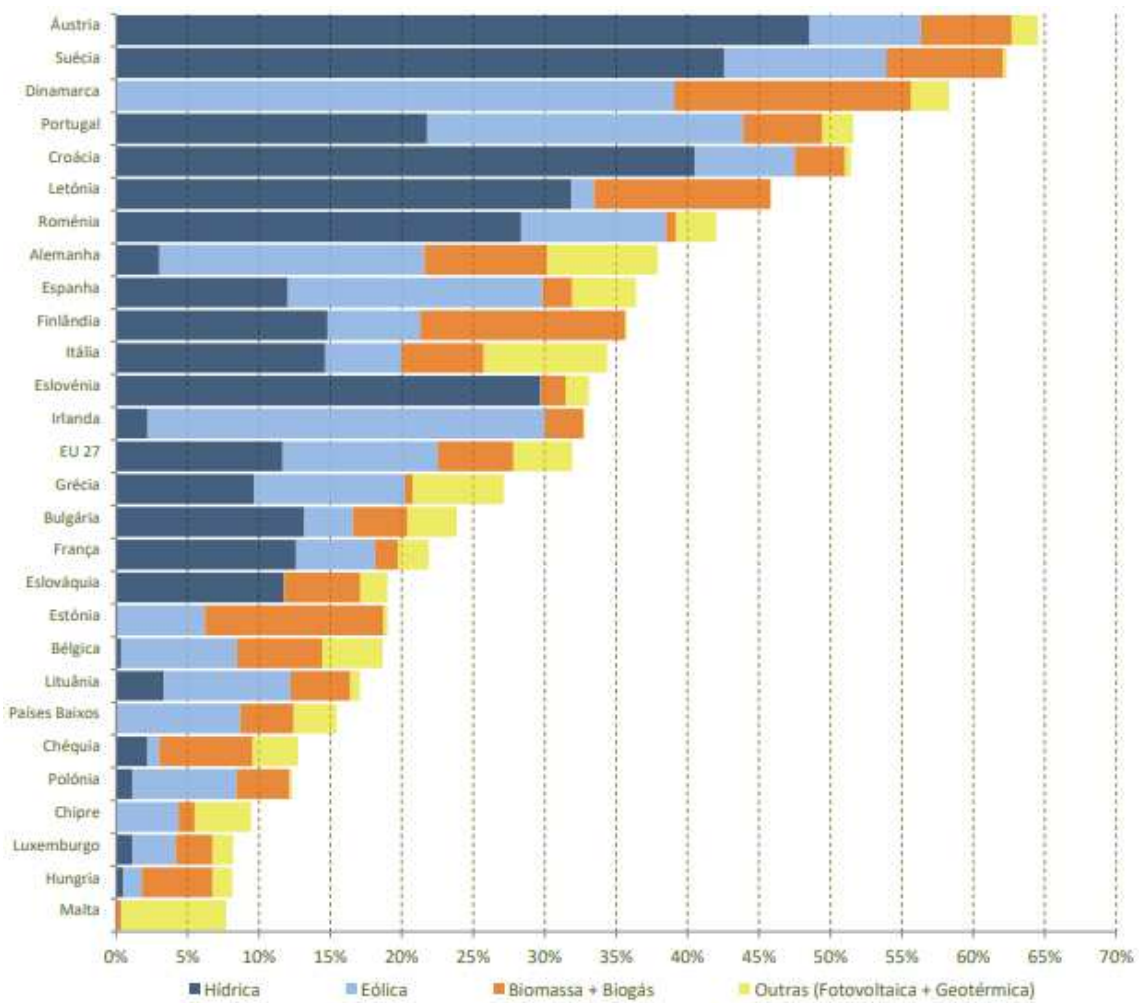
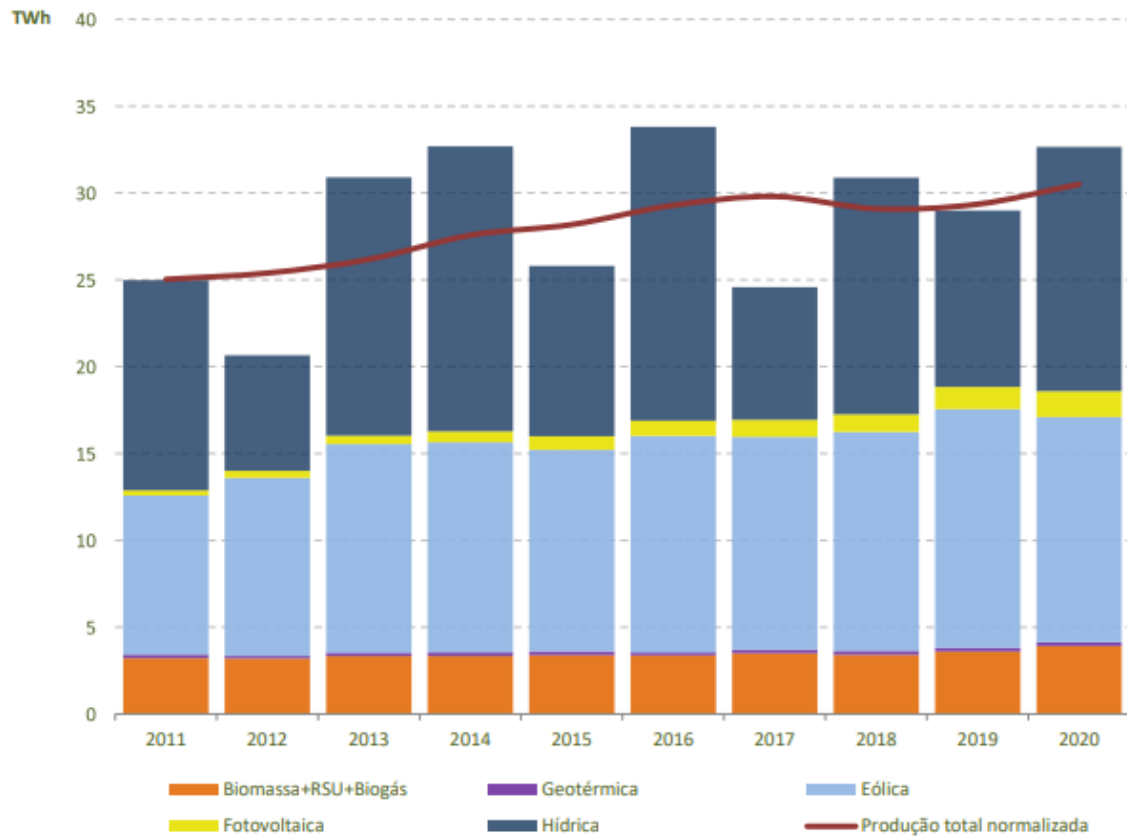


Figura 3.16 - Incorporação de FER na produção de energia elétrica nos países da UE27 no ano 2018 [67].

A Figura 3.17 mostra a comparação das energias renováveis e a contribuição para a produção de eletricidade anual. Constatou-se uma subida de 13%, na produção de origem FER no ano móvel de agosto de 2019 a julho de 2020, relativamente a 2019, tendo a hídrica aumentado 38%. A forte quebra na produção FER em 2012 e 2017 deveu-se às secas ocorridas nesses anos [67].



**Figura 3.17 - Contribuição das energias renováveis na produção de energia elétrica renovável em Portugal na última década [67].**

Conforme se verifica no gráfico exibido na Figura 3.17, a energia de origem fotovoltaica ainda tem um peso muito reduzido, quando comparado com as outras FER.

Contudo, a aposta de Portugal na energia solar reforça o seu investimento nas energias renováveis, estando a abrir o seu próprio caminho para um futuro mais limpo. Em junho de 2017, também anunciou que iria investir 814 milhões de euros em novas infraestruturas até 2027. O plano de energia do país é tornar as energias renováveis 80% do consumo total de energia até 2030 e 100% até 2050. Isso inclui 8,1 GW - 9,9 GW de energia solar em 2030 [73].

### 3.3. Constituição de um sistema fotovoltaico

Os componentes que mais caracterizam os sistemas fotovoltaicos são os módulos solares e os inversores. Além destes, os SFV são constituídos por díodos de bloqueio das fileiras, fusíveis de fileira, caixas de junção do gerador, interruptor DC, controladores de carga, cabos, aparelhagem de corte, manobra e proteção (Quadro DC, Quadro AC e Portinhola de Cliente/Produtor (PC/P)), canalizações elétricas, proteção contra descargas atmosféricas, sobretensões e ligações à terra, contador de venda de energia elétrica e caixa de contagem [74, 55].

A Figura 3.18 exibe a configuração elétrica de um sistema fotovoltaico ligado à rede com baterias:

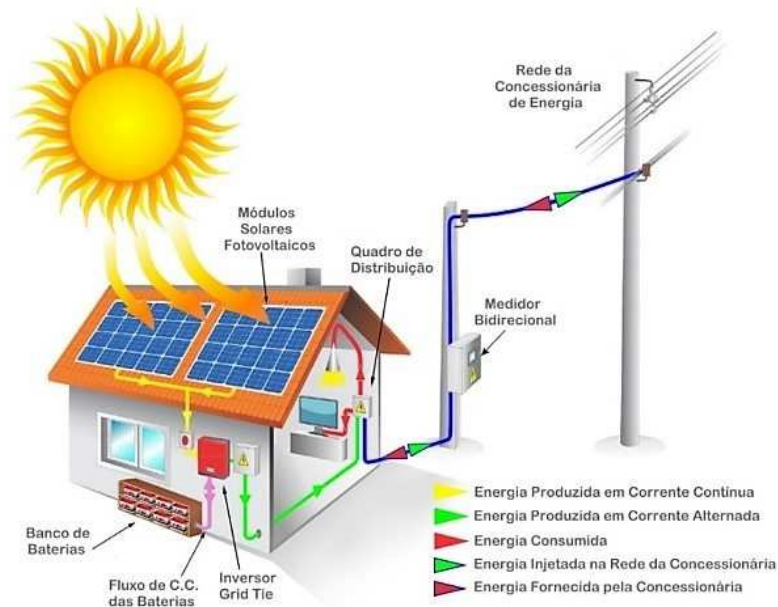


Figura 3.18 - Configuração elétrica de um sistema fotovoltaico ligado à rede com baterias [49].

#### 3.3.1. Módulo fotovoltaico

O módulo ou painel fotovoltaico consiste num conjunto de células solares ligadas entre si, permitindo converter a energia solar em elétrica, tendo uma função essencial num sistema de produção fotovoltaica. Os painéis FV são constituídos normalmente por 36 ou 72 células em série [74, 55, 75, 76].

Seguem algumas das suas principais características elétricas:

- Potência nominal ( $P_{MPP}$ );
- Eficiência ( $\eta$ );
- Tensão nominal ( $U_{MPP}$ );
- Corrente nominal ( $I_{MPP}$ );
- Tensão de circuito aberto ( $U_{OC}$ );
- Corrente de curto-circuito ( $I_{CC}$ ).

### 3.3.2. Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é uma das mais importantes partes de todo o sistema FV, sendo o único gerador do sistema FV, transformando a radiação solar em energia elétrica. Na construção das células FV utilizam-se materiais semicondutores como silício (monocristalino, policristalino ou amorfo), disseleneto de cobre e índio, telureto de cádmio ou arsenieto de gálio. O silício é obtido através da extração da areia de sílica que é abundante na crosta terrestre, perfazendo mais de 28% de sua massa, sendo por isso um material utilizado na maioria das células fotovoltaicas [76, 74, 77, 78].

A Figura 3.19 ilustra a condução extrínseca de uma célula de silício, o fluxo de elétrons e lacunas que dá origem ao estabelecimento de uma corrente elétrica:

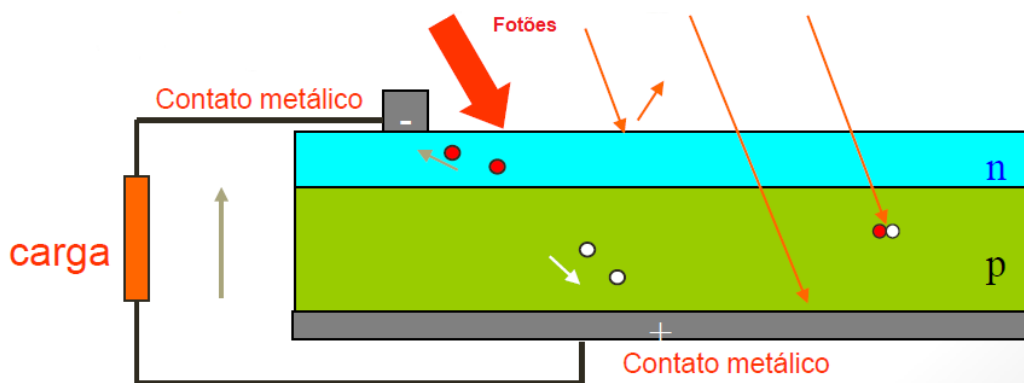


Figura 3.19 - Esquema genérico condução extrínseca de uma célula fotovoltaica de silício [74].

A célula fotovoltaica é composta por duas camadas, uma camada fina de material tipo N de carga negativa e uma camada com maior espessura composta por material tipo P de carga positiva, constituindo uma Junção P-N onde o efeito fotovoltaico se desenvolve, em que entre ambas as camadas é criada uma diferença de potencial. A energia dos fótons constituintes da radiação solar que incide sobre a camada N é captada pelos elétrons aí existentes, fazendo com que ultrapassem a barreira de potencial, originando uma corrente contínua. Para que haja condução dessa corrente contínua é associado um eletrodo a cada camada, sendo que o eletrodo superior, junto à camada N, tem a característica de ser em forma de grelha para permitir a passagem da radiação solar, enquanto o eletrodo inferior, junto à camada P, é íntegro e com a capacidade de refletir os fótons, fazendo assim um melhor aproveitamento [59, 74].

A incidência de luz solar na célula origina o estabelecimento de um fluxo contínuo de elétrons. A intensidade de corrente gerada é proporcional à intensidade de luz incidente.

Não obstante, este processo está sujeito a várias perdas de energia como a reflexão do fóton antes de chegar à camada N, a sua energia ser insuficiente para fazer com que o elétron passe para a camada P, e existe a possibilidade do fóton não se associar a nenhum elétron. Estes motivos tornam o processo pouco eficiente visto que apenas aproximadamente 13% da irradiação solar é aproveitada, dependendo do tipo de tecnologia aplicada [59, 74, 77].

- Células de Silício Monocristalino – eficiência ( $\eta$ ): 15-18%;
- Células de Silício Policristalino – eficiência ( $\eta$ ): 9-15%;
- Células de Silício Amorfo – eficiência ( $\eta$ ): 5-8%.

### 3.3.2.1. Tipos de células fotovoltaicas

No mercado existem três tipos principais de células fotovoltaicas, conforme o método de fabricação:

- **Células de silício monocristalino:** este tipo de células são feitas de material mais usado na composição das células fotovoltaicas, atingindo uma quota de mercado de cerca de 60%. Este tipo de células apresentam as maiores eficiências. O rendimento

máximo atingido em laboratório ronda os 24% e na prática é cerca de 15% [76]. A Figura 3.20 mostra o aspeto deste tipo de células.

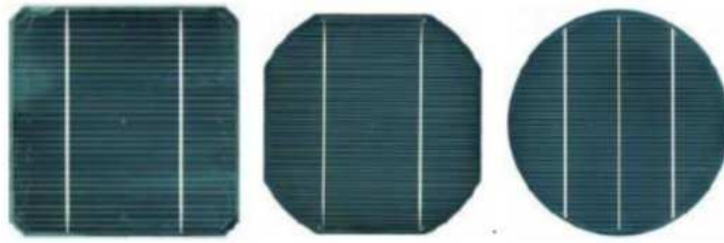


Figura 3.20 - Células de silício monocristalino [79].

- **Células de silício policristalino:** são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de bocados de silício puro em moldes especiais, a quota de mercado é cerca de 30%. Estas células são mais baratas que as de silício monocristalino. A eficiência, no entanto, cai um pouco em comparação as células de silício monocristalino (na ordem dos 12% podendo subir até 18% em laboratório) [76]. A Figura 3.21 exhibe o aspeto deste tipo de células.

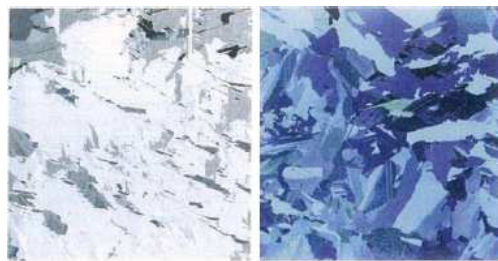


Figura 3.21 - Células de silício policristalino [79].

- **Células de silício amorfo:** este tipo de célula difere das demais estruturas cristalinas por apresentar um alto grau de desordem na estrutura dos átomos. Estas células são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal. O processo de fabricação é mais barato do que o de silício policristalino. O uso de silício amorfo apresenta um rendimento de 13% em laboratório e na prática tem cerca de 6% [33]. A Figura 3.22 apresenta o aspeto deste tipo de células.



Figura 3.22 - Célula de silício de amorfo. [79]

### 3.3.2.2. Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica

O comportamento de uma célula fotovoltaica é equivalente ao de um díodo de junção PN. Na Figura 3.23 está representado uma célula, esta tem o comportamento de uma fonte de corrente.

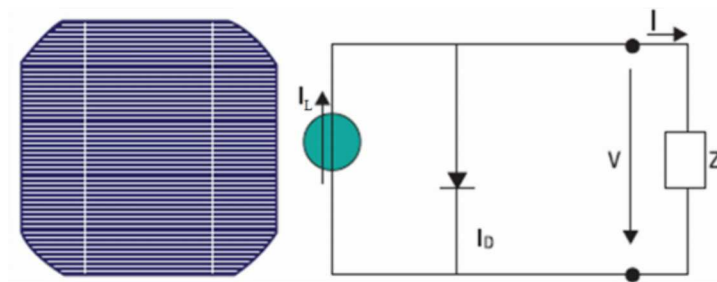


Figura 3.23 - Célula fotovoltaica e modelo equivalente ideal alimentando uma carga Z [80].

Quando não há irradiação solar incidente na célula fotovoltaica apresenta o comportamento representado na Figura 3.24.

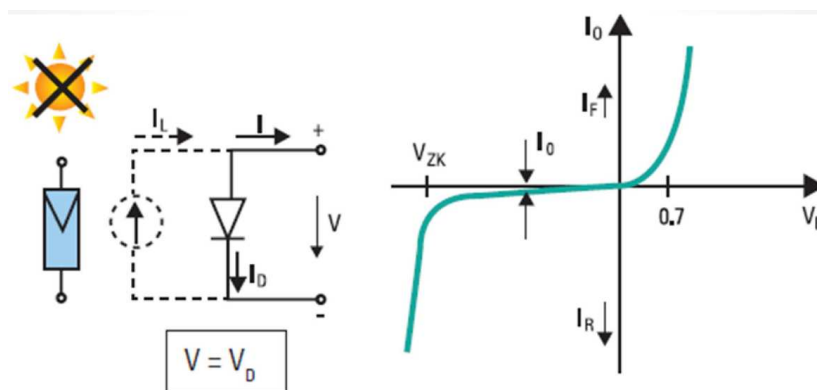


Figura 3.24 - Circuito Equivalente e curva característica da célula sem luz solar [80].

Ao iluminar a célula, surgirá uma corrente elétrica ( $I_L$ ), gerada pelo efeito fotoelétrico. Quando a irradiação solar incide na célula fotovoltaica, o diodo tem o comportamento que está representado na Figura 3.25.

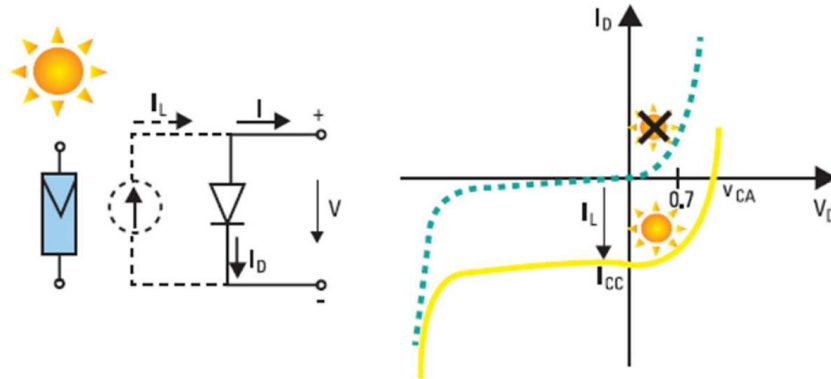


Figura 3.25 - Circuito Equivalente e curva característica da célula irradiada [80].

Quando existe irradiação solar, a curva característica do diodo é desviada pela intensidade de corrente  $I_L$  na direção da polarização inversa, como se pode ver na Figura 3.26.

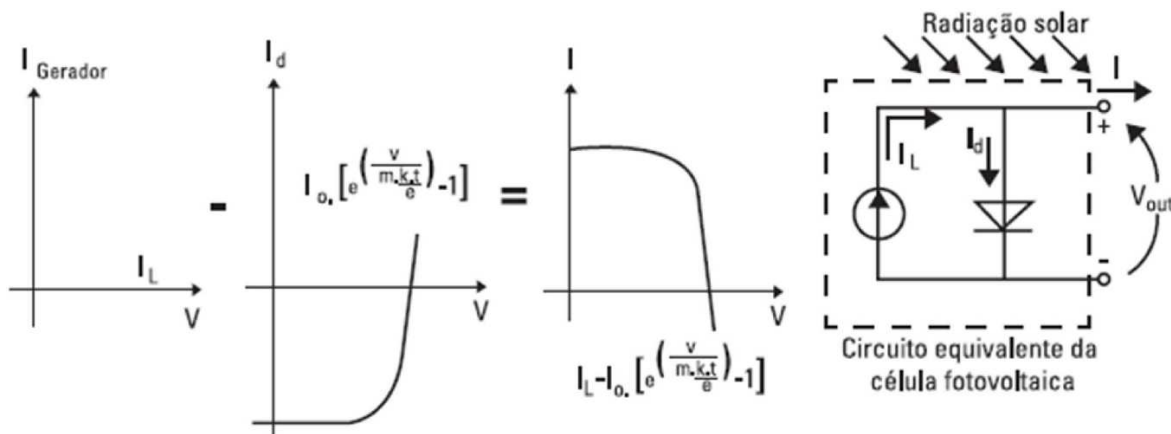


Figura 3.26 - Curvas I-V, sob condição de incidência de irradiação solar [80].

Quanto maior a intensidade da irradiação solar sobre a célula fotovoltaica, maior é o deslocamento da curva I-V sobre o eixo de referência.

Resumindo, a célula fotovoltaica comporta-se como um diodo quando não há luz incidente nela, e quando a célula está sob a irradiação solar comporta-se como uma fonte de corrente.

### 3.3.2.3. Influência da temperatura e da irradiação solar no desempenho da célula FV

Os painéis fotovoltaicos posicionados nos telhados podem atingir 80°C de temperatura. A temperatura do módulo influencia negativamente a potência de saída da célula, provocando o decréscimo da eficiência do painel FV. Este facto dependerá da temperatura ambiente, da irradiação que incide sobre o módulo, da humidade relativa do ar, da velocidade e direcção do vento [59, 76].

O aumento da temperatura da célula FV provoca a diminuição da tensão aos seus terminais. Na tentativa de compensar este facto, a corrente aumenta ligeiramente mas sem ser capaz de compensar a descida da tensão, resultando no decréscimo da potência de saída. Além disso, devido ao aumento da corrente, as perdas por efeito de joule serão maiores. Como tal, o aquecimento irá aumentar, fazendo diminuir ainda mais a potência de saída da célula, originando este ciclo tendencioso [59, 76, 81].

A Figura 3.27 ilustra uma simulação da variação da potência máxima fornecida pela célula com a temperatura:

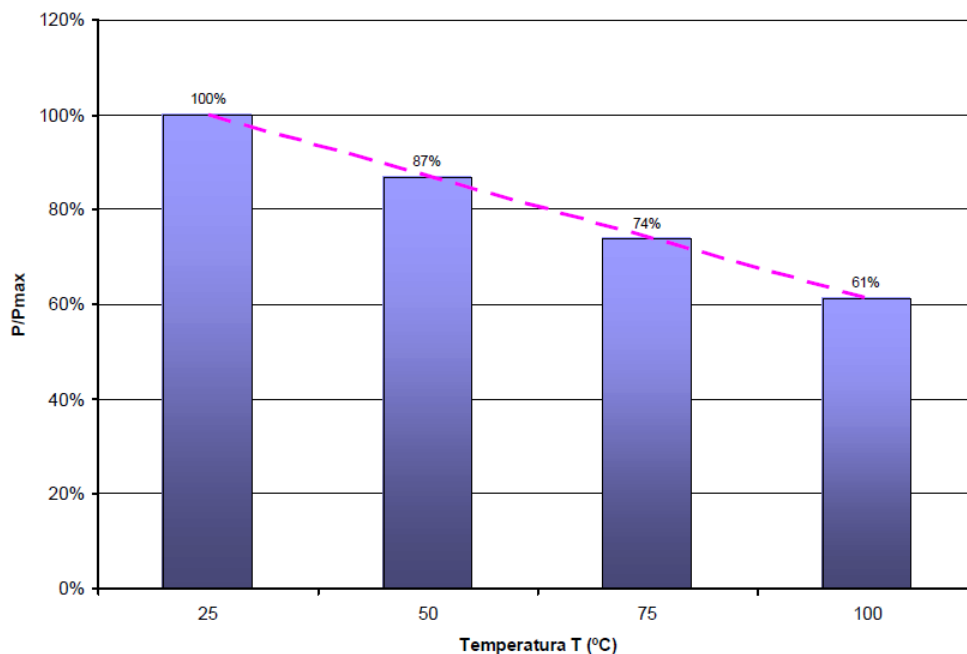


Figura 3.27 - Variação da potência máxima gerada em função da temperatura [76].

Em relação ao efeito da irradiação solar, com o aumento da quantidade de recurso solar, também a energia produzida pela célula irá aumentar, tendo cautela aos respetivos limites.

A Figura 3.28 exibe a variação da potência máxima gerada pela célula com a radiação incidente [59, 76]:

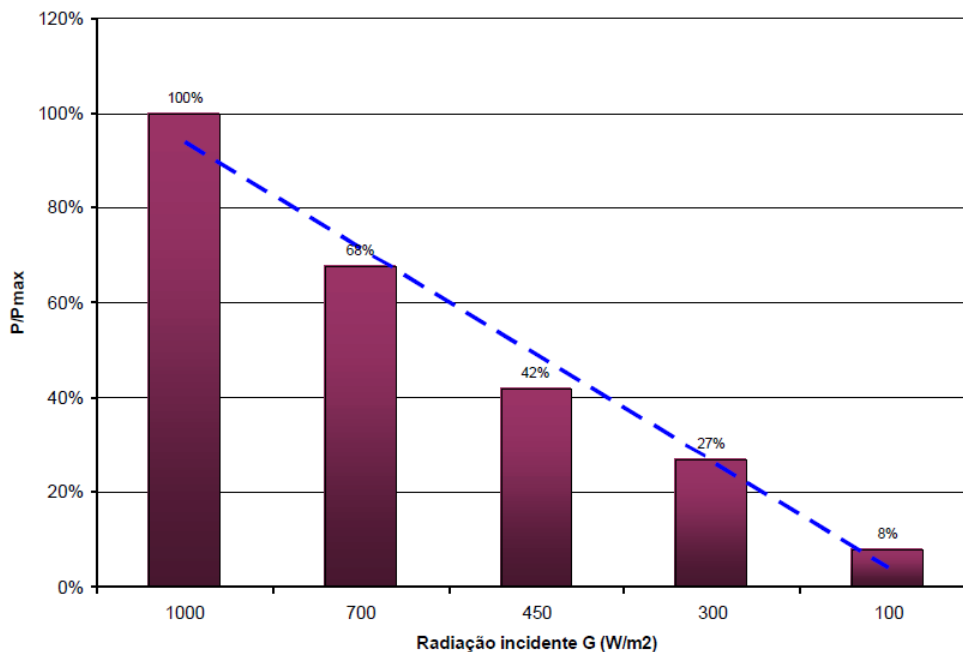


Figura 3.28 - Variação da potência máxima gerada em função da radiação incidente [76].

#### 3.3.2.4. Ligações internas de um módulo fotovoltaico

As células são agrupadas em série e em paralelo formando módulos, visto que a potência máxima de uma única célula fotovoltaica é diminuta, não excedendo os 2 W.

Um módulo é constituído por um conjunto de  $N_p$  ramos ligados em paralelo, cada um deles constituído por  $N_s$  células FV ligadas em série, conforme esquematizado na Figura 3.29:

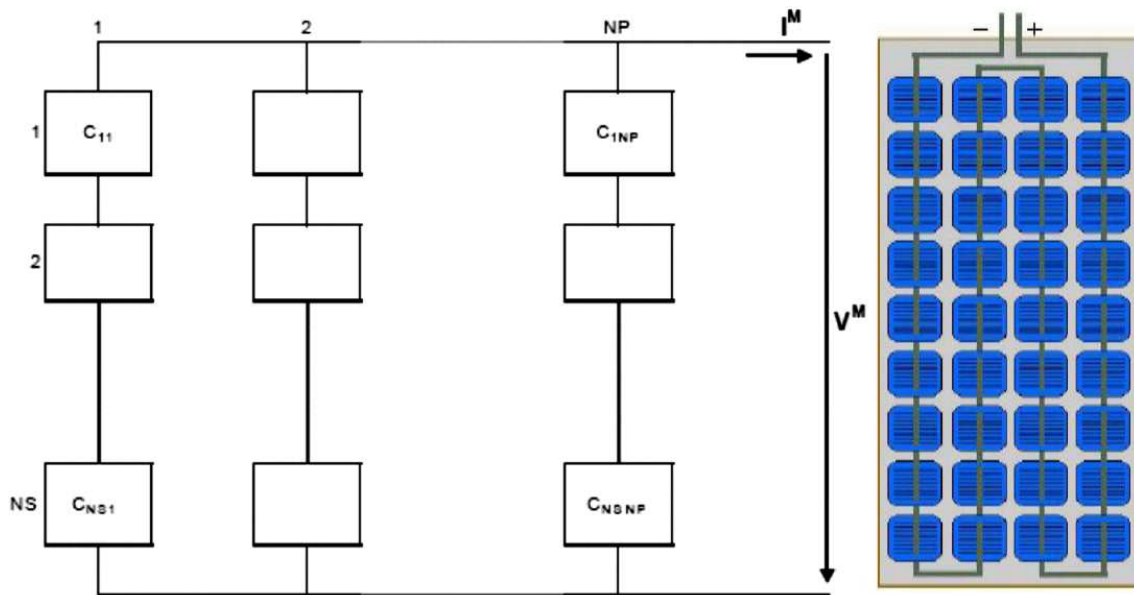


Figura 3.29 - Ligações internas de um módulo fotovoltaico [74].

Tendo em conta as grandezas características de uma célula e as ligações internas de um módulo FV, determina-se a Potência nominal do painel fotovoltaico [W] através da equação seguinte [74, 76]:

$$P_{MPP} = V_{MPP} \times I_{MPP}$$

Sendo:

$V_{MPP}$  – Tensão nominal do painel fotovoltaico [V];

$I_{MPP}$  – Corrente nominal do painel fotovoltaico [A];

### 3.3.3. Dimensionamento de um sistema FV autónomo

A instalação de um sistema FV representa um investimento considerável, sendo por isso conveniente avaliar a quantidade de energia que o sistema FV deverá produzir. Para o efeito, é fundamental determinar a energia que é necessária diariamente a fornecer aos consumos das cargas ( $W_D$ ). Posteriormente, deve ser calculada a capacidade de produção energia WFV (Wh) do gerador FV, em que temos de ter em conta as perdas no sistema designada por  $K_1$ , em que [82]:

$$K_1 = K_{CAB.} \times K_{INV.}$$

$K_{CAB.}$  – é o fator de perdas nas cablagens, sendo expresso pela equação seguinte:

$$K_{CAB.} = 1 - P_{PERDAS\ CAB.}$$

$K_{INV.}$  – é o fator que representa o rendimento do inversor ( $\eta_{CONV.}$ ), sendo equivalente ao fator de perdas de conversão ( $K_{PERDAS\ CONV.}$ ).

Além do cálculo do fator de correção correspondente às perdas nos equipamentos, deve ser também calculado outro fator relativo ao número de horas com radiação solar superior a  $1000\text{ Wh/m}^2$  [82].

O impacto da radiação solar que incide no gerador FV relativamente à produção energética de um sistema FV é muito grande, por isso com o facto de a radiação solar ser variável ao longo do ano, torna-se necessário calcular um fator de correção  $K_2$  para o efeito, que representa o número de horas equivalentes à radiação padrão é  $1000\text{ W/m}^2$  (valor médio de radiação solar). Os dados de irradiação solar utilizados para o fator de correção  $K_2$  podem ser obtidos pelo *software* PVGIS (Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica) sendo os dados relativos aos meses do ano em função da localização e do ângulo de incidência. No dimensionamento tem de ser tomada uma opção, sendo geralmente optado pelo mês de dezembro, o mês mais desfavorável. Com esta opção, o gerador FV atingirá a sua produção máxima, ainda que fique sobredimensionado para os meses do verão. Como tal, o valor do fator de correção  $K_2$  é calculado através da radiação solar no local com um ângulo ótimo ( $H_{OPT}$ ), dado em  $\text{Wh/m}^2$ , e obtém-se da forma seguinte [82, 83]:

$$K_2 = \frac{H_{OPT}}{1000} (\text{Wh/m}^2)$$

Para finalizar o dimensionamento da potência do gerador FV, o seu valor é calculado com base nos valores obtidos dos fatores  $K_1$  e  $K_2$ , utilizando a seguinte fórmula [82, 83]:

$$P_{PV} = \frac{W_D}{K_1 \times K_2} (W_p)$$

### 3.3.4. Inversores DC/AC

O inversor fotovoltaico consiste num conversor DC/AC que permite estabelecer a ligação entre o sistema de geração FV (DC) e uma determinada carga (AC). Com o SFV inserido numa instalação de utilização ligada à RESP, é necessário que o inversor permita um ajustamento para que a sua frequência e nível de tensão sejam iguais aos da RESP. A Figura 3.30 ilustra um esquema de ligação e utilização de um inversor [59, 55]:

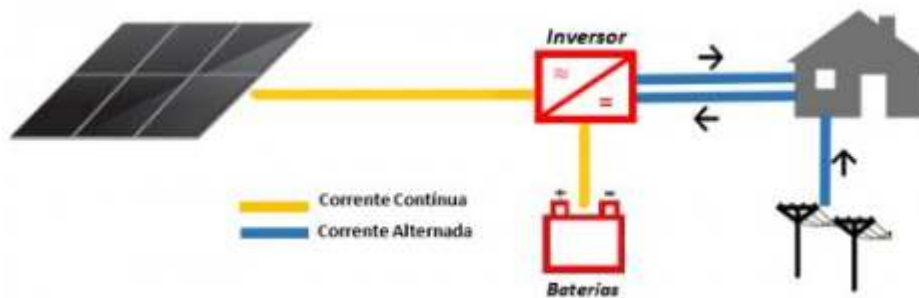


Figura 3.30 - Esquema de ligação do inversor [84].

Estes inversores têm um arranque automático, são seguros, têm uma capacidade de resistir a picos de potência, são resistentes e podem-se ligar em paralelo com mais inversores.

Os inversores que se utilizam nas UPAC, para entrarem em funcionamento, precisam de ter a rede elétrica, já que existe uma sincronização com a frequência da rede. Este facto funciona também como um sistema de segurança, já que no caso de ser preciso desligar a energia elétrica para, por exemplo, fazer uma manutenção, não existe o risco de o sistema fotovoltaico ficar a injetar corrente na instalação.

Como exemplo, a Figura 3.31 exhibe o aspeto de um inversor da marca Fronius.



Figura 3.31 - Inversor Fronius Symo [85].

Os inversores para os SFV são divididos em duas categorias, os inversores de rede que são destinados a ligações à RESP, e os inversores autocontrolados que são destinados a funcionar autonomamente. Os inversores de rede são ligados diretamente à RESP ou então através do circuito elétrico da instalação de utilização em que estão inseridos, injetando a energia que lhes é fornecida pelo gerador FV. Enquanto os inversores autocontrolados são apropriados para funcionar em sistemas isolados, sendo que também podem ser ligados à RESP [59, 55].

Os inversores devem funcionar no ponto correspondente à potência de pico do SFV (MPP – *Maximum Power Point*), para injetarem o maior valor de energia possível. Devido ao MPP variar com as condições meteorológicas, os inversores são dotados de um sistema que permite otimizar o valor do MPP, para permitir a obtenção de uma maior potência de saída. Além da conversão da energia DC em AC e da otimização do MPP, os inversores para os SFV permitem registar dados de operação e proteger o sistema contra sobrecargas, sobretensões, inversões de polaridade e também a interligação com a RESP [59, 55].

#### 3.3.4.1. Configuração e ligação do Inversor

A ligação dos inversores aos módulos fotovoltaicos pode ser efetuada de várias configurações possíveis, a saber [55]:

- Inversor central – Trata-se da configuração com custos de investimento mais reduzidos, pois utiliza apenas os inversores necessários para receber todas as strings;

- Mestre-Escravo – Esta configuração é caracterizada por possuir vários inversores centrais, entre os quais é dividida a potência total. Para menores níveis de irradiação, apenas opera um inversor (o mestre), resultando numa maior eficiência global do Sistema;
- Inversores de fileira – Configuração de um inversor ligado individualmente a cada fileira, a sua utilização facilita a instalação de sistemas FV e pode reduzir os custos de instalação;
- Inversores/módulos integrados – Nesta configuração, cada módulo tem o seu próprio inversor, permitindo a otimização do seu ponto de máxima potência (MPP);

### 3.3.5. Baterias de Acumuladores – constituição e princípio de funcionamento

As baterias são um elemento importante nos sistemas fotovoltaicos, permitindo armazenar energia elétrica. Existem vários tipos de baterias de acumuladores. As baterias AGM (*Absorbent Glass Material*), as VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*) e as de íões de lítio são utilizadas em sistemas fotovoltaicos. Os acumuladores são constituídos por diferentes materiais com diferentes características. Para uma escolha adequada para o sistema que se pretende dimensionar é preciso conhecer as características dos diferentes tipos de baterias [86].

#### 3.3.5.1. Acumuladores de Chumbo-Ácido Selados (VRLA – *Valve Regulated Lead Acid*)

Este tipo de baterias é selado possuindo, no entanto, válvulas que permitem a saída de gases quando a pressão no interior da bateria atinge níveis perigosos [86].

As baterias VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*) apresentam a vantagem de permitir a recombinação dos gases produzidos durante o seu funcionamento, reduzindo as perdas de água, o que faz com que não necessitem de manutenção. Possuem maior durabilidade, maiores ciclos de vida (mais de 1000 ciclos de carga/descarga), inexistência de derrames e são sensíveis a sobrecargas, necessitando de um controlador de carga adequado [86].

Dentro das baterias VRLA existem duas tecnologias diferentes [86]:

- As **baterias de gel** em que o ácido se encontra misturado com sílica, conferindo ao eletrólito a consistência de um gel, o que mantém o eletrólito imóvel no interior da bateria, como o exemplo da bateria exposta na Figura 3.32;



Figura 3.32 - Bateria de chumbo-ácido selado (VRLA) de gel [87].

- As **baterias AGM** (*Absorbent Glass Material*) com separador de microfibras de vidro para envolver o eletrólito, como o exemplo da bateria exibida na Figura 3.33. Este separador absorve o eletrólito o que evita que este se desloque livremente no interior da bateria.



Figura 3.33 - Bateria AGM [88].

### 3.3.5.2. Baterias de íons de lítio

Estas baterias são constituídas por um cátodo de lítio, um ânodo de carbono poroso e um eletrólito composto por sais de lítio num solvente orgânico (solução não aquosa). São leves e tem um tempo de vida útil elevado. Podem ser carregadas com correntes altas, auto-descarga relativamente baixa, têm uma manutenção reduzida, requerem um circuito de

proteção, estão sujeitas ao envelhecimento e suportam uma vasta amplitude de temperaturas de funcionamento [86], como o exemplo da bateria mostrada na Figura 3.34.



Figura 3.34 - Bateria de íões de lítio [89].

### 3.3.6. Sistemas de Monitorização

Os sistemas de monitorização permitem monitorizar a produção da instalação fotovoltaica. Pode-se comparar, analisar e visualizar todos os dados do sistema de energia solar fotovoltaica [90].

A monitorização é essencial para poder aproveitar ao máximo o rendimento do sistema fotovoltaico, bem como detetar antecipadamente eventuais falhas e/ou avarias. A maioria destes sistemas para além de permitirem visualizar a informação no local, permite monitorizar a instalação através da Internet em qualquer momento e a partir de qualquer lugar. A informação é constantemente atualizada e visualizada de forma resumida e fácil de entender. Assim, é possível controlar a produção atual, diária, mensal ou anual, permitindo avaliar a informação e fazer comparações a longo prazo [90].

Estes sistemas permitem também analisar os consumos da própria instalação, o que faz com que seja possível saber a quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico que foi consumida localmente e a quantidade de energia que foi para a RESP.

Vantagens da monitorização de energia:

- Controlar a produção do sistema fotovoltaico;

- Alertas caso o sistema deixe de produzir;
- Leitura de consumos de energia;
- Desligar e ligar os equipamentos elétricos onde e quando o consumidor quiser.

A maior parte destes sistemas têm contactos secos que permitem ativar cargas, ou seja, por exemplo, no caso de não existir interesse em enviar o excedente para a RESP, pode-se ativar uma determinada carga que vai fazer uso da energia excedente.

Como exemplo, a Figura 3.35 representa um sistema de monitorização da marca Solar-Log.



Figura 3.35 - Sistema de monitorização Solar-Log 1200 [91].

### **3.4. Legislação de Autoconsumo**

O regime jurídico do autoconsumo foi revisto pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no entanto, a realização deste trabalho foi baseada ainda no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, tendo estabelecido a modalidade de autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável (CER). A modalidade de autoconsumo individual também tinha sofrido modificações face ao regime anterior, previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro [92].

Assim, nos termos do n.º 1 do artigo 32.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, a partir de 1 de janeiro de 2020 o novo regime aplica-se aos projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou CER que, cumulativamente:

- i) disponham de um sistema de contagem inteligente;
- ii) sejam instalados no mesmo nível de tensão.

A aplicação a outras tipologias de projetos de autoconsumo inicia-se a 1 de janeiro de 2021 [92].

A produção em autoconsumo traduz-se no consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável [93].

#### **3.4.1. Condições de Exercício**

O Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização (IU) do autoconsumidor de energia renovável. As UPACs devem cumprir os requisitos legais [93]:

- A UPAC é constituída por uma ou mais unidades de produção para autoconsumo, que tem como fonte primária a energia renovável associada(s) a uma ou várias IU, destinada primordialmente à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica, podendo ser propriedade ou gerida por terceiros para a colocação, exploração, incluindo a contagem, e manutenção, desde que a instalação continue sujeita às instruções do autoconsumidor de energia renovável, não sendo os terceiros considerados em si mesmos autoconsumidores de energia renovável;

- As instalações UPAC possuem os seguintes requisitos [93]:
  - A potência instalada igual ou inferior a 700 W não está sujeita a controlo prévio;
  - A potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a mera comunicação prévia;
  - A potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio para a instalação da UPAC e a certificado de exploração, através do Portal do Autoconsumo, disponibilizado pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). No prazo de 10 dias após a submissão do relatório de inspeção que ateste a conformidade do centro eletroprodutor é emitido certificado de exploração e autorizada à ligação à rede que, para o efeito, é comunicada ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) [93] [94];
  - A pronúncia do ORD é obrigatória nos casos em que no pedido de registo de UPAC se prevê a possibilidade de injeção de potência na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) [93]. O ORD pronuncia-se sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre o cumprimento dos regulamentos aplicáveis [93] [94];
  - A UPAC com potência instalada superior 1 MW está sujeita a atribuição de licença de produção e de exploração e depende da prévia atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP. A atribuição de capacidade é efetuada pela DGEG [93] [94].

Na Tabela 3.1 são apresentadas as condições de acesso e de exercício de atividade para as UPAC, considerando os trâmites legais que vigoram atualmente [95].

Tabela 3.1 - UPAC – Condições de acesso e de exercício de atividade [95].

Potência Instalada	Condições de Acesso Com ou sem injeção de excedentes
$\leq 700 \text{ W}$	<b>Isenta de Controlo Prévio*</b> (desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP)
$> 700 \text{ W} \leq 30 \text{ kW}$	<b>MCP</b> Comunicação Prévia
$> 30 \text{ kW} \leq 1 \text{ MW}$	<b>UPAC</b> Registo Prévio e Certificado de Exploração
$\geq 1 \text{ MW}$	<b>UPAC c/ Licença</b> Licença de Produção e Licença de Exploração

\* Sempre que o seu autoconsumo injete excedentes na rede, independentemente da Potencia instalada, é necessário efetuar o registo do seu autoconsumo no Portal da DGEG.

A Figura 3.36 ilustra os esquemas tipo de ligação de uma UPAC, em que se constituem como pontos de medição obrigatória de energia elétrica:

- Sistema de Contagem Consumo/Produção - O ponto de ligação da IU do autoconsumidor à rede interna ou à RESP, para efeitos de medição do consumo da IU e do excedente injetado na rede;
- Sistema de Contagem Totalizador - O ponto de ligação à IU da UPAC integrada em autoconsumo individual, desde que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW, para efeitos de medição da injeção da UPAC na IU [95].

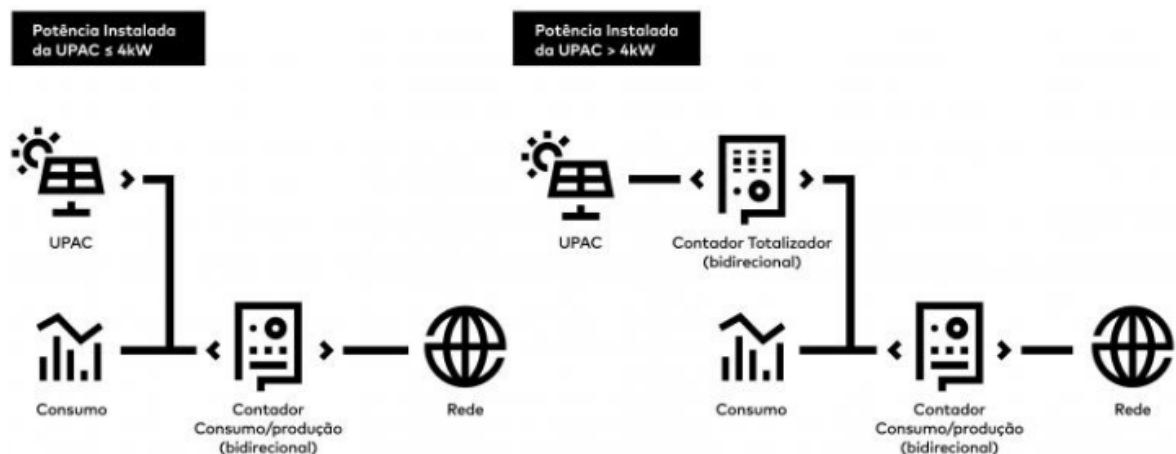


Figura 3.36 - Esquemas tipo de ligação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo [95].

### 3.4.2. Requisitos para acesso

Podem proceder à atividade de autoconsumo, através de UPAC, independentemente do nível de tensão das instalações de consumo [93]:

- Os autoconsumidores individuais;
- Os autoconsumidores coletivos, organizados em condomínios de edifícios em regime de propriedade horizontal ou não, ou um grupo de autoconsumidores situados no mesmo edifício ou zona de apartamentos ou de moradias, em relação de vizinhança próxima, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas localizadas numa área delimitada, que disponham de UPAC;
- As CER [93].

### 3.4.3. Direitos e deveres do autoconsumidor

O direito de se tornar autoconsumidor é assegurado pelo Decreto-Lei nº162/2019, nas seguintes condições a destacar:

- Instalar UPAC para produzir eletricidade para consumo próprio, recorrendo a qualquer fonte de energia renovável e respetivas tecnologias de produção associadas;
- Estabelecer e operar linhas diretas quando não exista acesso à rede pública, e estabelecer e operar redes internas para ligação da UPAC à IU;
- Consumir, na IU associada à UPAC, a eletricidade produzida ou armazenada em instalações próprias, e entregar a produção excedente a terceiros ou à RESP;
- Produzir eletricidade na UPAC associada à IU, para consumo próprio, armazenar e transacionar a produção excedente de eletricidade;
- Instalar e operar sistemas de armazenamento de eletricidade combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo;
- Aceder à informação disponibilizada na área do Portal reservada ao autoconsumidor de energia renovável para controlo do seu perfil de produção e consumo de energia;

Constituem deveres do autoconsumidor a destacar:

- Cumprir as Condições de Exercício, constantes em 3.4.1, de acordo as características da UPAC e da atividade pretendida exercer;
- Suportar o custo das alterações da ligação de IU à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;

- Suportar os encargos de ligação de UPAC à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
- Suportar o custo associado aos contadores, sempre que aplicável;
- Suportar as tarifas definidas pela ERSE sempre que haja utilização da RESP;
- Dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida na IU;
- Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados [93].

#### 3.4.4. Autoridade competente

A DGEG é a entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, nos termos previstos do DL 162/2019. No âmbito de suas competências, por forma de facilitar o acesso para registo e acompanhamento legal, a DGEG é responsável pela plataforma eletrónica para integração entre todas as partes interessadas no processo de registo, o Portal do Autoconsumo, que permite a interação entre a Administração Pública e os demais intervenientes do processo [93].

#### 3.4.5. Principais características do regime de produção em autoconsumo

Em suma, o Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro tinha revogado na parte aplicável o anterior regime jurídico do autoconsumo, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. A Tabela 3.2 resume as principais características do diploma que vigorava a quando a realização do trabalho.

Tabela 3.2 - UPAC – Principais características do Decreto-Lei n.º 162/2019.

Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)	
<b>Fonte:</b>	Renovável
<b>Tipos de Autoconsumidores:</b>	1. Autoconsumidor Individual; 2. Autoconsumidor Coletivo; 3. CER.

<b>Tipos de Autoconsumo:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Autoconsumo sem ligação à RESP;</li> <li>2. Autoconsumo com ligação à RESP, sem injeção de excedentes a terceiros ou à RESP;</li> <li>3. Autoconsumo com ligação à RESP, com injeção de excedentes a terceiros ou à RESP.</li> </ol>
<b>Limite de Potência:</b>	Não há limite para o número de painéis a instalar.
<b>Requisitos de Produção:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sem limite de produção anual;</li> <li>2. Venda do excedente a terceiros ou à RESP.</li> </ol>
<b>Tarifas devidas pelas UPAC:</b>	Sempre que a UPAC se encontre ligada a RESP está sujeita ao pagamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo ao nível de tensão de ligação com a IU. Os encargos correspondentes ao CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos das TAR, mediante despacho do membro do Governo que poderá ser publicado até 15 de setembro de cada ano.
<b>Condições de Acesso:</b>	<p>Com ou sem venda de excedentes, de acordo com a Potência Instalada:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <math>P_{inst} \leq 700 \text{ W}</math>: Isenta de controlo prévio;</li> <li>2. <math>P_{inst} &gt; 700 \text{ W}</math> e <math>P_{inst} \leq 30\text{kW}</math>: Mera Comunicação Prévia;</li> <li>3. <math>P_{inst} &gt; 30\text{kW}</math> e <math>P_{inst} \leq 1 \text{ MW}</math>: Registo Prévio e obtenção de Certificado de Exploração;</li> <li>4. <math>P_{inst} &gt; 1\text{MW}</math>: Licença de Produção e Licença de Exploração.</li> </ol>
<b>Equipamentos de Contagem:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Contagem por telecontagem, com contador inteligente – Obrigatória para autoconsumo coletivo.</li> <li>2. Equipamento para contagem da energia elétrica total produzida pela UPAC – Obrigatório para autoconsumo coletivo e, no caso de autoconsumo individual, quando a potência instalada seja superior a 4 kW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP.</li> </ol>
<b>Outros:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pagamento das taxas de registo fixadas pela Portaria n.º 15 de 2020;</li> <li>2. Necessidade de aquisição de um seguro de responsabilidade</li> </ol>

civil para as UPAC sujeitas a registo ou licença, ou seja, com  $P_{inst} > 30kW$ .

### 3.4.6. Evolução da potência instalada em Autoconsumo

Desde a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º153/2014, a evolução do autoconsumo em Portugal está em constante crescimento. As potências instaladas, de acordo com as potências certificadas pela Direção de Serviços de Energia Elétrica (DSEE) / DGEG, são apresentadas na Figura 3.37 [96].

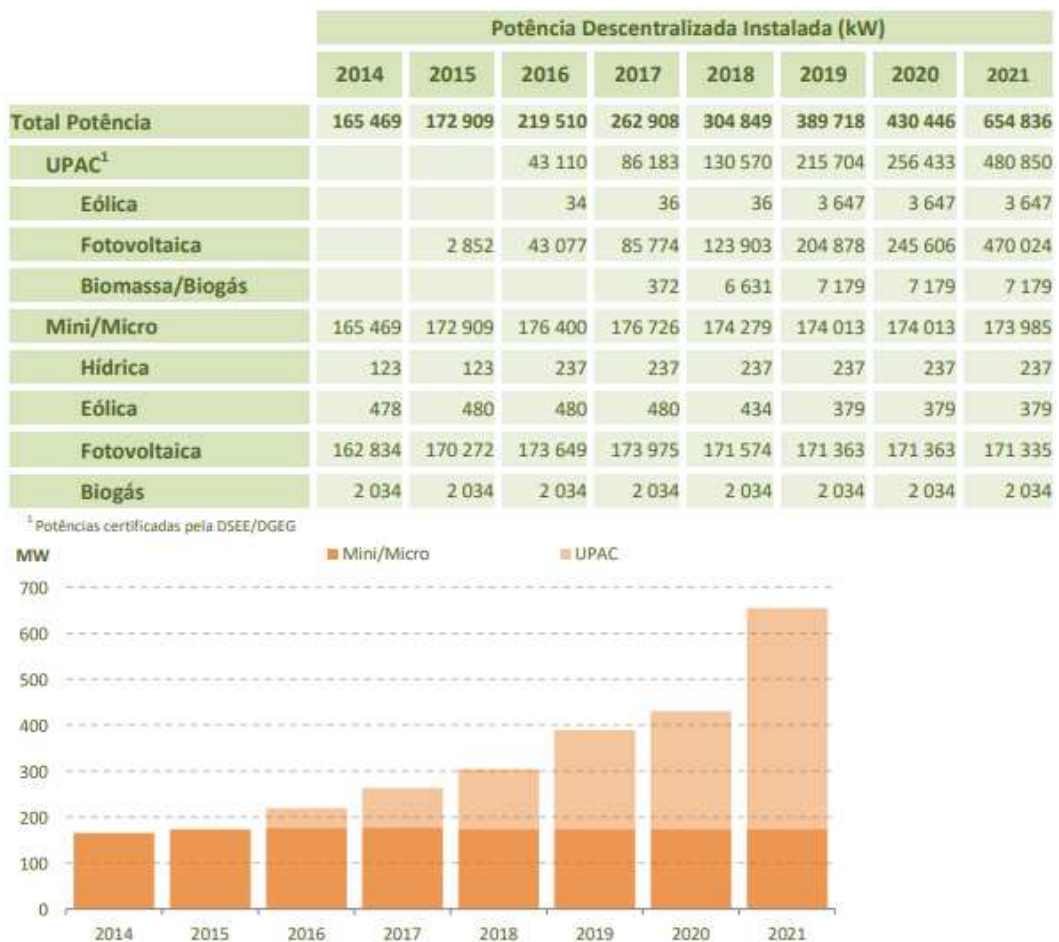


Figura 3.37 - Potência Descentralizada Instalada (DGEG) [96].

Como apresentado na Figura 3.37, de acordo com a DGEG, a tecnologia predominante no Autoconsumo é a solar fotovoltaica [96].

Na sequência da revisão elaborada à cerca da energia solar, tecnologia e constituição de um sistema FV, bem como à legislação do Autoconsumo em vigor, na secção seguinte é exibida a metodologia do trabalho desenvolvido, descrito o software utilizado para as simulações efetuadas, bem como os indicadores mais relevantes e os cenários residenciais simulados para a análise.

## 4. Metodologia

O autoconsumo fotovoltaico no sector residencial é o alvo desta dissertação, sendo realizadas simulações que modelizam um conjunto de dados de entrada por forma a analisar os resultados obtidos com a implementação de sistemas solares fotovoltaicos em habitações residenciais.

As vantagens dos sistemas de autoconsumo para os utilizadores significam o impacto que estes sistemas possam ter na redução dos seus custos operacionais. Os estudos cuja percentagem de energia em autoconsumo seja baixa ou que o tempo de retorno do investimento seja elevado devem ser evitados, sendo essencial a elaboração de estudos reais sobre as necessidades energéticas dos utilizadores e os sistemas a implementar de forma que os indicadores de viabilidade económica sejam favoráveis, dando a perceber se os mesmos se traduzem em investimentos rentáveis para os consumidores.

O valor do investimento é calculado considerando todos os equipamentos necessários para a instalação dos sistemas fotovoltaicos.

### 4.1. *System Advisor Model (SAM)*

O *System Advisor Model (SAM)* é o *software* utilizado para as simulações nesta dissertação, o mesmo é desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* com fundos do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (EUA). A equipa de desenvolvimento do SAM colabora com parceiros do setor, funcionários e estagiários do NREL e outras organizações para desenvolver e aprimorar o programa.

O SAM é um *software* gratuito que pode ser usado para fins comerciais, académicos ou pessoais. Este programa é um modelo de *software* técnico-económico que facilita a tomada de decisões para pessoas no setor de energia renovável, tais como, gerentes de projeto e engenheiros, analistas de políticas, desenvolvedores de tecnologia e pesquisadores [97].

O SAM pode modelar muitos tipos de sistemas de energia renovável, tais como:

- Sistemas fotovoltaicos, desde pequenos telhados residenciais até sistemas de grande escala;

- Armazenamento de bateria com íon-lítio, chumbo-ácido ou baterias de fluxo para aplicações na frente ou atrás do contador;
- Sistemas de concentração de energia solar para geração de energia elétrica;
- Energia eólica, desde turbinas individuais até grandes parques eólicos;
- Sistemas de ondas e marés de energia mare motriz;
- Aquecimento solar de água;
- Geração de energia geotérmica;
- Combustão de biomassa para geração de energia;
- Sistemas fotovoltaicos de alta concentração.

Os modelos financeiros do SAM são para os seguintes tipos de projetos:

- Projetos residenciais e comerciais onde o sistema de energia renovável está no lado do cliente (atrás do contador) e a energia do sistema é usada para reduzir a conta de eletricidade do cliente.
- Projetos de contrato de compra de energia (PPA) em que o sistema é ligado à rede num ponto de interconexão e o projeto obtém receita por meio da venda de energia. O projeto pode ser de um único proprietário ou de uma parceria.
- Propriedade de terceiros onde o sistema é instalado na propriedade do cliente (*host*) e de propriedade de uma entidade separada (desenvolvedor), sendo que o *host* é compensado pela energia gerada pelo sistema por meio de um PPA ou contrato de arrendamento [97].

Para a concretização do projeto no SAM é escolhido o modelo de desempenho adequado para representar o projeto e atribuir valores às variáveis de entrada para fornecer informações sobre localização do projeto, tipo de equipamento no sistema, custo de instalação e operação do sistema, premissas financeiras e de incentivos.

Após a introdução de valores de entrada satisfatórios para o pretendido, as simulações são executadas e os resultados são examinados, sendo ponderada a revisão de entradas e repetindo esse processo até haver compreensão e confiança nos resultados.

Os modelos de desempenho do SAM utilizados, com designação “*Photovoltaic, Residential*” e “*PV-Battery, Residential*”, são para sistemas fotovoltaicos com armazenamento de bateria opcional, para interagir com a carga elétrica de uma instalação residencial ligada à rede, em detrimento de fornecer eletricidade diretamente à rede.

Os projetos residenciais assentam em gerar eletricidade para reduzir o consumo de eletricidade da rede numa instalação de consumo, podendo ser financiados através de um empréstimo ou pagamento em dinheiro e recuperar os custos de investimento através da economia na compra de eletricidade mais reduzida.

Em relação aos preços de eletricidade, o SAM permite modelar as tarifas de compra e venda, estruturas de tarifas complexas com preços diferenciados por tempo de uso e encargos de potência relativos ao acesso às redes [97].

Para os projetos residenciais, o SAM reporta as seguintes métricas de indicadores [97]:

- Custo nivelado de energia produzida (LCOE)
- Custo de eletricidade com e sem sistema de energia renovável
- Economia de eletricidade
- Valor Presente Líquido após impostos (NPV)
- Período de retorno (*Payback*)

#### 4.1.1. **Custo Nivelado de Energia (LCOE - *Levelized Cost Of Energy*)**

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) é uma avaliação económica do custo de um sistema de produção de energia que inclui todos os custos ao longo da sua vida útil. Em termos práticos, é como se o consumidor adquirisse toda a energia a produzir no tempo de vida de uma instalação, sob a forma de investimento inicial [98].

O SAM usa um método simples para calcular o Custo Nivelado de Energia produzida (LCOE) de um projeto usando apenas as seguintes entradas:

- Custo de capital, € (TCC), ou custos de capital instalado;
- Custo operacional anual fixo, € (FOC), ou custos de operação e manutenção;
- Custo operacional variável, €/kWh (VOC), ou custos de operação e manutenção por unidade de produção anual de eletricidade;
- Taxa de cobrança fixa (FCR) – é a receita por montante de investimento necessário para cobrir o custo de investimento;

- Produção anual de eletricidade, kWh (AEP).

O cálculo do LCOE é realizado através da seguinte equação [97]:

$$LCOE = \frac{FCR \times TCC + FOC}{AEP} + VOC$$

O valor do LCOE é dado em euros por quilowatt-hora (€/kWh), variando com os custos da tecnologia e da sua instalação, bem como com as despesas de manutenção. Deste modo, os sistemas com menor potência carecem de um custo por quilowatt pico mais elevado do que sistemas de maior potência. De acordo com os preços de mercado praticados, os custos dos sistemas e os valores do LCOE variam [98].

Como se pode observar na Figura 4.1, o valor mínimo de LCOE é igual a 6,19 EURcent/kWh para áreas com elevado potencial de energia solar, enquanto o valor máximo LCOE 32,15 EURcent/kWh corresponde a locais menos vantajosos [99].

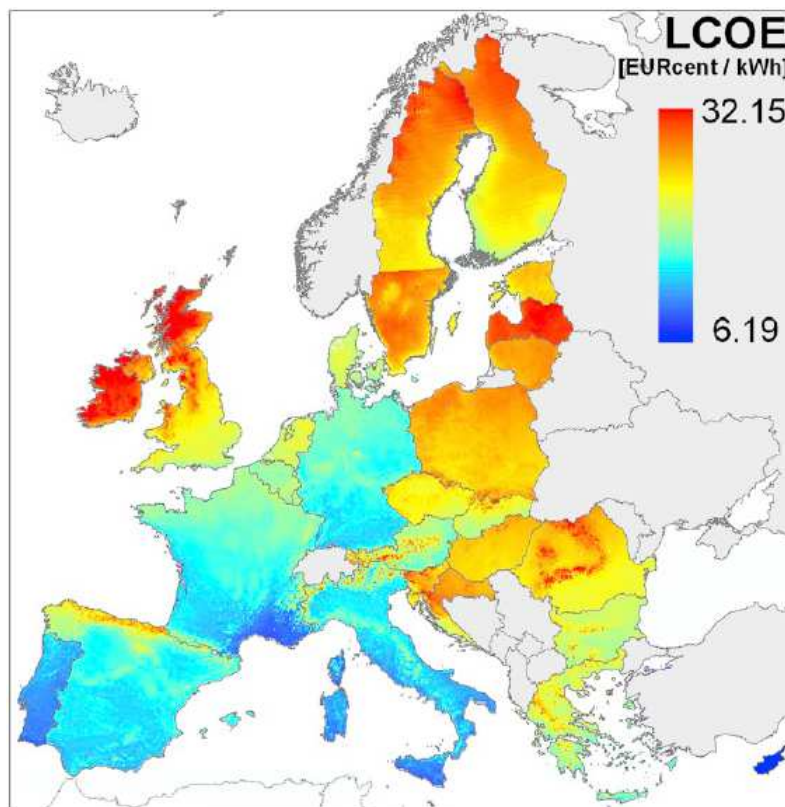


Figura 4.1 - Mapa da distribuição espacial do LCOE de sistemas fotovoltaicos solares de telhado na Europa (análise no ano 2019) [99].

A irradiação solar incidente por país desempenha um papel importante, principalmente nos países do sul da Europa, como Portugal, Espanha, Itália, Chipre e Malta, onde a eletricidade solar pode ser produzida variando entre 6–12 EURcent/kWh.

Portugal destaca-se por ter um excelente potencial solar, aliando-se a condições de financiamento favoráveis e preços de venda bastante elevados (22,8 cêntimos€/kWh), sendo um país que poderia cobrir uma parcela muito alta das suas necessidades de eletricidade desenvolvendo sistemas fotovoltaicos de telhado em locais mais vantajosos [99].

#### 4.1.2. **Custo de eletricidade com e sem sistema de energia renovável – Economia e Conta de eletricidade**

Para os modelos financeiros residenciais, o SAM assume que a eletricidade gerada pelo sistema de produção de energia renovável desloca as compras de energia elétrica da rede para atender a carga elétrica da instalação. As tarifas da energia elétrica da rede e os valores da carga elétrica são especificados no SAM nas respetivas secções. O *software* calcula a conta de eletricidade anual total para dois cenários, um com e outro sem o sistema de produção de energia e, em seguida, calcula a economia líquida como a diferença entre os dois. Este assume a mesma carga elétrica e estrutura tarifária para ambos os cenários [97].

- ***Electricity bill without system*** (conta da eletricidade sem sistema) – [€/ano]

O custo anual total de eletricidade que seria comprada para atender a carga elétrica da instalação e carregar a bateria sem sistema de energia.

- ***Electricity bill with system*** (conta da eletricidade com sistema) – [€/ano]

O custo anual total da eletricidade comprada da rede, assumindo que o projeto compra eletricidade por horas quando a carga é maior que a saída do sistema de produção, ou para carregar a bateria.

- ***Net savings with system*** (economia líquida com sistema) – [€/ano]

A diferença entre custos sem sistema e com sistema:

$$\text{Economia Líquida} = \text{Custo sem Sistema} - \text{Custo com Sistema}$$

#### 4.1.3. Valor Presente Líquido após impostos (NPV)

O Valor Presente Líquido (NPV) é uma medida que representa todos os custos e benefícios (receita ou economia) de um projeto, independentemente de quando ocorrem durante a vida do projeto, e geralmente é uma métrica melhor para avaliar a viabilidade econômica de um projeto. Em geral, dada a taxa de desconto, um NPV positivo corresponde um projeto economicamente viável, enquanto um NPV negativo indica um projeto economicamente inviável. Deve-se avaliar o NPV junto com outras métricas, incluindo período de retorno (*Payback*), Fator de Capacidade, Taxa Interna de Retorno (TIR), preço de PPA (contrato de compra de energia), tamanho da dívida, etc. [97].

O NPV é o valor presente do *cash flow* após impostos descontado para o primeiro ano usando a taxa de desconto nominal:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1 + d_{nominal})^n}$$

Onde  $C_n$  é o *cash flow* após impostos no Ano  $n$  para os modelos residencial e comercial, e os retornos do projeto após impostos para os modelos PPA,  $N$  é o período de análise em anos especificados e  $d_{nominal}$  é a taxa de desconto nominal [97].

#### 4.1.4. Período de retorno (*Payback*)

O período de retorno é o tempo em anos que leva para que a economia anual cumulativa seja igual aos custos anuais cumulativos. O *Payback* simples contabiliza o valor da eletricidade gerada pelo sistema, custos de instalação e operação, incentivos, imposto de renda e depreciação e custos relacionados à dívida. O *Payback* descontado (*Discounted Payback*) também considera o valor do dinheiro no tempo usando *cash flows* descontados à taxa de desconto nominal.

O SAM calcula o *Payback* apenas para projetos residenciais e comerciais. Um *Payback* de "NaN" indica que o período de retorno é maior que o período de análise. O SAM usa os valores do *cash flow* para calcular o *Payback*, sendo que este é o ano em que a soma cumulativa da economia anual é maior que a soma cumulativa dos *cash flows* de retorno anual [97].

#### 4.1.5. Fator de Capacidade (*Capacity Factor*)

O Fator de Capacidade é a razão entre a potência elétrica prevista do sistema de produção no primeiro ano de operação e a potência nominal, que é equivalente à quantidade de energia que o sistema geraria se operasse em sua capacidade nominal para cada hora do ano. Para sistemas fotovoltaicos, o fator de capacidade é um valor AC para DC, sendo que a capacidade é em DC kW.

$$\text{Fator de Capacidade} = \frac{\text{Energia anual líquida (kWhac/ano)}}{\text{Capacidade do sistema (kWdc) / 8760 (h/ano)}}$$

#### 4.2. Cenários residenciais e fases da metodologia

O intuito deste trabalho é avaliar vários cenários de sistemas fotovoltaicos ligados à rede por meio de indicadores importantes de desempenho e financeiros, tendo como alvo o sector residencial. De modo a atingir o objetivo proposto para este estudo, são realizadas simulações de sistemas de Autoconsumo residencial com produção de energia fotovoltaica para 12 cenários, combinando para o efeito 3 perfis de consumo, A (9000 kWh), B (7500 kWh) e C (5000 kWh), com mais e menos potência de produção de energia fotovoltaica, bem como os cenários sem e com baterias. Assim, são simuladas diferentes configurações considerando as especificações e os limites dos equipamentos utilizados.

A metodologia para atingir os objetivos propostos compõe-se das seguintes fases:

- **Local da instalação** – É escolhido o local onde o sistema fotovoltaico será instalado. Várias fontes de dados de recursos solares podem ser encontradas no *site* da NREL [100].
- **Equipamentos** – Para a seleção dos equipamentos devem ser consideradas as características dos módulos e as restrições de corrente e tensão especificadas no *datasheet*. O SAM inclui um banco de dados de módulos e inversores de diversos fabricantes. As especificações técnicas dos equipamentos usados nas simulações são selecionadas com base em pesquisas de *Kits* de Autoconsumo existentes no mercado nacional, tendo sido usado o módulo do fabricante Jinko Solar, modelo JKM390M-72BL, com potência 390 Wp e eficiência nominal de 20,31%, ligado individualmente a um microinversor do fabricante Hoymiles, modelo HM-350N

[240V], com potência AC output de 350W, uma entrada MPPT e eficiência de 96,395%.

- **Projeto do sistema** – O número de módulos por string e as strings em paralelo são definidos. O ângulo de inclinação e o espaçamento entre fileiras são configurados, bem como a orientação dos módulos e do rastreador é definida. As perdas do sistema são estimadas (perdas do lado DC, diodos e conexões, mismatch dos módulos e sujeira).
- **Consumo de energia elétrica** – A obtenção dos perfis de consumos é fundamental para estudar o dimensionamento de sistemas de produção fotovoltaica com ou sem armazenamento para autoconsumo por forma a adequar a instalação às necessidades dos clientes. Os registos de consumo de energia elétrica são calculados através dos perfis de consumo atualizados para o ano de 2020 e que são obtidos no site da E-Redes [46], sendo que os registos de consumos utilizados têm uma periodicidade de 15 minutos perfazendo um conjunto de dados anual.
- **Simulação** – O sistema fotovoltaico configurado é simulado, ou seja, é obtida a quantidade de energia gerada pelo sistema no primeiro ano de operação, além disso, é possível obter outros valores, como o factor de capacidade, o rendimento energético, a taxa de desempenho e, no caso de incluir parâmetros financeiros no projecto do sistema, também o LCOE (Custo Nivelado de Energia), o *Payback* simples e descontado, etc..
- **Análise de resultados** – Os resultados são analisados e as conclusões são obtidas.

Os dados da energia produzida são apresentados em gráfico no sumário da simulação no SAM, no qual se pode verificar o desempenho de cada sistema por mês, bem como a relação em gráfico entre a carga elétrica e a energia produzida em cada vez mês para os vários cenários.

No capítulo 5 vai ser apresentado o desenvolvimento do Caso de estudo e Análise de Resultados, detalhando as várias etapas realizadas e os respectivos parâmetros estipulados, desde a preparação dos diagramas de carga, a localização e recursos, módulo fotovoltaico e inversor, bem como a análise de resultados dos vários cenários simulados.



## 5. Caso de estudo e Análise de Resultados

Este trabalho baseia-se na simulação e análise comparativa dos cenários indicados no capítulo anterior, diferenciados pelo perfil de consumo, valor de potência produzida e a inclusão ou ausência de baterias.

### 5.1. Localização e Recursos

As simulações foram efetuadas utilizando a versão 2020.11.29 do programa de simulação *System Advisor Model* (SAM), tendo sido definido como parâmetros de Localização e Recursos os dados relativos a Monte Real, concelho de Leiria.

A Figura 5.1 apresenta as características da Localização e Recursos introduzidos no SAM.

The screenshot shows the SAM software interface with the following details:

- File Menu:** Add, classeB +P s\_Bat, classeB -P s\_Bat, classeB +P c\_Bat, classeB -P c\_Bat
- Photovoltaic, Residential** (selected)
- Location and Resource** (selected)
- Download Weather Files:**
  - Buttons: Add/remove weather file folders..., Refresh library
  - Radio buttons: 60-minute, 30-minute (selected), Advanced download (checked)
  - Button: Download and add to library...
  - Link: For locations not covered by the NSRDB, click here to go to the SAM website Weather Page for links to other data sources.
- Weather Data Information:**
  - Text: The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.
  - Weather file: D:\MEE - Energia e Automação\3 - Opção III - Dissertação\System Advisor Model (SAM)\Climate.OneBuilding.org\Dados meteorológicos\PRT\_CN\_Monte.Real.AB.085400\_TMYx.2004-2018
  - Button: View data...
- Header Data from Weather File:**
  - Latitude: 39.8281 DD
  - Longitude: -8.8828 DD
  - Time zone: GMT 0
  - Elevation: 54 m
  - Time step: 60 minutes
  - Station ID: 085400
  - Data Source: ISD-TMYx
  - Note: For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.
- Annual Averages Calculated from Weather File Data:**
  - Global horizontal: 4.45 kWh/m<sup>2</sup>/day
  - Direct normal (beam): 4.10 kWh/m<sup>2</sup>/day
  - Diffuse horizontal: 1.86 kWh/m<sup>2</sup>/day
  - Average temperature: 15.1 °C
  - Average wind speed: 3.5 m/s
- Optional Data:**
  - Maximum snow depth: 0 cm
  - Annual albedo: -999
  - \*NaN indicates missing data.
- Simulation Options:** Simulate >, Parametric, Stochastic, P50 / P90, Macros

Figura 5.1 - Localização e Recursos no SAM.

## 5.2. Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico do fabricante Jinko Solar, modelo JKM390M-72BL, com potência máxima 390,039 Wp e eficiência nominal de 20,31%, é o mesmo usado em todas as simulações.

A Figura 5.2 apresenta as características do módulo fotovoltaico selecionado no SAM, estando estas contidas na sua base de dados.

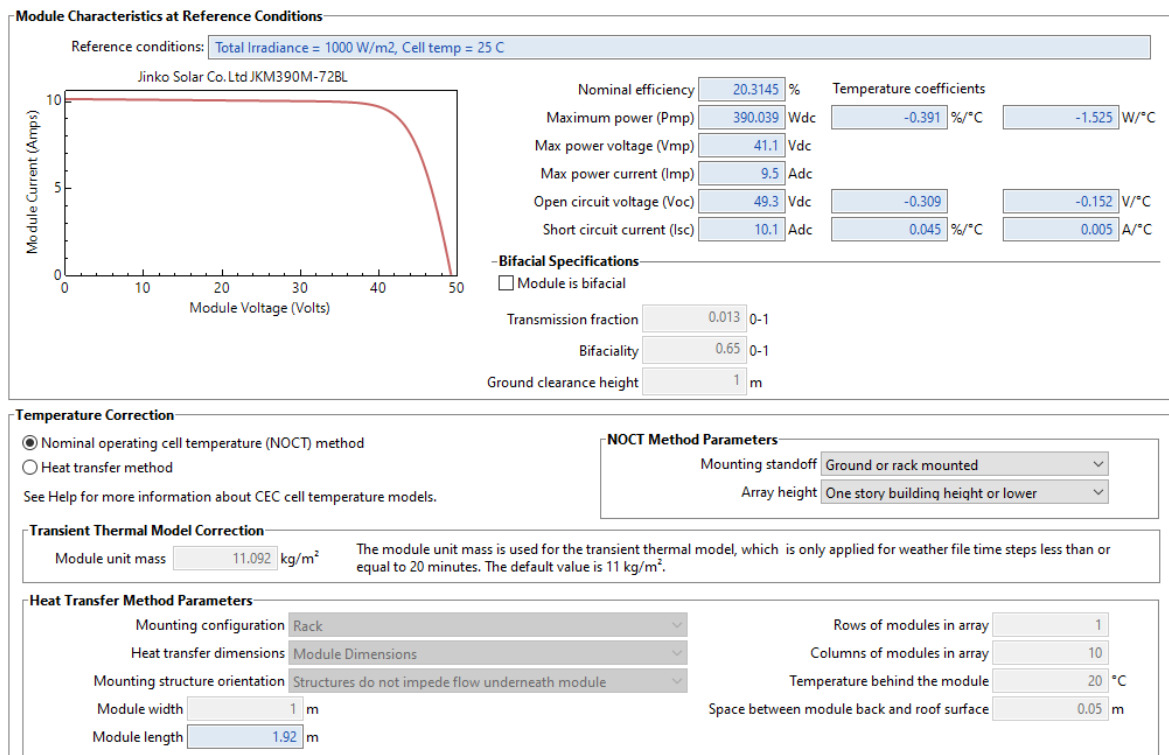


Figura 5.2 – Características do módulo fotovoltaico no SAM.

O módulo utilizado caracteriza-se como monocristalino, área de 1,92 m<sup>2</sup>, 72 células e temperatura de operação nominal igual a 45,4°C. A Figura 5.3 mostra estas especificações elétricas contidas no SAM.

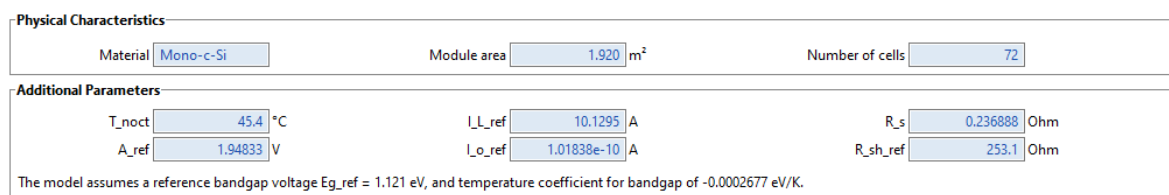


Figura 5.3 – Especificações do módulo no SAM.

No Anexo A encontram-se mais informações disponibilizadas pelo fabricante Jinko Solar, na ficha técnica do módulo com o modelo JKM390M-72BL.

### 5.3. Inversor

Tal como o módulo fotovoltaico, o microinversor do fabricante Hoymiles, modelo HM-350N [240V], com potência AC output de 350W, uma entrada MPPT e eficiência de 96,395%, é o mesmo usado em todas as simulações.

A Figura 5.4 apresenta as características do microinversor selecionado no SAM, encontrando-se contidas na sua base de dados.

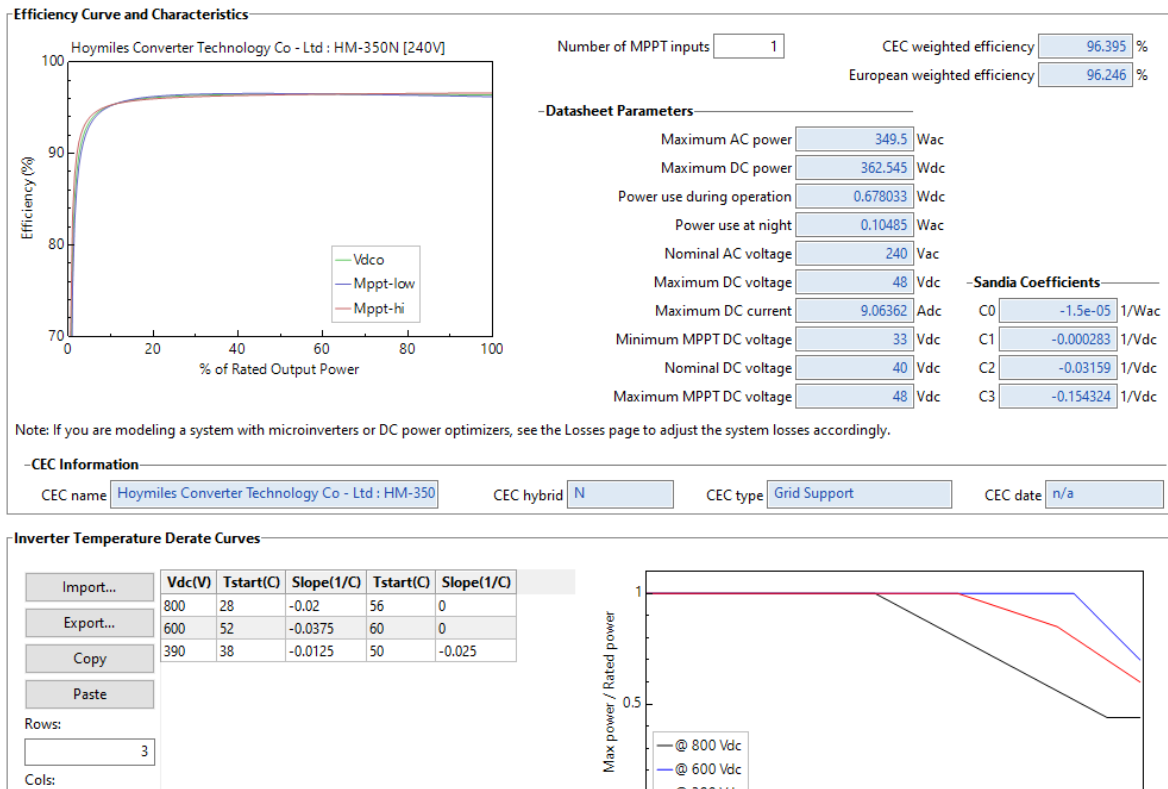


Figura 5.4 - Características do microinversor no SAM.

No Anexo B encontram-se mais informações disponibilizadas pelo fabricante Hoymiles, na ficha técnica do microinversor com o modelo HM-350N [240V].

## 5.4. Projeto do sistema (*System Design*)

A secção *System Design* no SAM permite modelar o sistema que se pretender simular, onde possibilita introduzir o número de inversores e de módulos por respetivas *strings*, bem como o rastreamento e orientação dos painéis fotovoltaicos.

Na Figura 5.5 é exibida a tela da secção *System Design* do SAM com o modelo do sistema para 7 microinversores e 7 módulos escolhidos nas respetivas secções.

**AC Sizing**

Number of inverters

DC to AC ratio

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

Estimate Subarray 1 configuration

**Sizing Summary**

Nameplate DC capacity	<input type="text" value="2.730"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="7"/>
Total AC capacity	<input type="text" value="2.447"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="7"/>
Total inverter DC capacity	<input type="text" value="2.538"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="13.4"/> m <sup>2</sup>

---

**DC Sizing and Configuration**

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<b>Electrical Configuration</b>	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="1"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="7"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="7"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="49.3"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="41.1"/>			

---

**Tracking & Orientation**

Azimuth  
N = 0

Tilt

Fixed

1 Axis

2 Axis

Azimuth Axis

Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg)

Azimuth (deg)

Figura 5.5 - *System Design* no SAM.

Neste modelo foi configurada uma ligação individual para cada módulo por cada entrada MPPT, sendo considerada para o efeito da simulação 1 módulo para cada microinversor.

Definiu-se que o sistema modelado tem orientação voltada para sul com a inclinação dos módulos ( $Tilt = 40^\circ$ ) aproximadamente igual latitude da localização (39,8281).

O valor da potência de produção  $2,7 \text{ kW}_{\text{dc}}$ , determinado pelos 7 módulos de  $0,4 \text{ kW}_{\text{dc}}/\text{módulo}$ , foi estrategicamente considerado para os cenários com mais potência de produção, após várias simulações efetuadas com o objetivo de otimizar o Autoconsumo da energia elétrica produzida, em detrimento da injeção desta para a rede, privilegiando assim a sustentabilidade e autossuficiência. Esta análise foi efetuada variando a quantidade de módulos e microinversores, e conseqüentemente a potência de produção, face aos valores das cargas já conhecidos, até visualizar graficamente resultados satisfatórios através da comparação mensal entre quantidade da energia produzida e a carga elétrica (*AC Energy vs. Electricity Load*).

Em relação ao valor da potência de produção  $0,8 \text{ kW}_{\text{dc}}$ , determinado pelos 2 módulos de  $0,4 \text{ kW}_{\text{dc}}/\text{módulo}$ , foi atribuído para os cenários com menos potência de produção porque pretendia-se definir um valor para comparar cenários com potências de produção distintas, não muito próximas, para averiguar melhor as diferenças evidenciadas. Como o objetivo é privilegiar o Autoconsumo na instalação residencial, apenas fazia sentido definirmos um valor distinto menor que  $2,7 \text{ kW}_{\text{dc}}$ , tendo a opção recaído nos 2 módulos, perfazendo  $0,8 \text{ kW}_{\text{dc}}$  de potência de produção.

### **5.5.Célula e sistema de Bateria (*Battery Cell and System*)**

A bateria de íões de lítio da marca LG Chem, modelo RESU-10, com a capacidade do banco desejada de  $9,8 \text{ kWh}$  e tensão do banco desejada de  $400 \text{ V}_{\text{DC}}$ , é a mesma utilizada em todos os cenários onde se aplica a inclusão de bateria.

A Figura 5.6 apresenta as características da célula e sistema da bateria escolhida, mostrando os dados introduzidos no SAM.

**PV-Battery Residential**

Battery type: Lithium Ion: Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC/Graphite)

**Battery Bank Sizing**

Specify desired values for the nominal bank capacity and power for SAM to calculate the number of cells and strings, or specify the number of cells and strings yourself. Verify the battery size under Current and Capacity below.

Set desired bank size  
 Specify cells

Desired bank power: 5 kW  DC units  
Desired bank capacity: 9.8 kWh  AC units

Number of cells in series: 3  
Number of strings in parallel: 1

Max C-rate of charge: 0.5 per/hour  
Max C-rate of discharge: 0.5 per/hour

Bank capacity and power fields are values measured before conversion and parasitic losses. If specified in AC, the DC/AC conversion efficiency will be used to scale the battery size.

**Optimal Sizing and Dispatch from REopt**

Automatically size the battery bank and calculate an hour-by-hour dispatch schedule using the REopt Lite API web service. This sends values of SAM inputs to the service, runs a REopt optimization on the service, and modifies SAM battery size and dispatch inputs with results from the REopt run. See Help for details.

[Get size and dispatch](#)

The REopt optimization uses a different weather file than the file on the Location and Resource page.

**Current and Capacity**

Use default nominal cell voltage and capacity for the battery chemistry if data is not available from another source. Check the computed properties to verify the battery is sized correctly.

Desired bank voltage: 400 VDC  
Cell nominal voltage: 3.6 VDC  
Cell capacity: 2.25 Ah

**Figura 5.6 - Características da bateria no SAM.**

No Anexo C encontram-se mais informações disponibilizadas pelo fabricante LG Chem, na ficha técnica da bateria com o modelo RESU-10.

## 5.6. Diagramas de carga

Nesta subsecção serão descritos e analisados os diagramas de carga utilizados nas simulações dos vários cenários simulados.

### 5.6.1. Perfil de Consumo A – 9000 kWh

A Figura 5.7 apresenta o resumo dos valores da carga elétrica mensal para o perfil de consumo A para um consumo anual de 9000 kWh.

Os meses de inverno e de verão são os que apresentam maiores valores de energia elétrica consumida. O aumento do consumo nestes meses é compreensível face à maior necessidade dos clientes para o aquecimento e o arrefecimento das suas instalações, nos respetivos meses.

Ainda assim, os meses com maior potência consumida de pico são janeiro e fevereiro.

## - Monthly Load Summary -

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	816.17	1.76
Feb	719.69	1.74
Mar	752.46	1.61
Apr	696.77	1.52
May	711.17	1.46
Jun	724.41	1.52
Jul	808.24	1.57
Aug	788.49	1.54
Sep	738.36	1.48
Oct	733.03	1.48
Nov	726.46	1.64
Dec	784.76	1.67
Annual	9,000.00	1.76

Figura 5.7 - Resumo de carga mensal - Perfil BTN A com consumo anual de 9000 kWh.

A Figura 5.8 mostra o gráfico do Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*) para o perfil de consumo A com um consumo anual de 9000 kWh.

Analisando este gráfico, verifica-se que os valores máximos de carga elétrica são atingidos entre as 10h e as 12h, sendo que no período entre as 12h e 14h os valores também se mantêm elevados. Por outro lado, verifica-se que os valores mínimos de carga elétrica são atingidos entre as 02h e as 04h da manhã.

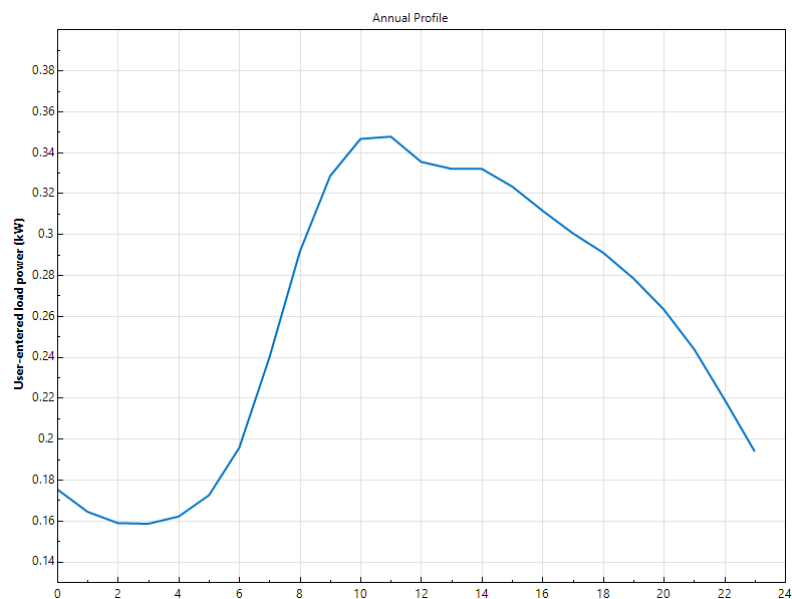


Figura 5.8 - Perfil BTN A - Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*).

A Figura 5.9 exibe os gráficos do perfil mensal do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*), para os 12 meses do ano, para o perfil de consumo A com um consumo anual de 9000 kWh. Neles é possível verificar algumas diferenças em amplitude, dependendo do consumo característico em cada mês.

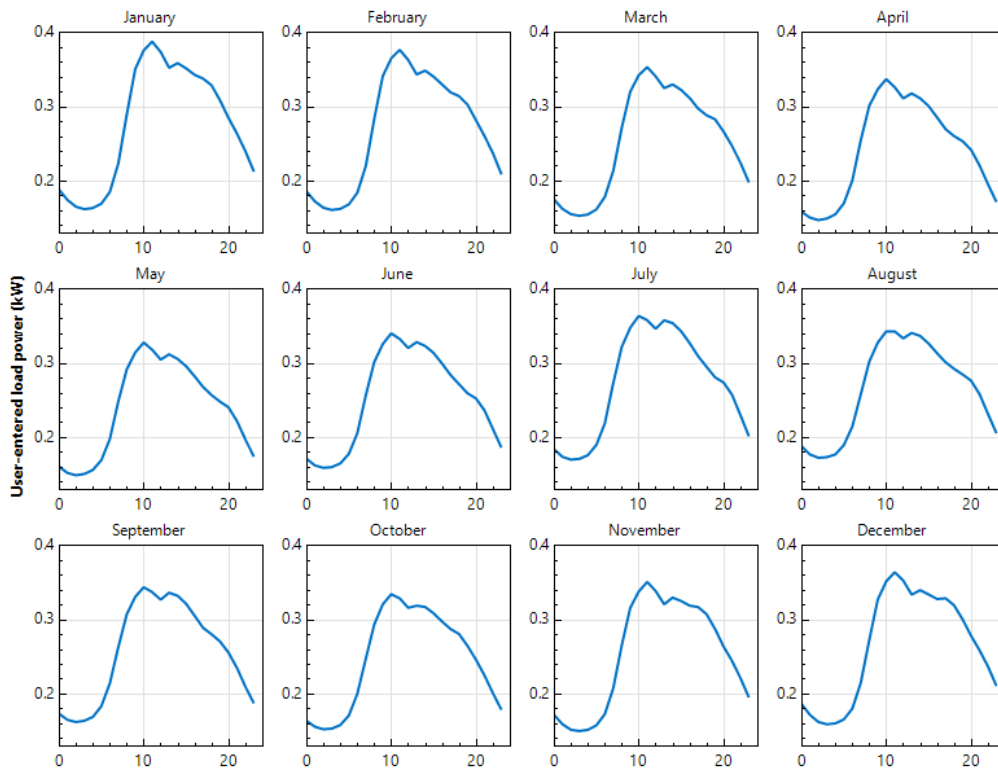
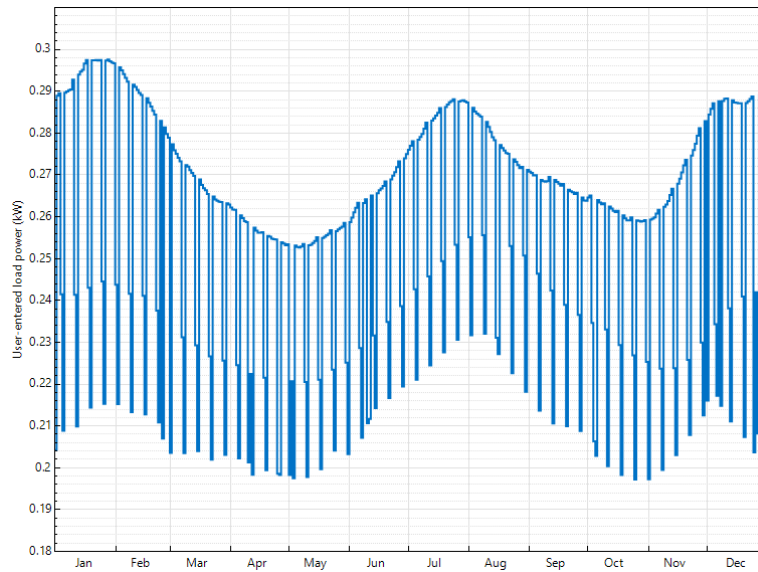


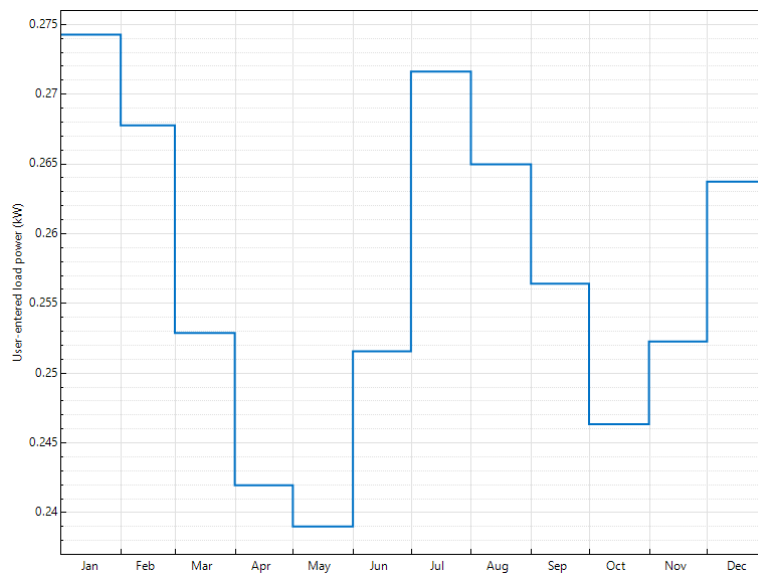
Figura 5.9 - Perfil BTN A - Perfis mensais do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*).

Na Figura 5.10 mostra o gráfico do diagrama de carga médio diário (*User-entered load power*) por mês, para o perfil de consumo A com um consumo anual de 9000 kWh. Observa-se claramente a variação do consumo ao longo dos 12 meses do ano, mais elevado nos meses de inverno e de verão e mais baixo nos meses de primavera e outono.



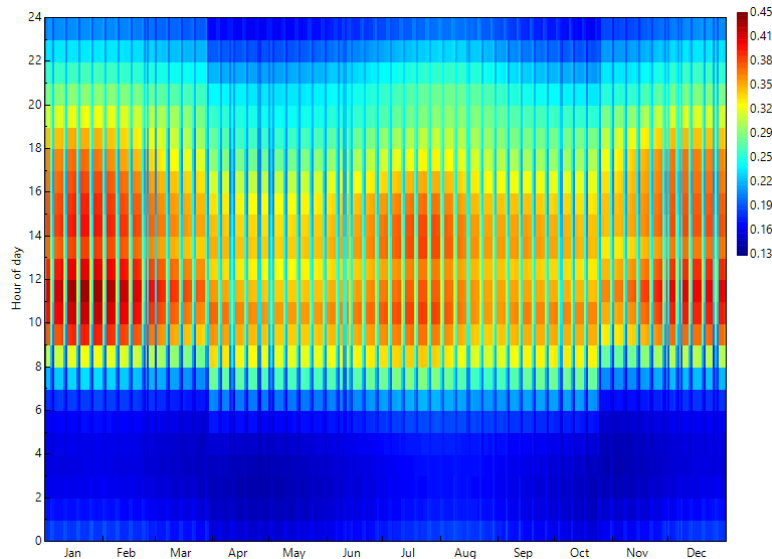
**Figura 5.10 - Perfil BTN A - Diagrama de carga médio diário (User-entered load power) por mês.**

A Figura 5.11 exibe o gráfico do diagrama de carga médio mensal (*User-entered load power*) por mês, para o perfil de consumo A com um consumo anual de 9000 kWh. Também neste gráfico é bem perceptível a variação do consumo de energia elétrica nos 12 meses, consoante as estações do ano.



**Figura 5.11 - Perfil BTN A - Diagrama de carga médio mensal (User-entered load power) por mês.**

Na Figura 5.12 exibe-se o *Heat Map* (mapa de calor) para o perfil de consumo A com um consumo anual de 9000 kWh, onde se permite visualizar pela representação gráfica de cores o consumo de energia elétrica nas 24 horas do dia, ao longo dos 12 meses do ano. As zonas representadas a cores mais avermelhadas dizem respeito aos períodos horários com maior consumo nos respetivos meses.



**Figura 5.12 - Perfil BTN A - Heat Map.**

### 5.6.2. Perfil de Consumo B – 7500 kWh

A Figura 5.13 apresenta o resumo dos valores da carga elétrica mensal para o perfil de consumo B para um consumo anual de 7500 kWh.

Neste caso, os meses que apresentam maiores valores de energia elétrica consumida são Janeiro e Dezembro, seguido dos meses Fevereiro e Março, depois se seguem os meses Julho, Agosto e Novembro. O aumento do consumo nestes meses é compreensível face à maior necessidade dos clientes para o aquecimento e o arrefecimento das suas instalações, nos respetivos meses.

Ainda assim, os meses com maior potência consumida de pico são janeiro, fevereiro e dezembro.

## - Monthly Load Summary

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	736.72	1.30
Feb	643.60	1.29
Mar	643.04	1.18
Apr	574.26	1.05
May	572.55	1.00
Jun	578.80	1.07
Jul	632.07	1.10
Aug	611.27	1.08
Sep	569.60	1.02
Oct	591.75	1.07
Nov	629.23	1.24
Dec	717.11	1.29
Annual	7,500.00	1.30

Figura 5.13 - Resumo de carga mensal - Perfil BTN B com consumo anual de 7500 kWh.

A Figura 5.14 mostra o gráfico do Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*) para o perfil de consumo B com um consumo anual de 7500 kWh.

Analisando este gráfico, verifica-se que os valores máximos de carga elétrica são atingidos entre as 10h e as 12h, bem como no período entre as 18h e as 20h, em que os valores também são elevados. Por outro lado, verifica-se que os valores mínimos de carga elétrica são atingidos entre as 02h e as 04h da manhã.

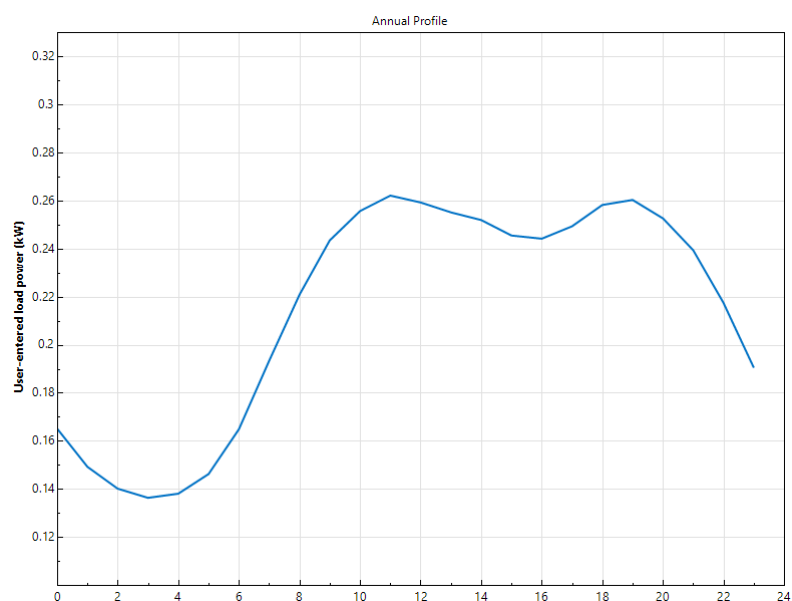


Figura 5.14 - Perfil BTN B - Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*).

A Figura 5.15 exibe os gráficos do perfil mensal do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*), para os 12 meses do ano, para o perfil de consumo B para um consumo anual de 7500 kWh. Neles é possível verificar algumas diferenças em amplitude, dependendo do consumo característico em cada mês.

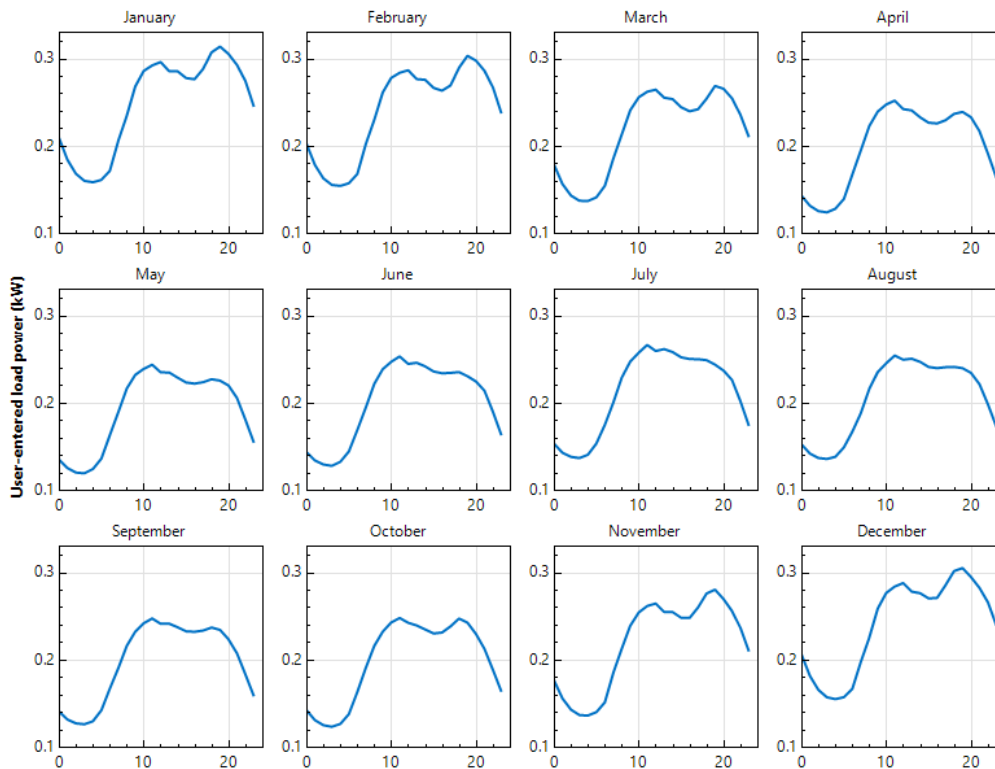
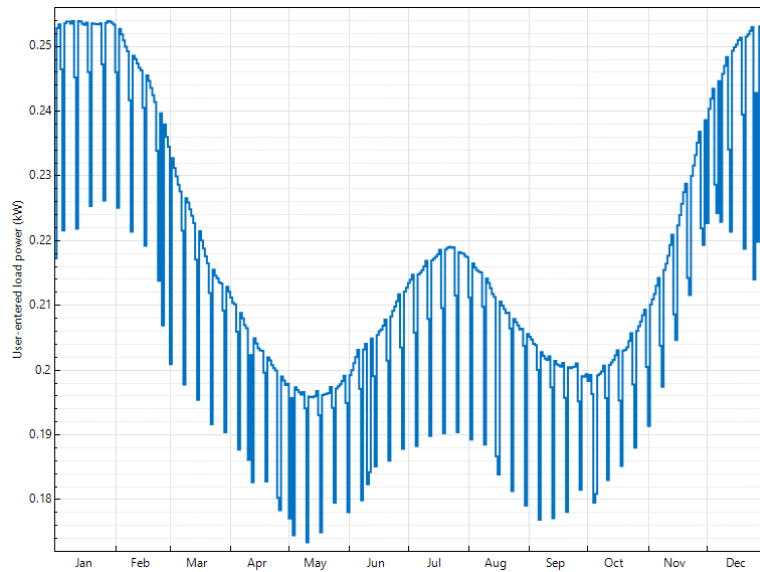


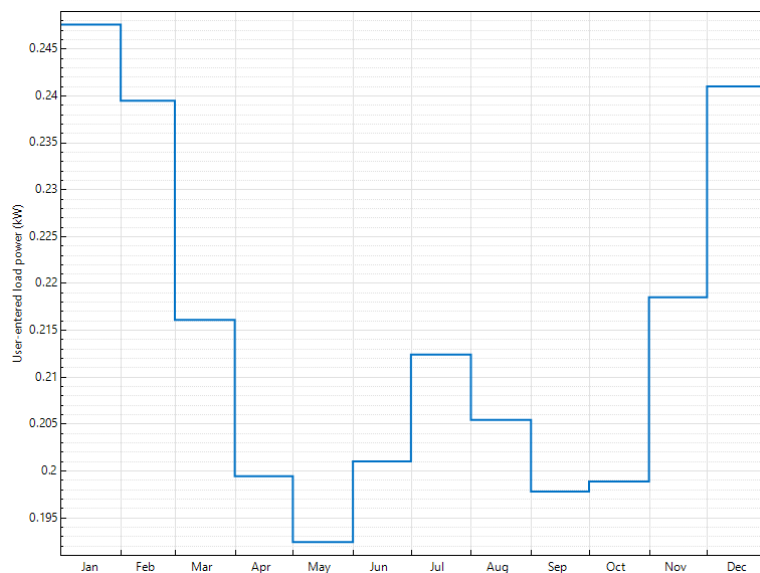
Figura 5.15 - Perfil BTN B - Perfis mensais do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*).

Na Figura 5.16 mostra o gráfico do diagrama de carga médio diário (*User-entered load power*) por mês, para o perfil de consumo B com um consumo anual de 7500 kWh. Observa-se claramente a variação do consumo ao longo dos 12 meses do ano, mais elevado nos meses de inverno, um aumento significativo nos meses de verão e mais baixo nos meses de primavera e outono.



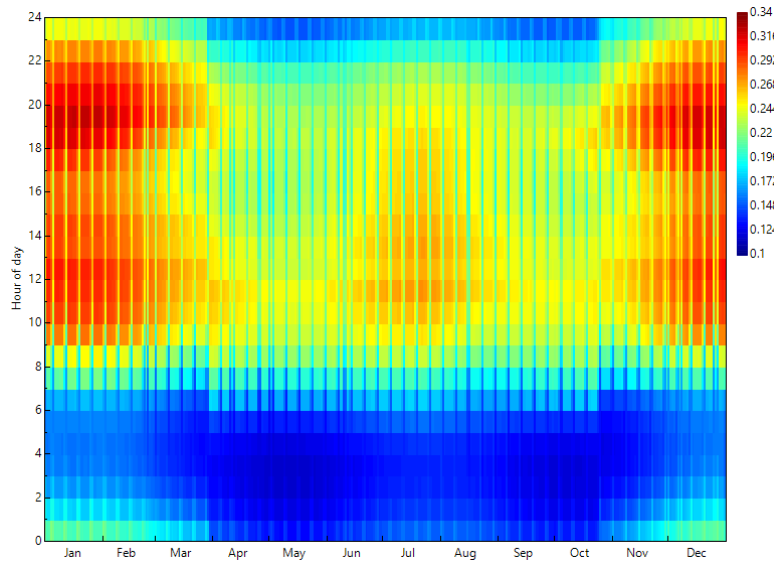
**Figura 5.16 - Perfil BTN B - Diagrama de carga médio diário (*User-entered load power*) por mês.**

A Figura 5.17 exibe o gráfico do diagrama de carga médio mensal (*User-entered load power*) por mês, para o perfil de consumo B com um consumo anual de 7500 kWh. Também neste gráfico é bem perceptível a variação do consumo de energia elétrica nos 12 meses, consoante as estações do ano.



**Figura 5.17 - Perfil BTN B - Diagrama de carga médio mensal (*User-entered load power*) por mês.**

Na Figura 5.18 exibe-se o *Heat Map* (mapa de calor) para o perfil de consumo B com um consumo anual de 7500 kWh, onde se permite visualizar pela representação gráfica de cores o consumo de energia elétrica nas 24 horas do dia, ao longo dos 12 meses do ano. As zonas representadas a cores mais avermelhadas dizem respeito aos períodos horários com maior consumo nos respetivos meses.



**Figura 5.18 - Perfil BTN B - Heat Map.**

### 5.6.3. Perfil de Consumo C – 5000 kWh

A Figura 5.19 apresenta o resumo dos valores da carga elétrica mensal para o perfil de consumo C para um consumo anual de 5000 kWh.

Neste caso, os meses que apresentam maiores valores de energia elétrica consumida também são Janeiro e Dezembro, seguido dos meses Fevereiro e Março, depois se seguem os meses Novembro, Julho e Agosto. O aumento do consumo nestes meses é compreensível face à maior necessidade dos clientes para o aquecimento e o arrefecimento das suas instalações, nos respetivos meses.

Ainda assim, os meses com maior potência consumida de pico são janeiro, fevereiro e dezembro.

## - Monthly Load Summary

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	535.20	1.14
Feb	452.45	1.12
Mar	436.25	0.99
Apr	379.23	0.86
May	367.27	0.73
Jun	362.07	0.70
Jul	395.80	0.74
Aug	400.70	0.75
Sep	367.61	0.74
Oct	377.96	0.81
Nov	413.72	1.00
Dec	511.74	1.11
Annual	5,000.00	1.14

Figura 5.19 - Resumo de carga mensal - Perfil BTN C com consumo anual de 5000 kWh.

A Figura 5.20 mostra o gráfico do Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*) para o perfil de consumo C com um consumo anual de 5000 kWh.

Analisando este gráfico, verifica-se que os valores máximos de carga elétrica são atingidos entre as 18h e as 21h. Por outro lado, verifica-se que os valores mínimos de carga elétrica são atingidos entre as 02h e as 04h da manhã.

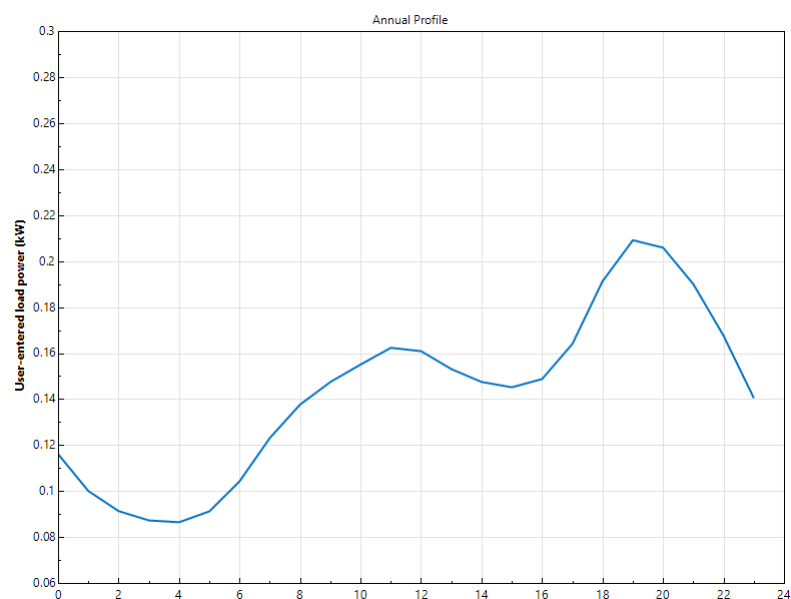
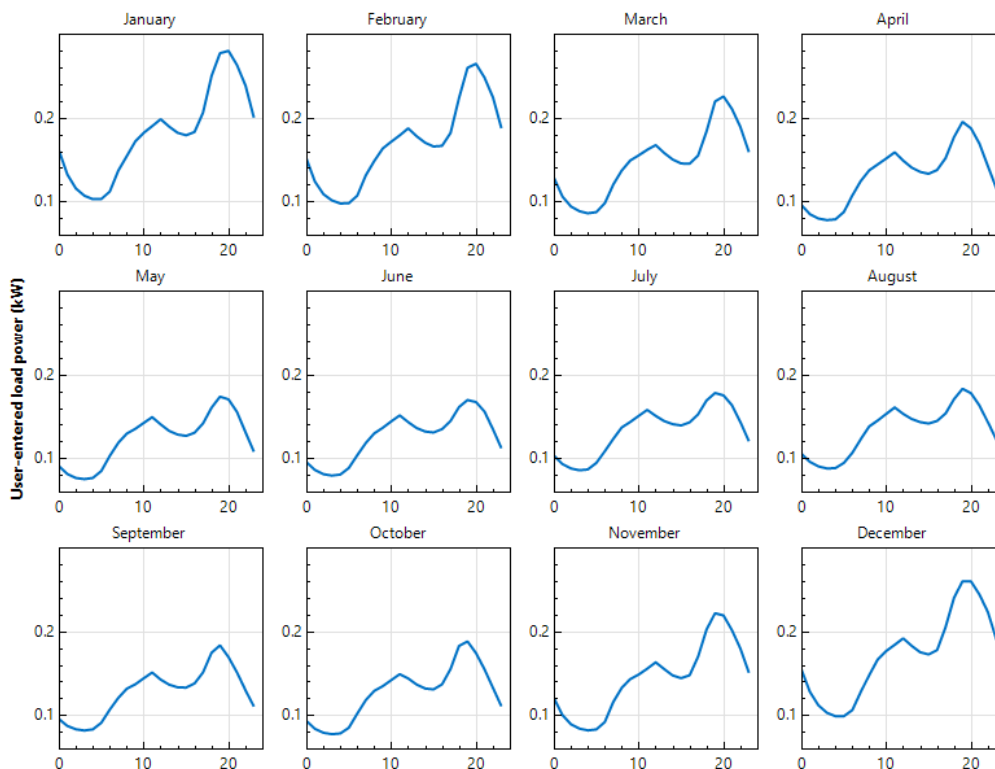


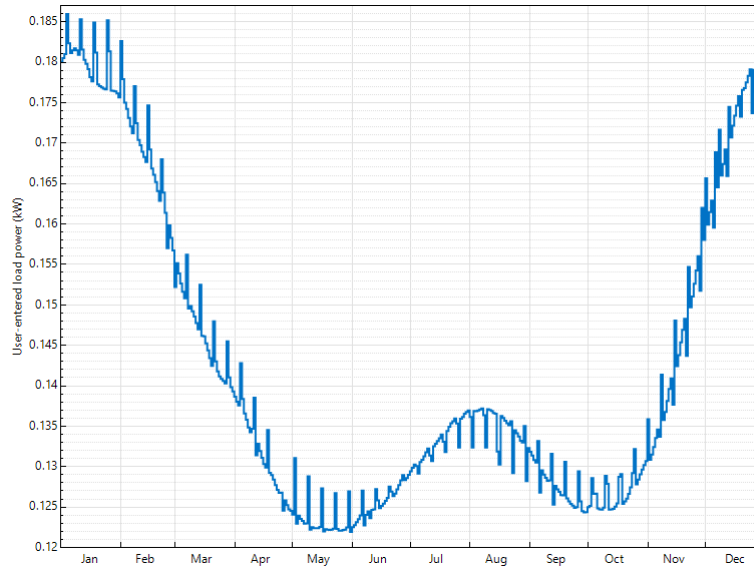
Figura 5.20 - Perfil BTN C - Perfil Anual do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*).

A Figura 5.21 exibe os gráficos do perfil mensal do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*), para os 12 meses do ano, para o perfil de consumo C para um consumo anual de 5000 kWh. Neles é possível verificar algumas diferenças em amplitude, dependendo do consumo característico em cada mês.



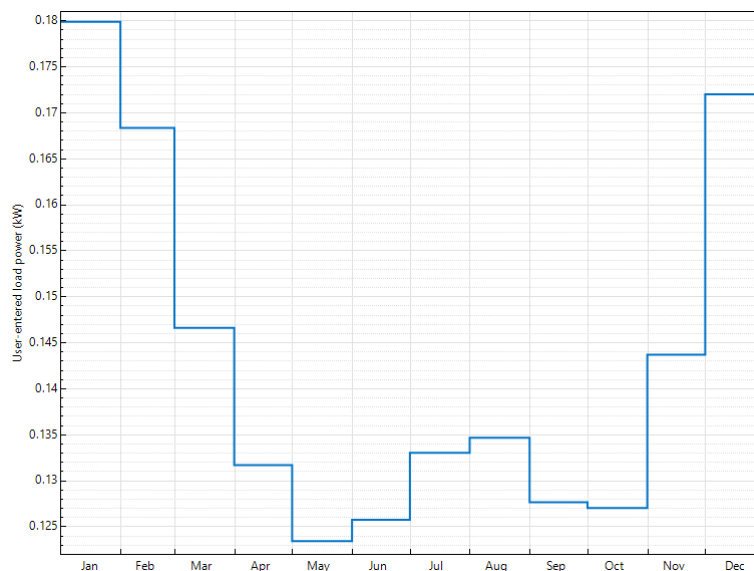
**Figura 5.21 - Perfil BTN C - Perfis mensais do Diagrama de carga médio por hora (*User-entered load power*).**

Na Figura 5.22 mostra o gráfico do diagrama de carga médio diário (*User-entered load power*) por mês, para o perfil de consumo C com um consumo anual de 5000 kWh. Observa-se claramente a variação do consumo ao longo dos 12 meses do ano, mais elevado nos meses de inverno, um ligeiro aumento nos meses de verão e mais baixo nos meses de primavera e outono.



**Figura 5.22 - Perfil BTN C - Diagrama de carga médio diário (*User-entered load power*) por mês.**

A Figura 5.23 exibe o gráfico do diagrama de carga médio mensal (*User-entered load power*) por mês, para o perfil de consumo C com um consumo anual de 5000 kWh. Também neste gráfico é bem perceptível a variação do consumo de energia elétrica nos 12 meses, consoante as estações do ano.



**Figura 5.23 - Perfil BTN C - Diagrama de carga médio mensal (*User-entered load power*) por mês.**

Na Figura 5.24 exibe-se o *Heat Map* (mapa de calor) para o perfil de consumo C com um consumo anual de 5000 kWh, onde se permite visualizar pela representação gráfica de cores o consumo de energia elétrica nas 24 horas do dia, ao longo dos 12 meses do ano. As zonas representadas a cores mais avermelhadas dizem respeito aos períodos horários com maior consumo nos respetivos meses.

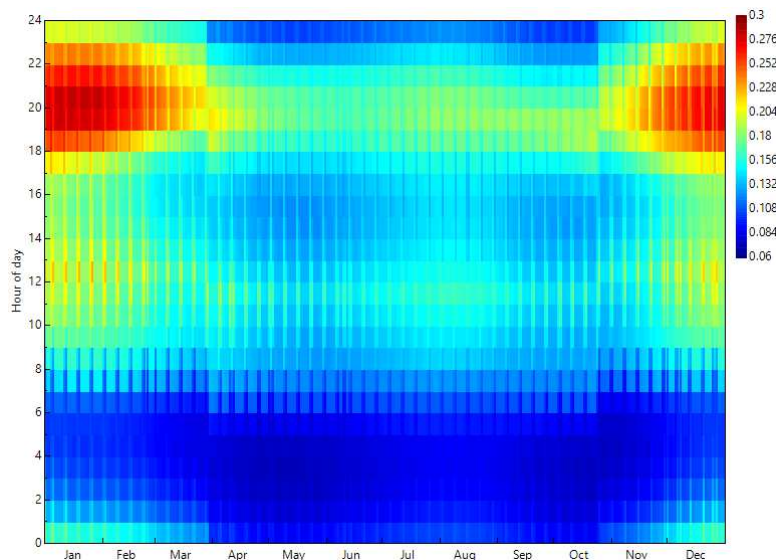


Figura 5.24 - Perfil BTN C - *Heat Map*.

## 5.7. Cenários para Perfil de Consumo A – 9000 kWh

Nesta secção são apresentados os 4 cenários para o Perfil BTN A para um consumo anual de 9000 kWh, com mais e menos potência de produção, e com ou sem baterias.

Para os custos do sistema dos vários cenários foi atribuído o valor de 219,55 € por cada módulo fotovoltaico e 350,55 € por cada microinversor. Estes valores dos materiais foram obtidos após consulta no mercado de Kits de Autoconsumo [101].

### 5.7.1. Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e sem baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 7 módulos fotovoltaicos e 7 microinversores, sem baterias, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 500 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo D o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.25 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs						
Module	7 units	0.4 kWdc/unit	2.7 kWdc	219.55	\$/Unit	\$ 1,536.85
Inverter	7 units	0.3 kWac/unit	2.4 kWac	350.55	\$/Unit	\$ 2,453.85
				\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>
Balance of system equipment				0.00	0.00	0.00
Installation labor				500.00	0.00	0.00
Installer margin and overhead				0.00	0.00	0.00
						\$ 0.00
						\$ 500.00
						\$ 0.00

Total Installed Cost	
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.	
<b>Total installed cost</b>	\$ 4,490.70
<b>Total installed cost per capacity</b>	\$ 1.64/Wdc

Figura 5.25 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN A com mais potência e sem baterias.

Na Figura 5.26 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN A com mais potência e sem baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	4,381 kWh
Capacity factor (year 1)	18.3%
Energy yield (year 1)	1,604 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Levelized COE (nominal)	10.52 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.40 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,604
Electricity bill with system (year 1)	\$891
Net savings with system (year 1)	\$713
Net present value	\$3,861
Simple payback period	6.9 years
Discounted payback period	9.7 years
Net capital cost	\$4,491
Equity	\$0
Debt	\$4,491

Figura 5.26 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN A com mais potência e sem baterias.

A Figura 5.27 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com mais potência e sem baterias, onde se constata que a energia produzida é muito inferior à carga elétrica em todos os meses do ano.

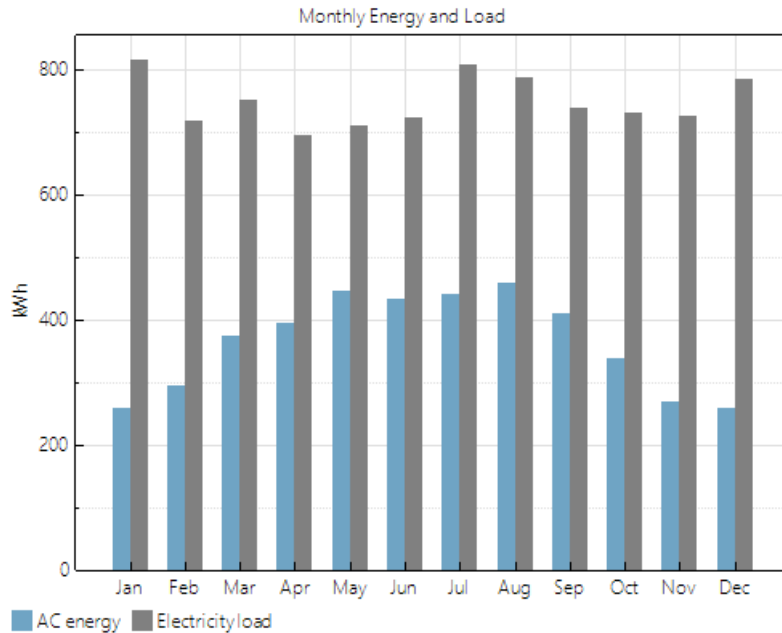


Figura 5.27 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com mais potência e sem baterias.

Na Tabela 5.1 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

Tabela 5.1 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com mais potência e sem baterias.

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	259,426	816,167	0	556,741
<b>Feb</b>	294,126	719,692	0	425,566
<b>Mar</b>	374,378	752,461	0	378,083
<b>Apr</b>	395,263	696,77	0	301,508
<b>May</b>	445,598	711,169	0	265,571
<b>Jun</b>	434,177	724,412	0	290,235
<b>Jul</b>	441,166	808,237	0	367,071
<b>Aug</b>	459,688	788,487	0	328,799
<b>Sep</b>	410,454	738,356	0	327,902
<b>Oct</b>	338,288	733,027	0	394,739

<b>Nov</b>	268,191	726,462	0	458,271
<b>Dec</b>	259,796	784,76	0	524,964
<b>Anual</b>	<b>4380,551</b>	<b>9000</b>	<b>0</b>	<b>4619,45</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 49% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 51% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 713 €
- 4- Investimento necessário: 4.490,70 €

### 5.7.2. Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e sem baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 2 módulos fotovoltaicos e 2 microinversores, sem baterias, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 150 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo E o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.28 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs									
Module	<input type="text" value="2"/>	units	<input type="text" value="0.4"/>	kWdc/unit	<input type="text" value="0.8"/>	kWdc	<input type="text" value="219.55"/>	\$/Unit	<input type="text" value="439.10"/>
Inverter	<input type="text" value="2"/>	units	<input type="text" value="0.3"/>	kWac/unit	<input type="text" value="0.7"/>	kWac	<input type="text" value="350.55"/>	\$/Unit	<input type="text" value="701.10"/>
							\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>
Balance of system equipment	<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>
Installation labor	<input type="text" value="150.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="150.00"/>
Installer margin and overhead	<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>		<input type="text" value="0.00"/>
<b>Total Installed Cost</b> The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.									<b>Total installed cost</b> <input type="text" value="\$ 1,290.20"/> Total installed cost per capacity <input type="text" value="\$ 1.65/Wdc"/>

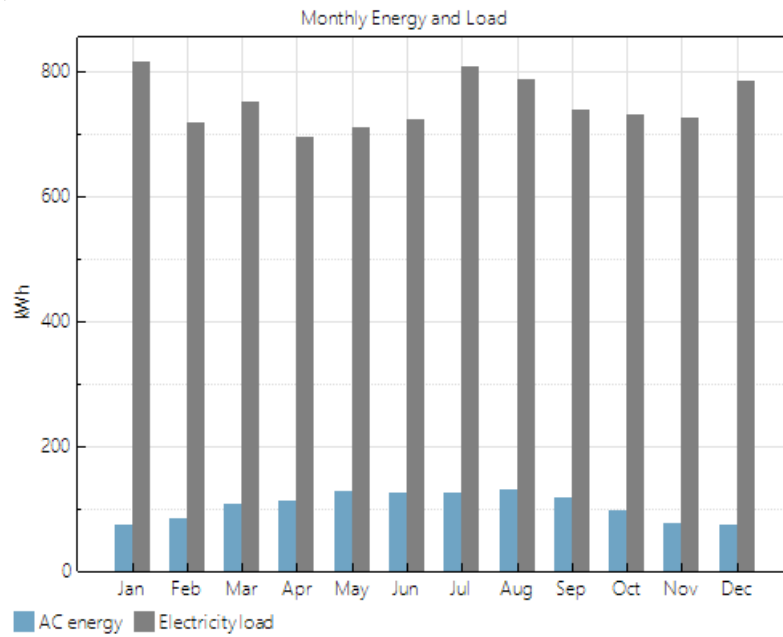
Figura 5.28 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN A com menos potência e sem baterias.

Na Figura 5.29 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN A com menos potência e sem baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	1,252 kWh
Capacity factor (year 1)	18.3%
Energy yield (year 1)	1,604 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Levelized COE (nominal)	10.57 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.44 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,604
Electricity bill with system (year 1)	\$1,401
Net savings with system (year 1)	\$204
Net present value	\$1,098
Simple payback period	7.0 years
Discounted payback period	9.8 years
Net capital cost	\$1,290
Equity	\$0
Debt	\$1,290

Figura 5.29 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN A com menos potência e sem baterias.

A Figura 5.30 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com menos potência e sem baterias, onde se constata que a energia produzida é bastante inferior à carga elétrica em todos os meses do ano.



**Figura 5.30 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com menos potência e sem baterias.**

Na Tabela 5.2 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

**Tabela 5.2 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com menos potência e sem baterias.**

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<i>Jan</i>	74,1217	816,167	0	742,045
<i>Feb</i>	84,0361	719,692	0	635,656
<i>Mar</i>	106,965	752,461	0	645,496
<i>Apr</i>	112,932	696,77	0	583,838
<i>May</i>	127,314	711,169	0	583,855
<i>Jun</i>	124,051	724,412	0	600,361
<i>Jul</i>	126,047	808,237	0	682,189
<i>Aug</i>	131,339	788,487	0	657,147
<i>Sep</i>	117,273	738,356	0	621,084
<i>Oct</i>	96,6537	733,027	0	636,373
<i>Nov</i>	76,626	726,462	0	649,836
<i>Dec</i>	74,2274	784,76	0	710,532
<b>Annual</b>	<b>1251,586</b>	<b>9000</b>	<b>0</b>	<b>7748,412</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 14% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 86% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 204 €
- 4- Investimento necessário: 1.290,20 €

### 5.7.3. Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e com baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 7 módulos fotovoltaicos e 7 microinversores, com uma bateria *lithium-ion* de 10 kWh, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 500 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo F o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.31 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs													
Module	7	units	0.4	kWdc/unit	2.7	kWdc	219.55	\$/Unit	\$ 1,536.85				
Inverter	7	units	0.3	kWac/unit	2.4	kWac	350.55	\$/Unit	\$ 2,453.85				
							\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>				
Balance of system equipment			0.00				0.00		\$ 0.00				
Installation labor			500.00				0.00		\$ 500.00				
Installer margin and overhead			0.00				0.00		\$ 0.00				
Battery DC capacity	10.0	kWh	×	610.00	\$/kWh	+	5.1	kW	×	0.00	\$/kW	=	\$ 6,087.31
<b>Total Installed Cost</b>													
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.								<b>Total installed cost</b>	\$ 10,578.01				
								<b>Total installed cost per capacity</b>	\$ 3.87/Wdc				

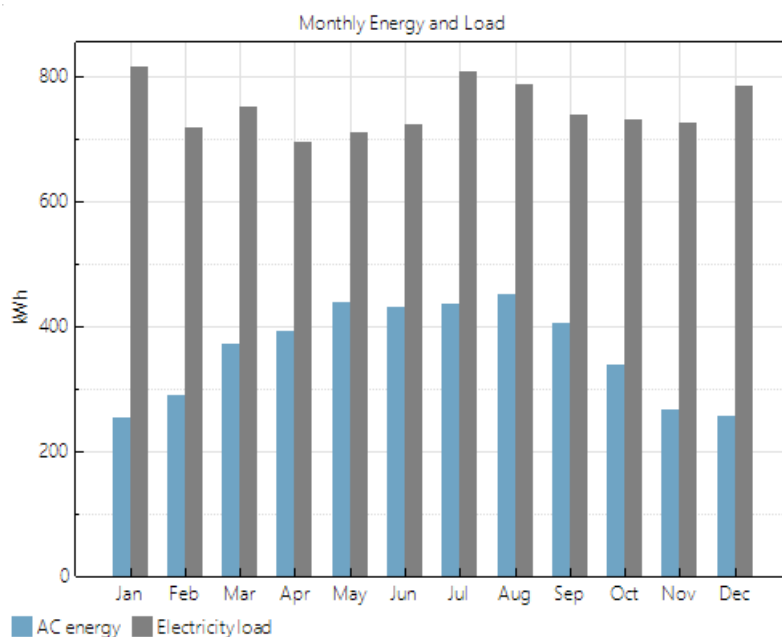
Figura 5.31 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN A com mais potência e com bateria.

Na Figura 5.32 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN A com mais potência e com bateria:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	4,331 kWh
Capacity factor (year 1)	18.1%
Energy yield (year 1)	1,586 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.85
Battery roundtrip efficiency	91.33%
Battery charge energy from system	100.0%
Levelized COE (nominal)	21.91 ¢/kWh
Levelized COE (real)	17.49 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,604
Electricity bill with system (year 1)	\$899
Net savings with system (year 1)	\$705
Net present value	\$-818
Simple payback period	16.0 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$10,578
Equity	\$0
Debt	\$10,578

**Figura 5.32 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN A com mais potência e com bateria.**

A Figura 5.33 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com mais potência e com bateria, onde se constata que a energia produzida é bem inferior à carga elétrica em todos os meses do ano.



**Figura 5.33 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com mais potência e com bateria.**

Na Tabela 5.3 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

**Tabela 5.3 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com mais potência e com bateria.**

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	253,931	816,167	0	562,236
<b>Feb</b>	289,681	719,692	0	430,011
<b>Mar</b>	371,422	752,461	0	381,04
<b>Apr</b>	392,035	696,77	0	304,736
<b>May</b>	439,214	711,169	0	271,955
<b>Jun</b>	430,086	724,412	0	294,326
<b>Jul</b>	437,207	808,237	0	371,029
<b>Aug</b>	451,914	788,487	0	336,573
<b>Sep</b>	404,545	738,356	0	333,811
<b>Oct</b>	338,896	733,027	0	394,131
<b>Nov</b>	265,416	726,462	0	461,046
<b>Dec</b>	256,883	784,76	0	527,876
<b>Anual</b>	<b>4331,230</b>	<b>9000</b>	<b>0</b>	<b>4668,77</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 48% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 52% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 705 €
- 4- Investimento necessário: 10.578,01 €

#### 5.7.4. Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e com baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 2 módulos fotovoltaicos e 2 microinversores, com uma bateria *lithium-ion* de 10 kWh, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 150 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo G o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.34 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs					
Module	2 units	0.4 kWdc/unit	0.8 kWdc	219.55 \$/Unit	\$ 439.10
Inverter	2 units	0.3 kWac/unit	0.7 kWac	350.55 \$/Unit	\$ 701.10
		\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>	
Balance of system equipment		0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Installation labor		150.00	0.00	0.00	\$ 150.00
Installer margin and overhead		0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Battery DC capacity	10.0 kWh	610.00 \$/kWh	5.1 kW	0.00 \$/kW	\$ 6,087.31
<b>Total Installed Cost</b>					
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.					
<b>Total installed cost</b>					\$ 7,377.51
Total installed cost per capacity					\$ 9,46/Wdc

Figura 5.34 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN A com menos potência e com bateria.

Na Figura 5.35 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN A com menos potência e com bateria:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	1,255 kWh
Capacity factor (year 1)	18.4%
Energy yield (year 1)	1,609 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Battery roundtrip efficiency	100.00%
Battery charge energy from system	NaN
Levelized COE (nominal)	49.53 ¢/kWh
Levelized COE (real)	39.54 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,604
Electricity bill with system (year 1)	\$1,400
Net savings with system (year 1)	\$204
Net present value	\$-3,489
Simple payback period	NaN
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$7,378
Equity	\$0
Debt	\$7,378

Figura 5.35 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN A com menos potência e com bateria.

A Figura 5.36 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com menos potência e com bateria, onde se constata que a energia produzida é bem inferior à carga elétrica em todos os meses do ano.

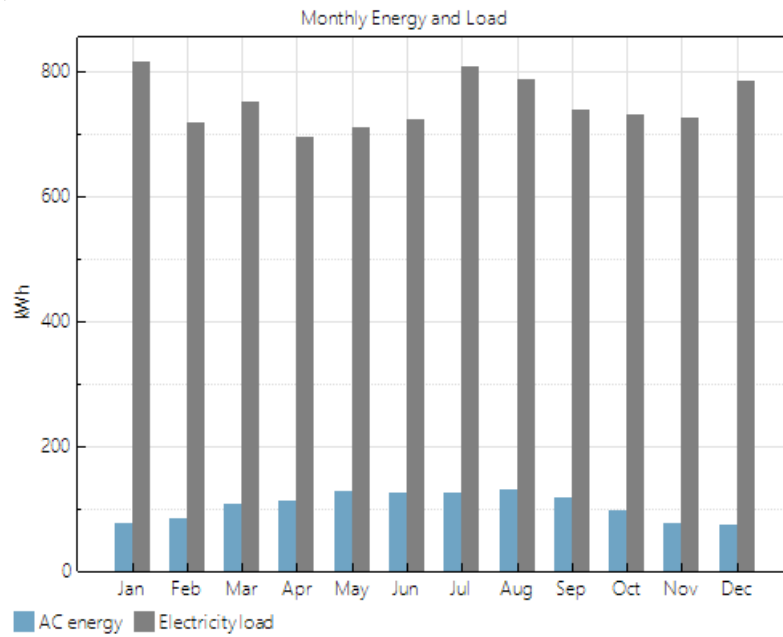


Figura 5.36 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN A com menos potência e com bateria.

Na Tabela 5.4 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

Tabela 5.4 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com menos potência e com bateria.

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	77,4499	816,167	0	738,717
<b>Feb</b>	84,0361	719,692	0	635,656
<b>Mar</b>	106,965	752,461	0	645,496
<b>Apr</b>	112,932	696,77	0	583,838
<b>May</b>	127,314	711,169	0	583,855
<b>Jun</b>	124,051	724,412	0	600,361
<b>Jul</b>	126,047	808,237	0	682,189
<b>Aug</b>	131,339	788,487	0	657,147
<b>Sep</b>	117,273	738,356	0	621,084
<b>Oct</b>	96,6537	733,027	0	636,373
<b>Nov</b>	76,626	726,462	0	649,836
<b>Dec</b>	74,2274	784,76	0	710,532
<b>Annual</b>	<b>1254,914</b>	<b>9000</b>	<b>0</b>	<b>7745,084</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 14% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 86% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 204 €
- 4- Investimento necessário: 7.377,51 €

## **5.8. Cenários para Perfil de Consumo B – 7500 kWh**

Nesta secção são apresentados os 4 cenários para o Perfil BTN B para um consumo anual de 7500 kWh, com mais e menos potência de produção, e com ou sem baterias.

Para os custos do sistema dos vários cenários foi atribuído o valor de 219,55 € por cada módulo fotovoltaico e 350,55 € por cada microinversor. Estes valores dos materiais foram obtidos após consulta no mercado de Kits de Autoconsumo [101].

### **5.8.1. Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e sem baterias**

Para este cenário foi simulado o sistema com 7 módulos fotovoltaicos e 7 microinversores, sem baterias, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 500 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo H o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.37 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

**Direct Capital Costs**

Module	7 units	0.4 kWdc/unit	2.7 kWdc	219.55	\$/Unit	\$ 1,536.85
Inverter	7 units	0.3 kWac/unit	2.4 kWac	350.55	\$/Unit	\$ 2,453.85
				\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>
Balance of system equipment	0.00			0.00		\$ 0.00
Installation labor	500.00			0.00		\$ 500.00
Installer margin and overhead	0.00			0.00		\$ 0.00

**Total Installed Cost**

The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.

<b>Total installed cost</b>	\$ 4,490.70
<b>Total installed cost per capacity</b>	\$ 1.64/Wdc

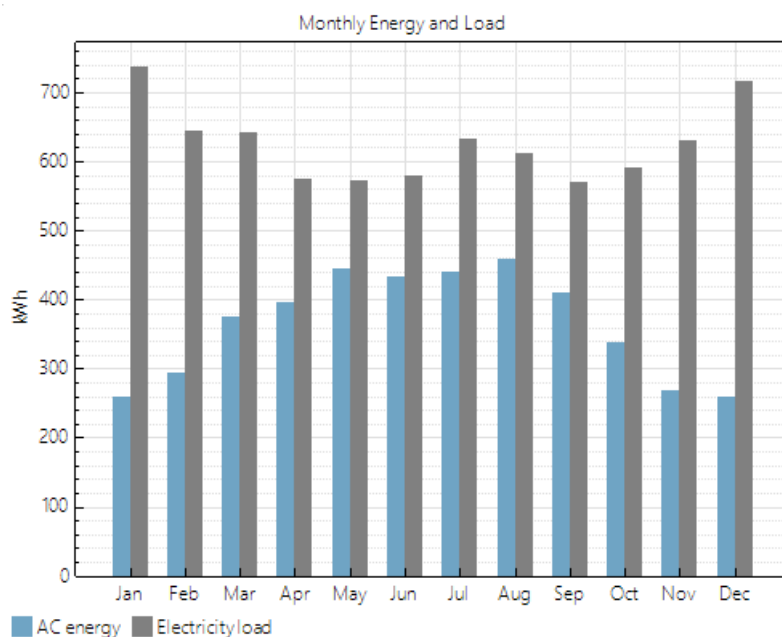
Figura 5.37 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN B com mais potência e sem baterias.

Na Figura 5.38 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN B com mais potência e sem baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	4,381 kWh
Capacity factor (year 1)	18.3%
Energy yield (year 1)	1,604 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Levelized COE (nominal)	10.52 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.40 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,360
Electricity bill with system (year 1)	\$647
Net savings with system (year 1)	\$713
Net present value	\$3,861
Simple payback period	6.9 years
Discounted payback period	9.7 years
Net capital cost	\$4,491
Equity	\$0
Debt	\$4,491

Figura 5.38 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN B com mais potência e sem baterias.

A Figura 5.39 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com mais potência e sem baterias, onde se constata que a energia produzida é inferior à carga elétrica em todos os meses do ano, mas com maior significado.



**Figura 5.39 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com mais potência e sem baterias.**

Na Tabela 5.5 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

**Tabela 5.5 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN A com mais potência e sem baterias.**

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	259,426	736,717	0	477,291
<b>Feb</b>	294,126	643,599	0	349,472
<b>Mar</b>	374,378	643,044	0	268,666
<b>Apr</b>	395,263	574,261	0	178,999
<b>May</b>	445,598	572,549	0	126,95
<b>Jun</b>	434,177	578,8	0	144,622
<b>Jul</b>	441,166	632,066	0	190,901
<b>Aug</b>	459,688	611,268	0	151,581
<b>Sep</b>	410,454	569,6	0	159,146
<b>Oct</b>	338,288	591,749	0	253,461
<b>Nov</b>	268,191	629,234	0	361,043
<b>Dec</b>	259,796	717,112	0	457,317
<b>Annual</b>	<b>4380,551</b>	<b>7500</b>	<b>0</b>	<b>3119,449</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 58% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 42% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 713 €
- 4- Investimento necessário: 4.490,70 €

### 5.8.2. Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e sem baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 2 módulos fotovoltaicos e 2 microinversores, sem baterias, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 150 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo I o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.40 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs							
Module	2 units	0.4 kWdc/unit	0.8 kWdc	219.55	\$/Unit	\$ 439.10	
Inverter	2 units	0.3 kWac/unit	0.7 kWac	350.55	\$/Unit	\$ 701.10	
				\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>	
Balance of system equipment				0.00	0.00	0.00	
Installation labor				150.00	0.00	0.00	
Installer margin and overhead				0.00	0.00	0.00	
						\$ 0.00	
						\$ 150.00	
						\$ 0.00	
Total Installed Cost							
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.						Total installed cost	\$ 1,290.20
						Total installed cost per capacity	\$ 1.65/Wdc

Figura 5.40 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN B com menos potência e sem baterias.

Na Figura 5.41 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN B com menos potência e sem baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	1,252 kWh
Capacity factor (year 1)	18.3%
Energy yield (year 1)	1,604 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Levelized COE (nominal)	10.57 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.44 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,360
Electricity bill with system (year 1)	\$1,156
Net savings with system (year 1)	\$204
Net present value	\$1,098
Simple payback period	7.0 years
Discounted payback period	9.8 years
Net capital cost	\$1,290
Equity	\$0
Debt	\$1,290

Figura 5.41 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN B com menos potência e sem baterias.

A Figura 5.42 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com menos potência e sem baterias, onde se constata que a energia produzida é muito inferior à carga elétrica em todos os meses do ano.

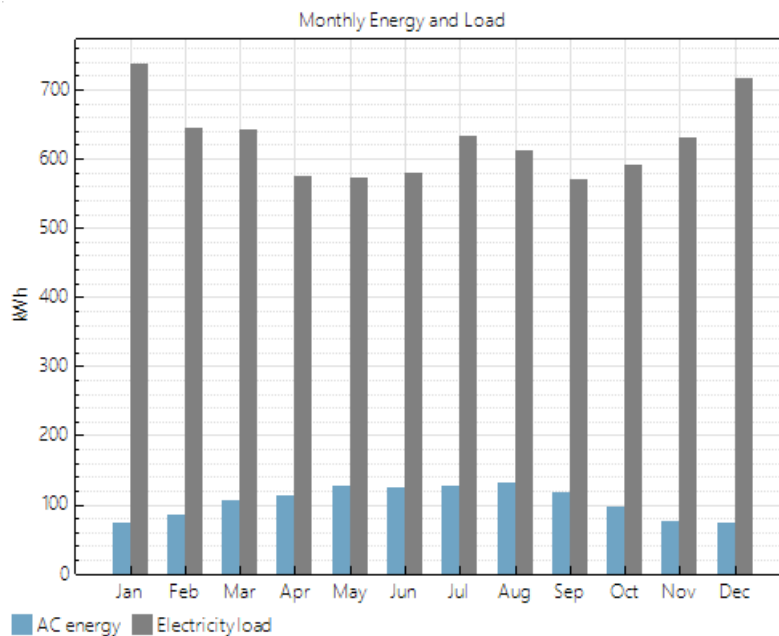


Figura 5.42 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com menos potência e sem baterias.

Na Tabela 5.6 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

**Tabela 5.6 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN B com menos potência e sem baterias.**

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	74,1217	736,717	0	662,595
<b>Feb</b>	84,0361	643,599	0	559,563
<b>Mar</b>	106,965	643,044	0	536,079
<b>Apr</b>	112,932	574,261	0	461,329
<b>May</b>	127,314	572,549	0	445,235
<b>Jun</b>	124,051	578,8	0	454,749
<b>Jul</b>	126,047	632,066	0	506,019
<b>Aug</b>	131,339	611,268	0	479,929
<b>Sep</b>	117,273	569,6	0	452,327
<b>Oct</b>	96,6537	591,749	0	495,096
<b>Nov</b>	76,626	629,234	0	552,608
<b>Dec</b>	74,2274	717,112	0	642,885
<b>Anual</b>	<b>1251,586</b>	<b>7500</b>	<b>0</b>	<b>6248,414</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 17% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 83% provenientes da rede
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 204 €
- 4- Investimento necessário: 1.290,20 €

### 5.8.3. Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e com baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 7 módulos fotovoltaicos e 7 microinversores, com uma bateria *lithium-ion* de 10 kWh, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 500 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo J o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.43 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs									
Module	7	units	0.4	kWdc/unit	2.7	kWdc	219.55 \$/Unit	\$ 1,536.85	
Inverter	7	units	0.3	kWac/unit	2.4	kWac	350.55 \$/Unit	\$ 2,453.85	
Balance of system equipment			0.00	\$	0.00	\$/Wdc	0.00	\$/m <sup>2</sup>	\$ 0.00
Installation labor			500.00	\$	0.00	\$/Wdc	0.00	\$/m <sup>2</sup>	\$ 500.00
Installer margin and overhead			0.00	\$	0.00	\$/Wdc	0.00	\$/m <sup>2</sup>	\$ 0.00
Battery DC capacity	10.0	kWh	610.00	\$/kWh	5.1	kW	0.00	\$/kW	\$ 6,087.31
<b>Total Installed Cost</b>									
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.								<b>Total installed cost</b>	\$ 10,578.01
								<b>Total installed cost per capacity</b>	\$ 3.87/Wdc

Figura 5.43 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN B com mais potência e com bateria.

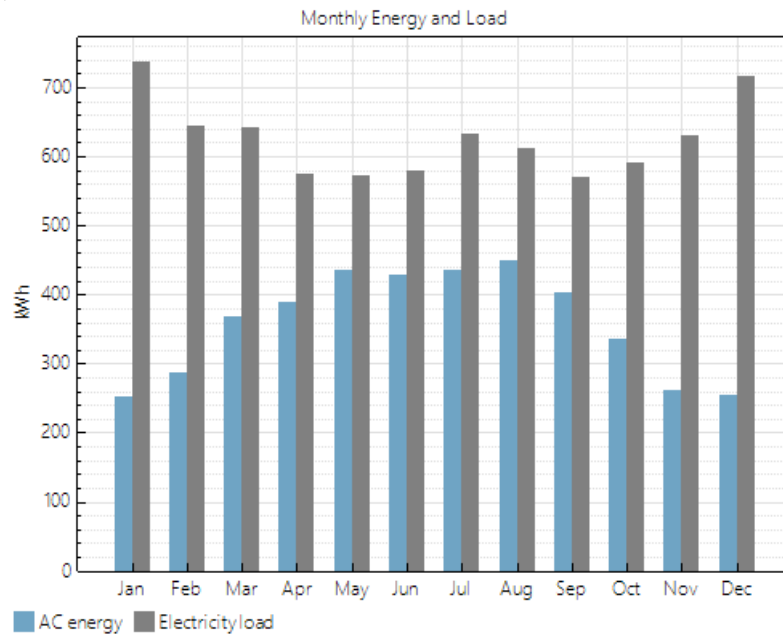
Na Figura 5.44 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN B com mais potência e com baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	4,301 kWh
Capacity factor (year 1)	18.0%
Energy yield (year 1)	1,575 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.84
Battery roundtrip efficiency	90.92%
Battery charge energy from system	100.0%
Levelized COE (nominal)	22.08 ¢/kWh
Levelized COE (real)	17.63 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,360
Electricity bill with system (year 1)	\$660
Net savings with system (year 1)	\$700
Net present value	\$-883
Simple payback period	16.1 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$10,578
Equity	\$0
Debt	\$10,578

Figura 5.44 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN B com mais potência e com bateria.

A Figura 5.45 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com mais potência e com baterias, onde se constata que a

energia produzida é inferior à carga elétrica em todos os meses do ano, mas com maior significado.



**Figura 5.45 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com mais potência e com bateria.**

Na Tabela 5.7 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

**Tabela 5.7 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN B com mais potência e com bateria.**

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	251,982	736,717	0	484,735
<b>Feb</b>	287,922	643,599	0	355,677
<b>Mar</b>	368,399	643,044	0	274,645
<b>Apr</b>	389,005	574,261	0	185,256
<b>May</b>	435,914	572,549	0	136,634
<b>Jun</b>	428,766	578,8	0	150,034
<b>Jul</b>	435,438	632,066	0	196,629
<b>Aug</b>	450,173	611,268	0	161,095
<b>Sep</b>	402,134	569,6	0	167,466
<b>Oct</b>	334,809	591,749	0	256,94

<b>Nov</b>	261,51	629,234	0	367,724
<b>Dec</b>	255,011	717,112	0	462,101
<b>Anual</b>	<b>4301,063</b>	<b>7500</b>	<b>0</b>	<b>3198,936</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 57% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 43% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 700 €
- 4- Investimento necessário: 10.578,01 €

#### 5.8.4. Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e com baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 2 módulos fotovoltaicos e 2 microinversores, com uma bateria *lithium-ion* de 10 kWh, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 150 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo K o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.46 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs									
Module	2	units	0.4	kWdc/unit	0.8	kWdc	219.55	\$/Unit	\$ 439.10
Inverter	2	units	0.3	kWac/unit	0.7	kWac	350.55	\$/Unit	\$ 701.10
							\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>
Balance of system equipment			0.00				0.00		\$ 0.00
Installation labor			150.00				0.00		\$ 150.00
Installer margin and overhead			0.00				0.00		\$ 0.00
Battery DC capacity	10.0	kWh	610.00	\$/kWh	5.1	kW	0.00	\$/kW	\$ 6,087.31
<b>Total Installed Cost</b>									
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.								<b>Total installed cost</b>	\$ 7,377.51
								<b>Total installed cost per capacity</b>	\$ 9.46/Wdc

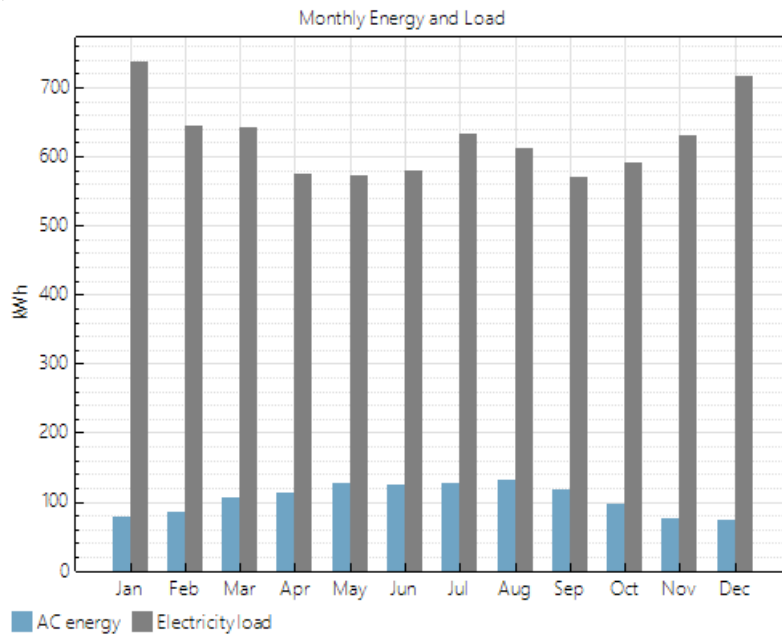
Figura 5.46 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN B com menos potência e com bateria.

Na Figura 5.47 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN B com menos potência e com baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	1,255 kWh
Capacity factor (year 1)	18.4%
Energy yield (year 1)	1,609 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Battery roundtrip efficiency	100.00%
Battery charge energy from system	NaN
Levelized COE (nominal)	49.53 ¢/kWh
Levelized COE (real)	39.54 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,360
Electricity bill with system (year 1)	\$1,156
Net savings with system (year 1)	\$204
Net present value	\$-3,489
Simple payback period	NaN
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$7,378
Equity	\$0
Debt	\$7,378

**Figura 5.47 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN B com menos potência e com bateria.**

A Figura 5.48 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com menos potência e com bateria, onde se constata que a energia produzida é muito inferior à carga elétrica em todos os meses do ano.



**Figura 5.48 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN B com menos potência e com bateria.**

Na Tabela 5.8 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

**Tabela 5.8 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN B com menos potência e com bateria.**

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<i>Jan</i>	77,4506	736,717	0	659,266
<i>Feb</i>	84,0361	643,599	0	559,563
<i>Mar</i>	106,965	643,044	0	536,079
<i>Apr</i>	112,932	574,261	0	461,329
<i>May</i>	127,314	572,549	0	445,235
<i>Jun</i>	124,051	578,8	0	454,749
<i>Jul</i>	126,047	632,066	0	506,019
<i>Aug</i>	131,339	611,268	0	479,929
<i>Sep</i>	117,273	569,6	0	452,327
<i>Oct</i>	96,6537	591,749	0	495,096
<i>Nov</i>	76,626	629,234	0	552,608
<i>Dec</i>	74,2274	717,112	0	642,885
<b>Anual</b>	<b>1254,915</b>	<b>7500</b>	<b>0</b>	<b>6245,085</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 17% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 83% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 204 €
- 4- Investimento necessário: 7.377,51 €

## **5.9. Cenários para Perfil de Consumo C – 5000 kWh**

Nesta secção são apresentados os 4 cenários para o Perfil BTN C para um consumo anual de 5000 kWh, com mais e menos potência de produção, e com ou sem baterias.

Para os custos do sistema dos vários cenários foi atribuído o valor de 219,55 € por cada módulo fotovoltaico e 350,55 € por cada microinversor. Estes valores dos materiais foram obtidos após consulta no mercado de Kits de Autoconsumo [101].

### **5.9.1. Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e sem baterias**

Para este cenário foi simulado o sistema com 7 módulos fotovoltaicos e 7 microinversores, sem baterias, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 500 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo L o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.49 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

**Direct Capital Costs**

Module	7 units	0.4 kWdc/unit	2.7 kWdc	150.57	\$/Unit	\$ 1,053.99
Inverter	7 units	0.3 kWac/unit	2.4 kWac	240.53	\$/Unit	\$ 1,683.71
				\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>
Balance of system equipment				0.00	0.00	\$ 0.00
Installation labor				500.00	0.00	\$ 500.00
Installer margin and overhead				0.00	0.00	\$ 0.00

**Total Installed Cost**

The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.

**Total installed cost** \$ 3,237.70

**Total installed cost per capacity** \$ 1.19/Wdc

Figura 5.49 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN C com mais potência e sem baterias.

Na Figura 5.50 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN C com mais potência e sem baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	4,381 kWh
Capacity factor (year 1)	18.3%
Energy yield (year 1)	1,604 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Levelized COE (nominal)	8.23 ¢/kWh
Levelized COE (real)	6.57 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$953
Electricity bill with system (year 1)	\$240
Net savings with system (year 1)	\$713
Net present value	\$4,805
Simple payback period	5.0 years
Discounted payback period	6.2 years
Net capital cost	\$3,238
Equity	\$0
Debt	\$3,238

Figura 5.50 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN C com mais potência e sem baterias.

A Figura 5.51 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com mais potência e sem baterias, onde se constata que a energia produzida é superior à carga elétrica em vários meses do ano, de Abril a Setembro.

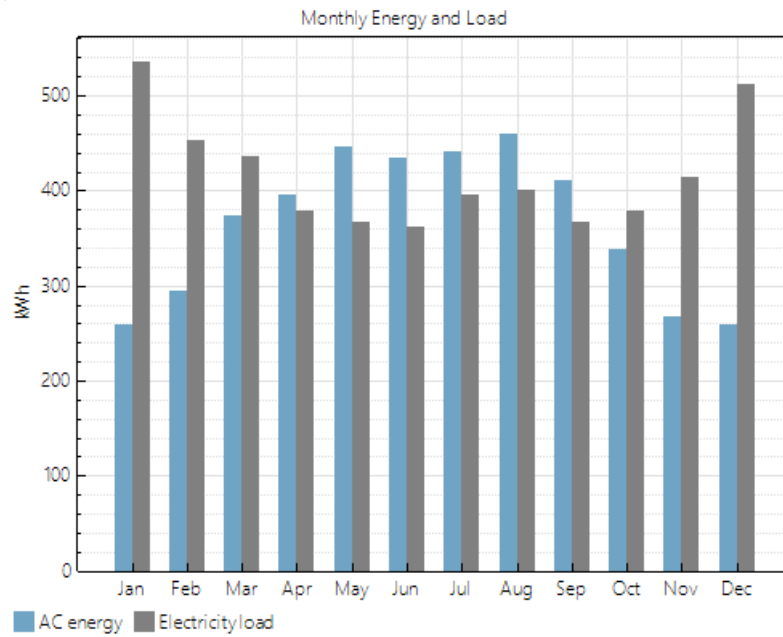


Figura 5.51 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com mais potência e sem baterias.

Na Tabela 5.9 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

Tabela 5.9 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN C com mais potência e sem baterias.

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	259,426	535,203	0	275,777
<b>Feb</b>	294,126	452,445	0	158,319
<b>Mar</b>	374,378	436,248	0	61,8694
<b>Apr</b>	395,263	379,226	16,0366	-16,0366
<b>May</b>	445,598	367,272	78,3262	-78,3262
<b>Jun</b>	434,177	362,068	72,1094	-72,1094
<b>Jul</b>	441,166	395,801	45,3644	-45,3644
<b>Aug</b>	459,688	400,7	58,9874	-58,9874
<b>Sep</b>	410,454	367,612	42,8425	-42,8425
<b>Oct</b>	338,288	377,963	0	-273,992
<b>Nov</b>	268,191	413,719	0	-128,464
<b>Dec</b>	259,796	511,743	0	123,483
<b>Annual</b>	<b>4380,551</b>	<b>5000</b>	<b>313,667</b>	<b>-96,674</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - existe um excesso de produção de 313 kWh (7% da energia produzida), sendo que 4066 kWh (93%) da energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 88% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 12% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 713 €
- 4- Investimento necessário: 3.237,70 €

#### 5.9.2. Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e sem baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 2 módulos fotovoltaicos e 2 microinversores, sem baterias, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 150 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo M o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.52 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs						
Module	<input type="text" value="2"/> units	<input type="text" value="0.4"/> kWdc/unit	<input type="text" value="0.8"/> kWdc	<input type="text" value="150.57"/>	<input type="text" value="\$/Unit"/>	<input type="text" value="\$ 301.14"/>
Inverter	<input type="text" value="2"/> units	<input type="text" value="0.3"/> kWac/unit	<input type="text" value="0.7"/> kWac	<input type="text" value="240.53"/>	<input type="text" value="\$/Unit"/>	<input type="text" value="\$ 481.06"/>
				\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>
Balance of system equipment	<input type="text" value="0.00"/>			<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>
Installation labor	<input type="text" value="150.00"/>			<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>
Installer margin and overhead	<input type="text" value="0.00"/>			<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>
<b>Total Installed Cost</b> The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.						
<b>Total installed cost</b>						<input type="text" value="\$ 932.20"/>
<b>Total installed cost per capacity</b>						<input type="text" value="\$ 1.20/Wdc"/>

Figura 5.52 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN C com menos potência e sem baterias.

Na Figura 5.53 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN C com menos potência e sem baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	1,252 kWh
Capacity factor (year 1)	18.3%
Energy yield (year 1)	1,604 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Levelized COE (nominal)	8.28 ¢/kWh
Levelized COE (real)	6.61 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$953
Electricity bill with system (year 1)	\$749
Net savings with system (year 1)	\$204
Net present value	\$1,368
Simple payback period	5.1 years
Discounted payback period	6.3 years
Net capital cost	\$932
Equity	\$0
Debt	\$932

**Figura 5.53 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN C com menos potência e sem baterias.**

A Figura 5.54 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com menos potência e sem baterias, onde se constata que a energia produzida é muito inferior à carga elétrica em todos os meses do ano.

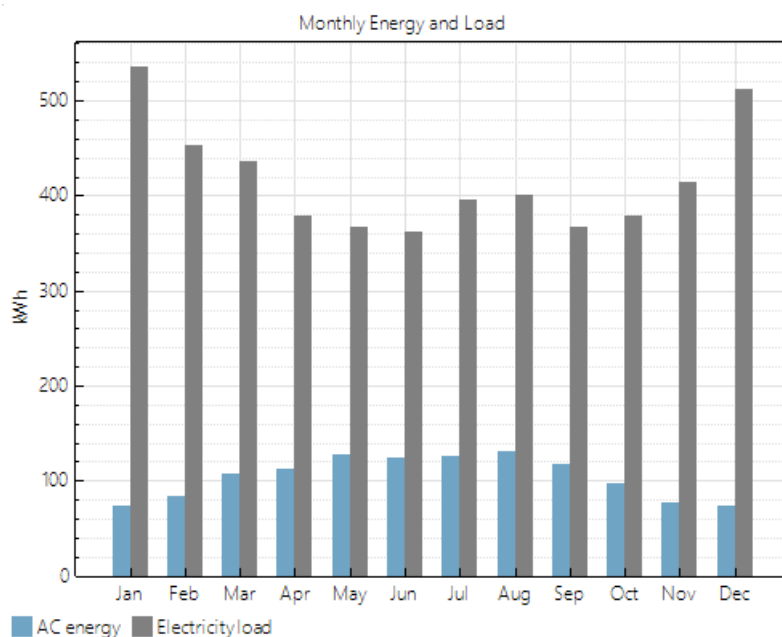


Figura 5.54 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com menos potência e sem baterias.

Na Tabela 5.10 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

Tabela 5.10 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN C com menos potência e sem baterias.

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<i>Jan</i>	74,1217	535,203	0	461,082
<i>Feb</i>	84,0361	452,445	0	368,409
<i>Mar</i>	106,965	436,248	0	329,283
<i>Apr</i>	112,932	379,226	0	266,294
<i>May</i>	127,314	367,272	0	239,958
<i>Jun</i>	124,051	362,068	0	238,017
<i>Jul</i>	126,047	395,801	0	269,754
<i>Aug</i>	131,339	400,7	0	269,361
<i>Sep</i>	117,273	367,612	0	250,339
<i>Oct</i>	96,6537	377,963	0	281,309
<i>Nov</i>	76,626	413,719	0	337,093
<i>Dec</i>	74,2274	511,743	0	437,515
<b>Anual</b>	<b>1251,586</b>	<b>5000</b>	<b>0</b>	<b>3748,414</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 25% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 75% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 204 €
- 4- Investimento necessário: 932,20 €

### 5.9.3. Cenário com mais potência de produção (2,7 kWdc) e com baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 7 módulos fotovoltaicos e 7 microinversores, com uma bateria *lithium-ion* de 10 kWh, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 500 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo N o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.55 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs								
Module	7	units	0.4	kWdc/unit	2.7	kWdc	150.57 \$/Unit = \$ 1,053.99	
Inverter	7	units	0.3	kWac/unit	2.4	kWac	240.53 \$/Unit = \$ 1,683.71	
				\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>		
Balance of system equipment			0.00		0.00	0.00	\$ 0.00	
Installation labor			500.00		0.00	0.00	\$ 500.00	
Installer margin and overhead			0.00		0.00	0.00	\$ 0.00	
Battery DC capacity	10.0	kWh	610.00	\$/kWh	5.1	kW	0.00 \$/kW = \$ 6,087.31	
<b>Total Installed Cost</b>								
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.							<b>Total installed cost</b>	\$ 9,325.01
							<b>Total installed cost per capacity</b>	\$ 3.42/Wdc

Figura 5.55 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN C com mais potência e com bateria.

Na Figura 5.56 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN C com mais potência e com bateria:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	4,270 kWh
Capacity factor (year 1)	17.9%
Energy yield (year 1)	1,564 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.83
Battery roundtrip efficiency	90.44%
Battery charge energy from system	100.0%
Levelized COE (nominal)	19.86 ¢/kWh
Levelized COE (real)	15.85 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$953
Electricity bill with system (year 1)	\$258
Net savings with system (year 1)	\$695
Net present value	\$15
Simple payback period	14.4 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$9,325
Equity	\$0
Debt	\$9,325

Figura 5.56 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN C com mais potência e com bateria.

A Figura 5.57 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com mais potência e com bateria, onde se constata que a energia produzida é superior à carga elétrica em vários meses do ano, de Abril a Setembro.

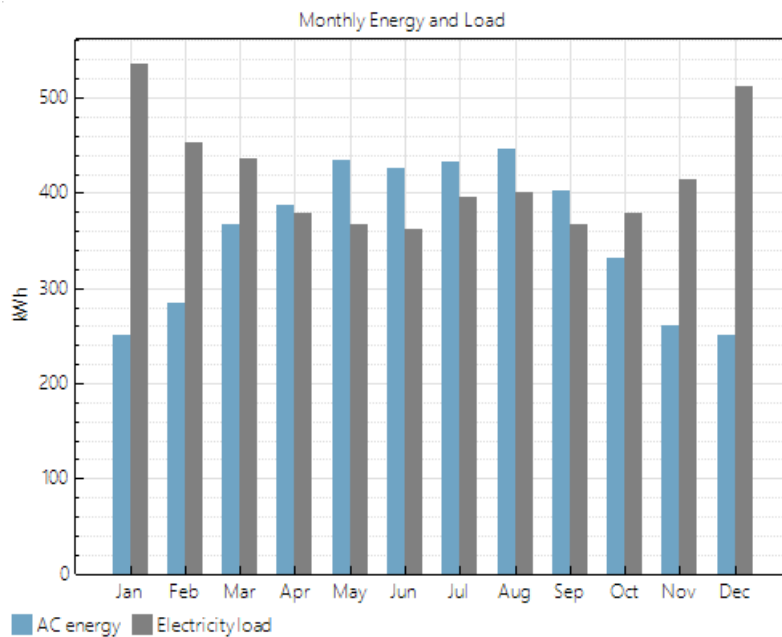


Figura 5.57 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com mais potência e com bateria.

Na Tabela 5.11 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

**Tabela 5.11 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN C com mais potência e com bateria.**

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	249,922	535,203	0	285,281
<b>Feb</b>	284,128	452,445	0	168,318
<b>Mar</b>	366,491	436,248	0	69,7571
<b>Apr</b>	386,636	379,226	7,41009	-7,41009
<b>May</b>	434,418	367,272	67,1455	-67,1455
<b>Jun</b>	426,124	362,068	64,0557	-64,0557
<b>Jul</b>	432,832	395,801	37,0305	-37,0305
<b>Aug</b>	446,105	400,7	45,4053	-45,4053
<b>Sep</b>	402,056	367,612	34,444	-34,444
<b>Oct</b>	331,05	377,963	0	-208,578
<b>Nov</b>	260,163	413,719	0	-55,0229
<b>Dec</b>	250,516	511,743	0	206,204
<b>Anual</b>	<b>4270,441</b>	<b>5000</b>	<b>255</b>	<b>210,468</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - existe um excesso de produção de 255 kWh (6% da energia produzida), sendo que 4015 kWh (94%) da energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 85% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 15% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 695 €
- 4- Investimento necessário: 9.325,01 €

#### 5.9.4. Cenário com menos potência de produção (0,8 kWdc) e com baterias

Para este cenário foi simulado o sistema com 2 módulos fotovoltaicos e 2 microinversores, com uma bateria *lithium-ion* de 10 kWh, para a carga elétrica anual indicada.

Em relação aos custos do sistema, neste cenário foi atribuído o valor de 150 € de mão de obra no campo “*Installation labor*”.

Encontra-se no Anexo O o relatório da simulação do SAM.

A Figura 5.58 mostra os custos do sistema introduzidos no SAM para este cenário:

Direct Capital Costs							
Module	2 units	0.4 kWdc/unit	0.8 kWdc	150.57	\$/Unit	\$ 301.14	
Inverter	2 units	0.3 kWac/unit	0.7 kWac	240.53	\$/Unit	\$ 481.06	
		\$	\$/Wdc		\$/m <sup>2</sup>		
Balance of system equipment		0.00	0.00		0.00	\$ 0.00	
Installation labor		150.00	0.00		0.00	\$ 150.00	
Installer margin and overhead		0.00	0.00		0.00	\$ 0.00	
Battery DC capacity	10.0 kWh	610.00 \$/kWh	5.1 kW	0.00 \$/kW		\$ 6,087.31	
<b>Total Installed Cost</b>							
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.						<b>Total installed cost</b>	\$ 7,019.51
						Total installed cost per capacity	\$ 9.00/Wdc

Figura 5.58 - Custos do sistema no SAM - Perfil BTN C com menos potência e com bateria.

Na Figura 5.59 são apresentados os resultados obtidos das métricas pela simulação no SAM para o Perfil BTN C com menos potência e com baterias:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	1,253 kWh
Capacity factor (year 1)	18.3%
Energy yield (year 1)	1,606 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.86
Battery roundtrip efficiency	93.22%
Battery charge energy from system	100.0%
Levelized COE (nominal)	47.29 ¢/kWh
Levelized COE (real)	37.75 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$953
Electricity bill with system (year 1)	\$749
Net savings with system (year 1)	\$204
Net present value	\$-3,222
Simple payback period	NaN
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$7,020
Equity	\$0
Debt	\$7,020

Figura 5.59 - Resultados das métricas no SAM - Perfil BTN C com menos potência e com bateria.

A Figura 5.60 exibe o gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com menos potência e com baterias, onde se constata que a energia produzida é muito inferior à carga elétrica em todos os meses do ano.

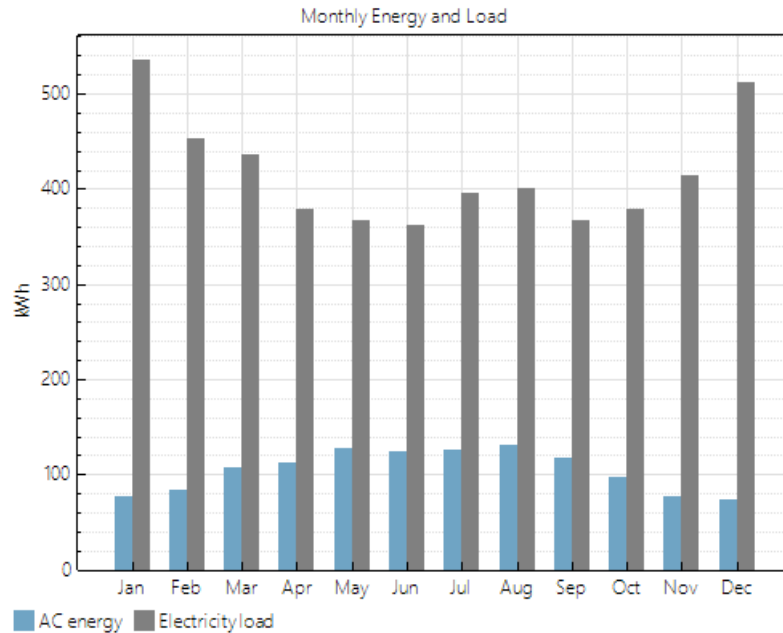


Figura 5.60 - Gráfico de comparação mensal entre a energia produzida e a carga elétrica no SAM - Perfil BTN C com menos potência e com bateria.

Na Tabela 5.12 são indicados os valores mensais da energia produzida, da carga elétrica, do excesso de energia produzida e da energia elétrica usada com o sistema, obtidos pela simulação no SAM para este cenário.

Tabela 5.12 - Valores mensais da energia produzida, carga elétrica, excesso de energia produzida e energia elétrica usada com o sistema – Perfil BTN C com menos potência e com bateria.

	<i>AC energy (kWh/mo)</i>	<i>Electricity load (kWh/mo)</i>	<i>Excess generation (kWh/mo)</i>	<i>Electricity use with system (kWh/mo)</i>
<b>Jan</b>	77,4492	535,203	0	457,754
<b>Feb</b>	84,0279	452,445	0	368,417
<b>Mar</b>	106,86	436,248	0	329,388
<b>Apr</b>	112,61	379,226	0	266,616
<b>May</b>	126,955	367,272	0	240,317
<b>Jun</b>	123,771	362,068	0	238,297
<b>Jul</b>	125,892	395,801	0	269,91
<b>Aug</b>	131,154	400,7	0	269,546
<b>Sep</b>	116,874	367,612	0	250,737
<b>Oct</b>	96,4208	377,963	0	281,542

<b>Nov</b>	76,626	413,719	0	337,093
<b>Dec</b>	74,2274	511,743	0	437,515
<b>Anual</b>	<b>1252,867</b>	<b>5000</b>	<b>0</b>	<b>3747,132</b>

Face ao exposto, relativamente aos seguintes critérios a avaliar para a instalação fotovoltaica a montar, verifica-se que:

- 1- Relação entre a energia autoconsumida e o excedente produzido:
  - não existe excesso de produção, toda a energia produzida é autoconsumida;
- 2- Relação entre geração fotovoltaica e o consumo anual:
  - 25% do consumo de energia elétrica é referente a energia autoconsumida, sendo os restantes 75% provenientes da rede;
- 3- Poupança anual obtida na fatura graças à instalação: 204 €
- 4- Investimento necessário: 7.019,51 €

## 5.10. Comparação dos cenários simulados

Perante os resultados obtidos nos cenários simulados no *software* SAM, foi possível quantificar a produção anual de energia fotovoltaica e os retornos financeiros de cada configuração.

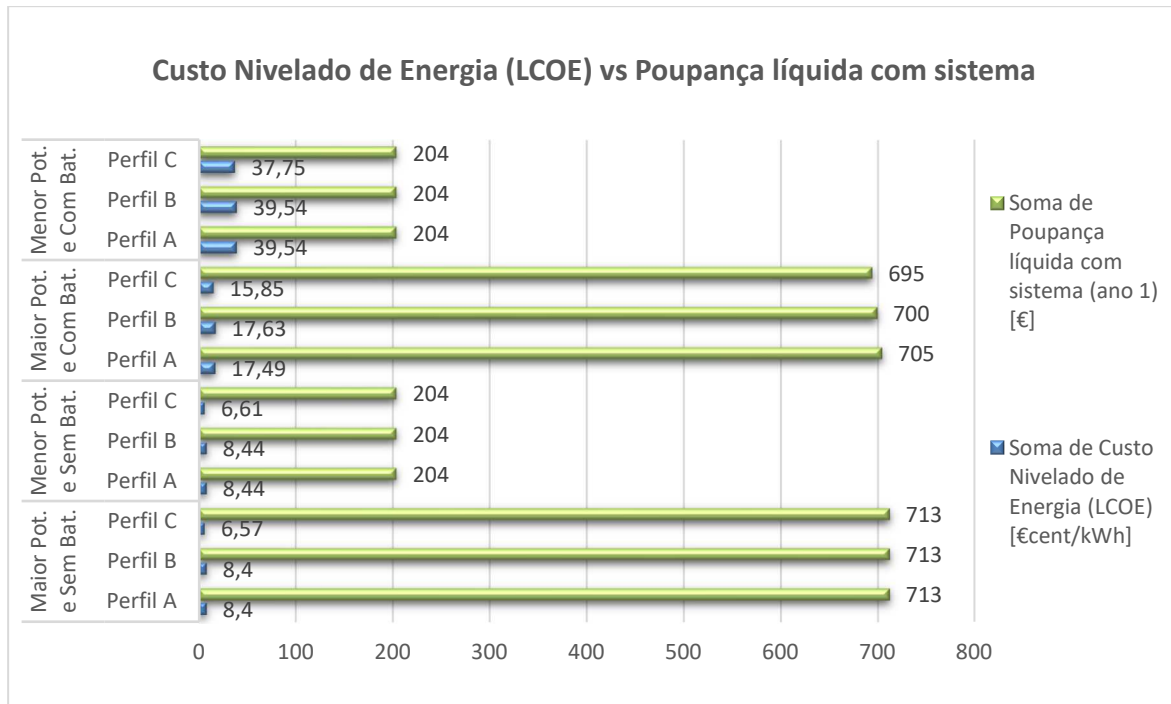
Na Tabela 5.13 são comparados de forma resumida os resultados da simulação computacional, com as variáveis de análise, para todos os casos observados nos subcapítulos anteriores.

Tabela 5.13 – Comparação dos cenários simulados.

Perfil de Consumo	Potência de produção [kW <sub>ac</sub> ]	Baterias	Factor de Capacidade (ano 1)	Rendimento Energético (ano 1) [kWh/kW]	Taxa de desempenho (ano 1)	Custo Nivelado de Energia (LCOE) [cent/kWh]	Poupança líquida com sistema (ano 1) [€]	Payback simples [anos]	Payback Descontado [anos]
A 9000 kWh	2,7	sem	18,3%	1,604	0,86	8,40	713	6,9	9,7
	0,8	sem	18,3%	1,604	0,86	8,44	204	7,0	9,8
	2,7	com	18,1%	1,586	0,85	17,49	705	16,0	NaN
	0,8	com	18,4%	1,609	0,86	39,54	204	NaN	NaN
B 7500 kWh	2,7	sem	18,3%	1,604	0,86	8,40	713	6,9	9,7
	0,8	sem	18,3%	1,604	0,86	8,44	204	7,0	9,8
	2,7	com	18,0%	1,575	0,84	17,63	700	16,1	NaN
	0,8	com	18,4%	1,609	0,86	39,54	204	NaN	NaN
C 5000 kWh	2,7	sem	18,3%	1,604	0,86	6,57	713	5,0	6,2
	0,8	sem	18,3%	1,604	0,86	6,61	204	5,1	6,3
	2,7	com	17,9%	1,564	0,83	15,85	695	14,4	NaN
	0,8	com	18,3%	1,606	0,86	37,75	204	NaN	NaN

Através dos dados expostos na Tabela 5.13, foram realizados gráficos em termos comparativos das variáveis, onde são notórias as diferenças das mesmas, bem como os retornos financeiros em cada cenário.

O gráfico da Figura 5.61 ilustra em termos comparativos o LCOE e a Poupança líquida com sistema.

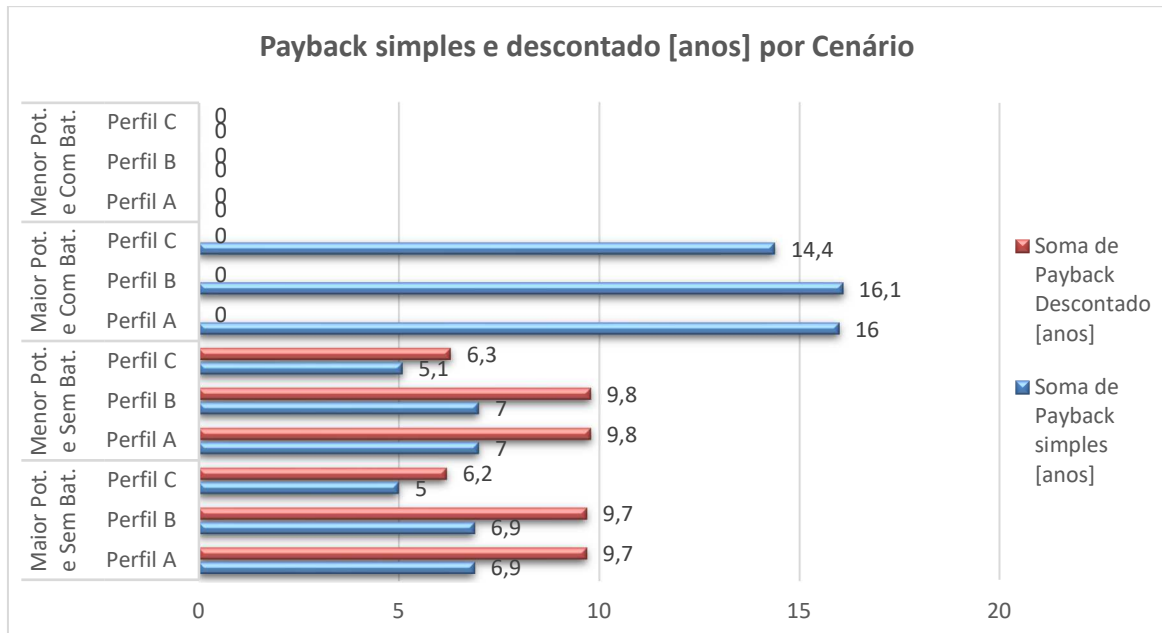


**Figura 5.61 - Gráfico comparativo do Custo Nivelado de Energia (LCOE) e Poupança líquida com sistema por cenário.**

Observando as colunas do LCOE para os vários cenários, verifica-se um grande aumento deste indicador com a introdução de baterias, sendo ainda mais evidente no cenário com menor potência de produção.

Em relação à Poupança líquida com sistema, é evidente o aumento da poupança nos cenários com maior potência de produção em detrimento dos de menor potência, e ainda que a introdução de bateria no sistema não gera uma maior poupança líquida, antes pelo contrário.

No gráfico da Figura 5.62 efetua-se a comparação entre o *Payback* simples e a *Payback* descontado.



**Figura 5.62 - Gráfico comparativo do Payback simples e descontado em anos por cenário.**

Analisando os cenários sem baterias, constata-se que o aumento da potência de produção de energia fotovoltaica não se traduz numa melhoria significativa do retorno do investimento, visto que na comparação do *payback* entre o cenário de menor e maior potência, para cada perfil de consumo, o número de anos no retorno do investimento é praticamente igual.

Observando este gráfico fica claro que a introdução de baterias no sistema resulta no aumento do número de anos no retorno do investimento, e que esse aumento se torna mais gritante quanto menor for a dimensão do sistema de produção fotovoltaica.



## 6. Conclusões

Com o decréscimo dos custos dos módulos fotovoltaicos e dos equipamentos necessários de empregar nesse tipo de aproveitamentos, as remunerações da energia elétrica vendida à rede com objetivo de rentabilizar os investimentos iniciais têm vindo a igualmente sofrer reduções graduais.

Tendo em conta a variabilidade dos preços, o trabalho efetuado privilegiou especificamente o autoconsumo em instalações residenciais, em detrimento da venda de energia à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Com o dimensionamento de UPAC como realizado ao longo deste estudo, a energia elétrica gerada possibilita não só o abastecimento das cargas necessárias na instalação, como também a possibilidade de armazenamento do excedente da energia que é gerada nos momentos em que a potência produzida é superior à da carga absorvida pela instalação.

É importante referir que o regime das UPAC com energia solar fotovoltaica é mais adequado para as instalações que dispõem de maiores consumos durante o período diurno, sendo que nos 3 perfis de consumo estudados também existem cargas significativas a funcionar em período noturno, podendo ser eventualmente aproveitada a energia acumulada na bateria para consumir neste período.

Deste modo, o principal objetivo consistiu em desenvolver os vários cenários de estudo relativos ao dimensionamento de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) em instalações residenciais, de acordo com a legislação em vigor, dando preferência à energia solar fotovoltaica, de forma a promover a redução do valor da fatura mensal e à redução da dependência energética da instalação. O dimensionamento indicado foi realizado com valores reais a fim de se equacionar a sua implementação. O conhecimento detalhado dos diagramas de carga foi fundamental para o dimensionamento dos vários cenários em estudo, sendo este um dos parâmetros mais importantes.

Após todas as simulações realizadas no *software* utilizado, *System Advisor Model* (SAM), e como era de certa forma esperado, conclui-se que o aumento da potência de produção através do aumento do número de painéis fotovoltaicos não significa obrigatoriamente obter melhores resultados em termos de retornos financeiros, e também foi possível concluir que

a inclusão da bateria nos cenários referidos não acrescentou mais-valia ao sistema de produção de energia, como ficou bem patente no *payback* obtido nos respetivos cenários.

Analisando todos os valores dos cenários simulados, conclui-se ainda que a implementação do sistema de painéis fotovoltaicos, quando adequadamente dimensionado, irá trazer benefícios à instalação residencial, levando a que esta reduza a fatura energética e os seus respetivos consumos energéticos. Por exemplo, nos cenários para o perfil de consumo C sem baterias foram obtidos *paybacks* simples de 5 anos, o que é obviamente interessante na ótica do proprietário da instalação.

Por fim, considero que o *software* utilizado, *System Advisor Model* (SAM), revelou-se uma ferramenta bastante útil na implementação de sistemas de geração de energia renovável para autoconsumo, visto ser fiável, objetivo, gratuito e de fácil utilização.

Em síntese, do ponto de vista do autoconsumo e autonomia, os resultados são melhores com a introdução de baterias, mas o sistema torna-se economicamente inviável, pelo que atualmente não é interessante a integração das mesmas. Com a previsão da descida dos preços das baterias, poderá ser equacionado futuramente. Logo, o sistema fotovoltaico sem armazenamento para instalações residenciais é a opção mais viável devido ao retorno do investimento ser mais célere e o custo de investimento ser inferior.

Idealmente, é importante dimensionar o sistema de produção fotovoltaica para determinar o ponto de equilíbrio onde o aumento da produção fotovoltaica instalada se reflita num balanço entre a maior poupança e a menor perda do excedente de energia à rede, obtendo-se uma otimização do sistema fotovoltaico pretendido.

## **6.1. Trabalhos Futuros**

Com a finalização deste trabalho e perspetivando o seu seguimento, menciono algumas sugestões para trabalhos futuros.

Com a expectativa da redução significativa do preço das baterias num futuro próximo, fará sentido efetuar novas simulações para avaliar o impacto do autoconsumo e autonomia, efetuando a avaliação económica da sua integração.

Tendo em conta o facto de estarem a surgir regularmente novos comercializadores que compram o excedente da energia produzida, poderá ser interessante efetuar novos estudos com simulações a considerar a venda da energia produzida em excesso.

O estudo poderá ser aperfeiçoado com a implementação de soluções de gestão das cargas, por exemplo, climatização e aquecimento de águas sanitárias (exemplo: bombas de calor).

A implementação de sistemas híbridos baseados na utilização de mais do que uma tecnologia para a produção de energia renovável (exemplo: energia eólica) poderá apresentar resultados atrativos para os consumidores residenciais, por se conseguir obter produção em períodos do dia mais alargados. A energia solar só permite produção diurna, enquanto a energia eólica poderá estar disponível em período diurno e noturno, dependendo do vento.

## Referências Bibliográficas

- [1] Wikipédia, “Selênio,” 2018. [Online]. Available: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Selênio>.
- [2] Wikipédia, “Alexandre Edmond Becquerel,” 2018. [Online]. Available: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Alexandre\\_Edmond\\_Becquerel](https://pt.wikipedia.org/wiki/Alexandre_Edmond_Becquerel).
- [3] Wikipédia, “Willoughby Smith,” 2018. [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Willoughby\\_Smith](https://en.wikipedia.org/wiki/Willoughby_Smith).
- [4] M. Brito e J. Serra, “Células solares para a produção de energia elétrica”, Departamento de Física da FCUL.
- [5] P. Himalaya, “Guia da Energia Solar”, “Conversão Fotovoltaica da Energia Solar”, Ciência Viva.
- [6] Wikipédia, “Vanguard 1,” [Online]. Available: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Vanguard\\_1](https://pt.wikipedia.org/wiki/Vanguard_1).
- [7] Wikipédia, “Explorer 6,” [Online]. Available: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Explorer\\_6](https://pt.wikipedia.org/wiki/Explorer_6).
- [8] Wikipédia, “Nimbus program,” [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Nimbus\\_program](https://en.wikipedia.org/wiki/Nimbus_program).
- [9] L. Neves, “Sistemas Eléctricos de Energia – SmartGrids,” 2017.
- [10] C. H. Antunes, “A evolução para as smart grids – tendências tecnológicas com enfoque na resposta da demanda,” INESC Coimbra, [Online]. Available: [https://www.uc.pt/efs/docs/seminario\\_setor\\_eletrico/CarlosHenggeler](https://www.uc.pt/efs/docs/seminario_setor_eletrico/CarlosHenggeler).
- [11] M. d. A. d. O. d. T. e. d. E. MAOTE, “Decreto-Lei n.º 68-A/2015. Diário da República, páginas 2206-(2) a 2206-(52),” 2015. [Online]. Available: <https://dre.pt/pesquisa/-/search/67123272/details/maximized>.
- [12] OE, “Gestão Ativa do Sistema e Flexibilidade: do desafio à oportunidade,” Ordem dos Engenheiros, 02 outubro 2019. [Online]. Available: <https://www.ordemengenheiros.pt/pt/agenda/gestao-ativa-do-sistema-e-flexibilidade-do-desafio-a-oportunidade/>.

- [13] A. Borbely, “Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium,” *CRC Press*, 2001.
- [14] IEA (International Energy Agency), “Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets,” *IEA/OECD, Paris*, 2002.
- [15] K. Manjunatha Sharma e KP Vittal, “A Heuristic Approach to Distributed Generation Source Allocation for Electrical Power Distribution Systems,” *Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering*, vol. 6, pp. 224-231, Dezembro 2010.
- [16] N. S. Rau e Y. H. Wan, “Optimum location of resources in distributed planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.
- [17] IEA (International Energy Agency), “Technology Roadmap: Smart Grids,” *OECD/IEA, Paris*, 2011.
- [18] T. Ackermann, G. Andersson e L. Soder, “Distributed generation: a definition,” *Electric Power System Research*, vol. 57, pp. 195-204, Dezembro 2001.
- [19] F. Gulli, “Distributed generation versus centralized supply: a social cost–benefit analysis.,” *Institute di Economia e Politica dell’Energia e dell’Ambiente (Iefe), Universita Bocconi, Milano*, Julho 2003.
- [20] A. L'Abbate, G. Fulli, F. Starr e S. D. Peteves, “Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration,” pp. 35-41, 2007.
- [21] CCBS Energia, “Células Fotovoltaicas”. [www.ccbs-energia.pt/formacao-tecnica/solar-fotovoltaico/celulas-fotovoltaicas](http://www.ccbs-energia.pt/formacao-tecnica/solar-fotovoltaico/celulas-fotovoltaicas).
- [22] J. L. D. Monaco, “The role of distributed generation in the critical electric power infrastructure,” *Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting IEEE*, vol. 1, pp. 144-145, Fevereiro 2001.
- [23] B. Lasseter, “Microgrids, distributed power generation,” *Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting IEEE*, vol. 1, pp. 146-149, 2001.
- [24] E-REDES, “Manual de Ligações à Rede Elétrica de Serviço Público - Guia técnico e logístico de boas práticas,” *10ª edição*, Outubro 2021.
- [25] Q. Y. Ali Ehsan, “Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques,” *College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China*, pp. 44-59, 15 Janeiro 2018.

- [26] P. Reis, “Como será o pagamento dos carregamentos rápidos para carros elétricos?,” *www.portal-energia.com/pagamento-carregamentos-rapidos-carros-eletricos/*, 30 Outubro 2018.
- [27] EDP Distribuição, “Projeto inovgrid - Ensaio Alargado,” 2014.
- [28] K.-H. Kim, Y.-J. Lee, S.-B. Rhee, S.-K. Lee e Seok-Ku You, “Dispersed Generator Placement using Fuzzy- GA in Distribution Systems,” *Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, pp. 1148-1153, Julho 2002.
- [29] C. Wang e M. Hashem Nehrir, “Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power System,” *IEEE Power Energy Society*, vol. 19, pp. 2068-2076, Novembro 2004.
- [30] N. Acharya, P. Mahat e N. Mithulanathan, “An analytical approach for DG allocation in primary distribution network,” *International Journal Electrical Power & Energy Syst.*, vol. 28, p. 669–746, Dezembro 2006.
- [31] J. A. M. García e A. J. G. Mena, “Optimal distributed generation location and size using a modified teaching–learning based optimization algorithm,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 50, p. 65–75, Setembro 2013.
- [32] M. H. Moradi, A. Zeinalzadeh, Y. Mohammadi e Mohammad Abedini, “An efficient hybrid method for solving the optimal sitting and sizing problem of DG and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54,, p. 101–111, Janeiro 2014.
- [33] C. L. Borges e Djalma M. Falcão, “Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, & voltage improvement,” *International Journal Electrical Power & Energy Syst.*, vol. 28, p. 413–420, Abril 2006.
- [34] M. Kalantari e Ahad Kazemi, “Placement of Distributed Generation unit and Capacitor Allocation in Distribution Systems using Genetic Algorithm,” *10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp. 1-5, Maio 2011.
- [35] F. Rotaru, G. Chicco, G. Grigoras e Gheorghe Cartina, “Two-stage distributed generation optimal sizing with clustering-based node selection,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 40, pp. 120-129, Setembro 2012.
- [36] P. Satpathy, D. Das e P. D. Gupta, “A novel fuzzy index for steady state voltage stability analysis and identification of critical busbars,” *Electric Power Systems Research*, vol. 63, pp. 127-140, Setembro 2002.

- [37] K. M. Sharma e K. P. Vittal, “A Heuristic Approach to Distributed Generation Source Allocation for Electrical Power Distribution Systems,” *Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering*, vol. 6, pp. 224-231, Dezembro 2010.
- [38] N. Roy, H. Pota e M. Hossain, “Reactive power management of distribution networks with wind generation for improving voltage stability,” *Renewable Energy*, vol. 58, pp. 85-94, Outubro 2013.
- [39] P. Kayal e C. Chanda, “Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement,” *International Journal of Electrical Power & Energy System*, vol. 53, pp. 795-809, Dezembro 2013.
- [40] M. Mohammadi e M. A. Nasab, “PSO Based Multiobjective Approach for Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation,” *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 2, pp. 832-837, Agosto 2011.
- [41] L. Arya, S. Choube e R. Arya, “Differential evolution applied for reliability optimization of radial distribution systems,” *International Journal of electrical power and energy system*, vol. 33, p. 271–277, Fevereiro 2011.
- [42] M. Basu, S. P. Das e G. K. Dubey, “Comparative evaluation of two models of UPQC for suitable interface to enhance power quality,” *International Journal of Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 821-830, Maio 2007.
- [43] “A. Moreno-Munoz, J.J.G. de-la-Rosa, M.A. Lopez-Rodriguez, J.M. Flores-Arias, F.J. Bellido-Outerino , M. Ruiz-de-Adana , “Improvement of power quality using distributed generation”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, pp. 10,” De 2010.
- [44] W. Al-Saedi, S. W. Lachowicz, D. Habibi e O. Bass, “Power quality enhancement in autonomous microgrid operation using Particle Swarm Optimization,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, pp. 139-149, Novembro 2012.
- [45] O. Ipinnimo, S. Chowdhury, S. Chowdhury e J. Mitra, “A review of voltage dip mitigation techniques with distributed generation in electricity networks,” *International Journal of Electric Power Systems Research*, vol. 103, pp. 28-36, Maio 2013.
- [46] E-REDES, “Perfis de Consumo,” E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A, [Online]. Available: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/perfis-de-consumo>. [Acedido em 2021].

- [47] IEA (International Energy Agency), “Energy Technologies for the 21st Century; Paris,” 1997.
- [48] M. Williams, “The Life Cycle of The Sun,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.universetoday.com/18847/life-of-the-sun/>.
- [49] G. Cleiton, “Energia Solar Fotovoltaica: como funciona?,” 10 junho 2019. [Online]. Available: <https://www.bigsun.com.br/energia-solar-fotovoltaica-como-funciona/>.
- [50] D.-G. d. E. e. G. DGEG, “Ministério do Ambiente,” DGEG, [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>.
- [51] P. Marques, Energia Solar - Recurso Solar - Radiação, 2017.
- [52] Focusolar, “Potencial Solar Brasileiro,” Revista Focusolar, [Online]. Available: <http://focusolar.com.br/potencial-solar-brasileiro/>.
- [53] Solargis, “Global Horizontal Irradiation,” Solargis, [Online]. Available: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>.
- [54] Electrónica-PT, “Instalação Sistemas Solares Fotovoltaicos,” Electrónica-PT, [Online]. Available: <https://www.electronica-pt.com/instalacao-sistema-fotovoltaico>.
- [55] GREENPRO, “Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação,” Instituto Superior Técnico, janeiro 2004. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>.
- [56] R. Neves, “Desenvolvimento de Modelos de Previsão de Produção de Centrais Solares Fotovoltaicas. Tese de mestrado,” 2010. [Online]. Available: <http://paginas.fe.up.pt/~ee02035/Tese.pdf>.
- [57] M. Pereira, “Estimativa da Produção de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edifícios. Tese de mestrado,” 2009. [Online]. Available: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/60231/1/000142416.pdf>.
- [58] Institute of Energy and Transport, “Photovoltaic Geographical Information System,” 2020. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [59] R. Castro, Uma Introdução às Energias Renováveis, IST Press, 1ª edição, 2011.
- [60] D. Ginley e D. Cahen, Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability, 2012.

- [61] U.S. Department of Energy, “The history of solar. Solar Energy Materials and Solar Cells, 93:1461–1470,” 2011. [Online]. Available: [https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar\\_timeline.pdf](https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf).
- [62] Ciência Viva, “Conversão Fotovoltaica da Energia Solar,” [Online]. Available: <http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2006/home/guia4.pdf>.
- [63] IEA (International Energy Agency), “PVPS report - Trends in Photovoltaic Applications,” 2019. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/02/5319-iea-pvps-report-2019-08-lr.pdf>.
- [64] Clean Technica, “China Overtakes Germany To Become World’s Leading Solar PV Country,” 2016. [Online]. Available: <http://cleantechnica.com/2016/01/22/china-overtakes-germany-become-worlds-leading-solar-pv-country/>.
- [65] REN21, “Renewables 2015 - Global Status Report. Relatório técnico,” [Online]. Available: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf).
- [66] Solar Power Europe, “Global Market Outlook for Solar Power 2019-2023,” [Online]. Available: [https://helapco.gr/wpcontent/uploads/Global\\_Market\\_Outlook\\_2019\\_2023\\_SolarPower\\_Europe.pdf](https://helapco.gr/wpcontent/uploads/Global_Market_Outlook_2019_2023_SolarPower_Europe.pdf).
- [67] D.-G. d. E. e. G. DGEG, “Renováveis - Estatísticas Rápidas nº 188,” DGEG, 07 2020. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/bbblbmb4/dgeg-arr-2020-07.pdf>.
- [68] Wikipédia, “Energia solar em Portugal,” Wikipédia, [Online]. Available: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Energia\\_solar\\_em\\_Portugal](https://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_solar_em_Portugal).
- [69] Portal das Energias Renováveis, “Solar - Estado em Portugal - Actualidade: Solar Térmico,” [Online]. Available: [http://energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID\\_conteudo=47&ID\\_area=8&ID\\_sub\\_area=27](http://energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27).
- [70] Diário de Notícias, “Portugal Um país com imensa energia,” maio 2012. [Online]. Available: <http://www.dn.pt/revistas/nm/interior/portugal-um-pais-com-imensa-energia-2546081.html>.
- [71] Dinheiro Vivo, “Portugal estreia 19 centrais solares em 2019 com um investimento de 350 milhões,” 10 Abril 2019. [Online]. Available: <https://www.dinheirovivo.pt/economia/portugal-estrela-19-centrais-solares-em-2019-com-um-investimento-de-350-milhoes/>.

- [72] Expresso, “Mértola recebe supercentral solar de 400 milhões de euros,” 26 dezembro 2019. [Online]. Available: <https://expresso.pt/dossies/diario/2019-12-26-Mertola-recebe-supercentral-solar-de-400-milhoes-de-euros-1>.
- [73] J. Bowlus, ““By adding solar, Portugal pushes all-in on renewables”,,” Energy Reporters, 7 outubro 2019. [Online]. Available: <https://www.energy-reporters.com/opinion/by-adding-solar-portugal-pushes-all-in-on-renewables>.
- [74] P. Marques, “Dimensionamento dos componentes dos sistemas fotovoltaicos - módulo V,” 2017. [Online].
- [75] C. Honsberg e S. Bowden, “Photovoltaic Education Network,” 2013. [Online]. Available: <http://www.pveducation.org/>.
- [76] R. Castro, “Introdução à Energia Fotovoltaica,” 2002. [Online]. Available: <https://document.onl/download/link/introducao-a-energia-fotovoltaica>.
- [77] P. Reis, “Como funcionam as células solares fotovoltaicas,” Portal Energia, 17 novembro 2015. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/como-funcionam-celulas-solares-componentes-operacoes/>.
- [78] Wikipédia, “Silício,” [Online]. Available: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Sil%C3%ADcio>.
- [79] M. Raia, “Energias Renováveis Fontes Alternativas de Energia, Energia Solar,” 2012. [Online]. Available: <https://slideplayer.com.br/slide/1753055/>.
- [80] A. V. Menezes, “Energia Solar Fotovoltaica, “Capítulo 2 – Modelagem matemática”,,” Universidade Federal do Tocantins, 2014. [Online]. Available: <https://alexvilarindo.files.wordpress.com/2014/01/parte-3-2-modelagem-matemc3a1tica.pdf>.
- [81] D. d. R. Jorge, “Ferramentas computacionais para apoio à manutenção de centrais fotovoltaicas. Tese de mestrado,” FEUP, 2015. [Online]. Available: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/79283/2/35369.pdf>.
- [82] F. Pereira, “Dimensionamento de um sistema FV autónomo para uma moradia unifamiliar.,” Renováveis Magazine, 15 setembro 2015. [Online]. Available: <http://www.renovaveismagazine.pt/PDF/renovaveis%20magazine%2013-projetorenovaveis.pdf>.
- [83] I. o. E. a. T. IET, “Photovoltaic Geographical Information System,” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

- [84] Livre Power Lda, “Autoconsumo - Esquemas de ligação,” [Online]. Available: <http://livre.pt/pt/551-esquemas-de-ligacao-esquemas-de-ligacao.html>.
- [85] Fronius, “Fronius Symo 15.0-3-M,” 2018. [Online]. Available: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-15-0-3-m>.
- [86] E. L. Garrido, “Baterias de acumuladores (secundárias),” 2018. [Online]. Available: [http://paginas.fe.up.pt/~ee03096/index\\_ficheiros/Page666.htm](http://paginas.fe.up.pt/~ee03096/index_ficheiros/Page666.htm).
- [87] F. A. d. S. Pereira e M. S. Oliveira, “Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica,” Publindústria Edições Técnicas, 2011. [Online]. Available: <https://www.passeidireto.com/arquivo/45518347/curso-tecnico-instalador-de-energia-solar-fotovoltaica-2-edicao>.
- [88] Victron Energy, “Gel and AGM batteries,” 2018. [Online]. Available: <https://www.victronenergy.com/batteries/gel-and-agm-batteries>.
- [89] Nautic Expo, “Bateria de ciclo profundo 12V íons de lítio,” 2018. [Online]. Available: <http://www.nauticexpo.com/pt/prod/smart-battery/product-61737-451077.html>.
- [90] Donauer, “Controlar e Poupar - Monitorização de Energia,” 2019. [Online]. Available: <http://www.d-solarsystems.com/#!monitorizacao-de-energia/ct27>.
- [91] Solar-Log, “For Private and Commercial PV Plants,” 2019. [Online]. Available: <https://www.solar-log.com/en/products-components/monitoring-solarlogTM/solar-log-1200/>.
- [92] E. R. d. S. E. ERSE, “Regulamento n.º 266/2020 - Aprova o Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica,” APREN, 20 março 2020. [Online]. Available: <https://www.apren.pt/contents/legislation/regulamento-no-266-2020-da-erse.pdf>. [Acedido em 2021].
- [93] D. d. R. E. DRE, “Decreto-Lei n.º 162/2019,” Presidência do Conselho de Ministros, 25 outubro 2019. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>. [Acedido em 2021].
- [94] D. d. R. E. DRE, “Decreto-Lei n.º 76/2019,” Presidência do Conselho de Ministros, 03 06 2019. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/76-2019-122476954>.
- [95] E-REDES, “Produtores - unidades de produção para autoconsumo,” E-REDES, 2020. [Online]. Available: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/unidades-de-producao-para-autoconsumo>. [Acedido em 01 03 2022].

- [96] D.-G. d. E. e. G. DGEG, “Renováveis - Estatísticas Rápidas nº 205,” 12 2021. [Online]. Available: [https://www.dgeg.gov.pt/media/5fjpfuk1/dgeg-arr-2021-12\\_v2.pdf](https://www.dgeg.gov.pt/media/5fjpfuk1/dgeg-arr-2021-12_v2.pdf).
- [97] N. R. E. L. NREL, “System Advisor Model (SAM),” NREL, [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/>. [Acedido em 2021].
- [98] T. H. A. J. W. N. T. H. Ossenbrink, “Photovoltaic Electricity Cost Maps,” European Commission. JRC Scientific and Policy Reports, Janeiro 2013. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/263481579\\_Photovoltaiic\\_Electricity\\_Cost\\_Maps](https://www.researchgate.net/publication/263481579_Photovoltaiic_Electricity_Cost_Maps).
- [99] K. Bódis, A. Jäger-Waldau, I. Kougias, N. G. Taylor e S. Szabó, “A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union,” ScienceDirect, Agosto 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119305179>.
- [100] N. R. E. L. NREL, “Weather Data,” System Advisor Model (SAM), [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/weather-data>. [Acedido em 2020].
- [101] SolarShop, “Kit Solar Autoconsumo,” [Online]. Available: <https://www.solarshop.pt/kit-solar-autoconsumo>. [Acedido em 2020].

# Anexos

## Anexo A – Ficha técnica do módulo, marca Jinko Solar, modelo JKM390M-72BL

www.jinkosolar.com

**Jinko Solar**  
Putting Your Trust in Solar

**Cheetah** **PERC**

**Cheetah HC 72M**  
**390-410 Watt**  
MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell

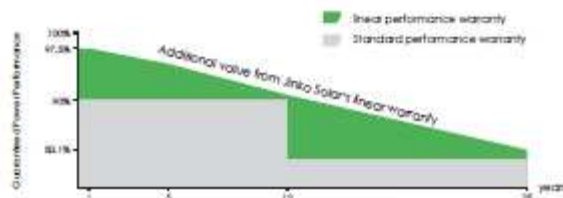



### KEY FEATURES

- 
**5 Busbar Solar Cell**  
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**High Efficiency**  
Higher module conversion efficiency (up to 20.38%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).
- 
**PID Resistance**  
Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.
- 
**Low-light Performance**  
Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.
- 
**Severe Weather Resilience**  
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability Against Extreme Environmental Conditions**  
High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

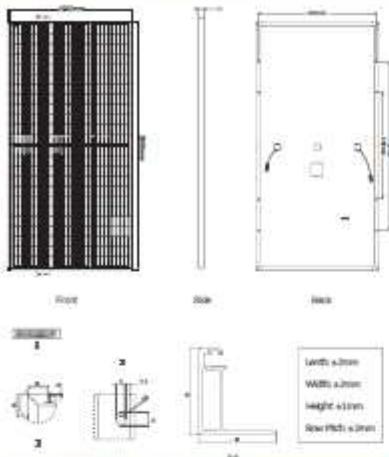
### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



- \* ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- \* IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

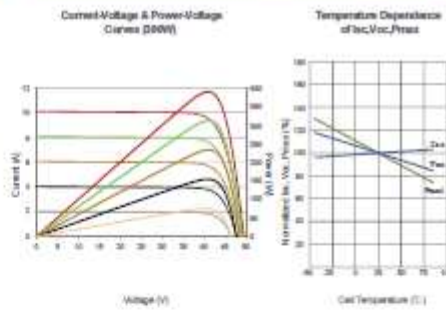
**Engineering Drawings**



**Packaging Configuration**

( Two pallets = One stack )  
 27pcs/pallet , 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

**Electrical Performance & Temperature Dependence**



**Mechanical Characteristics**

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
Roof Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV Lx4.0over*, (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

**SPECIFICATIONS**

Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H	
	JKM390M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM410M-72H-V					
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	295Wp	400Wp	302Wp	405Wp	305Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	38.1V	41.4V	38.2V	41.7V	38.8V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.80A	9.60A	7.95A	9.65A	7.72A	9.89A	7.75A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.35A	8.16A	10.46A	8.22A	10.62A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	18.38%		18.85%		18.89%		20.12%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+65°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN

**Anexo B – Ficha técnica do microinversor, marca Hoymiles, modelo HM-350N**


Open Energy For All



**Microinverter  
Datasheet**

---

HM-300N  
HM-350N  
HM-400N

**Description**

Hoymiles 1-in-1 microinverter, which can be connected to one panel and used in various applications, is one of the most flexible solar solutions. With the maximum DC voltage of 60 V, Hoymiles microinverter is a PV Rapid Shutdown Equipment and conforms with NEC-2017 and NEC-2020 Article 690.12 and CEC-2021 Sec 64-218.

All of the three models listed are equipped with reactive power control and are compliant with IEEE 1547, UL 1741 and CA Rule21.

---

**Features**

01

Easy installation, just plug and play

02

With Reactive Power Control, compliant with CA Rule 21

03

Compliant with U.S. NEC-2017&NEC-2020 690.12 rapid shutdown

04

External antenna for stronger communication with DTU

05

High reliability, NEMA 6 (IP67) enclosure, 6000 V surge protection

Region: North America - V02108  
© 2021 Hoymiles Power Electronics Inc. All rights reserved.

hoymiles.com  
sales@hoymiles.com

## Technical Specifications

Model	HM-300N		HM-350N		HM-400N	
<b>Input Data (DC)</b>						
Commonly used module power (W)	240 to 405+		280 to 470+		320 to 540+	
Maximum input voltage (V)			60			
MPPT voltage range (V)			16-60			
Start-up voltage (V)			22			
Maximum input current (A)	11.5		11.5		12.5	
<b>Output Data (AC)</b>						
Peak output power (VA)	300		350		400	
Maximum continuous output power (VA)	295		349		382	
Maximum continuous output current (A)	1.23	1.42	1.45	1.68	1.59	1.84
Nominal output voltage/range (V) <sup>1</sup>	240/211-264	208/183-228	240/211-264	208/183-228	240/211-264	208/183-228
Nominal frequency/range (Hz) <sup>1</sup>			60/55-65			
Power factor (adjustable)			>0.99 default 0.8 leading...0.8 lagging			
Total harmonic distortion			<3%			
Maximum units per branch <sup>2</sup>	13	11	11	9	10	8
<b>Efficiency</b>						
CEC peak efficiency			96.7%			
CEC weighted efficiency			96.5%			
Nominal MPPT efficiency			99.8%			
Nighttime power consumption(mW)			<50			
<b>Mechanical Data</b>						
Ambient temperature range (°C)			-40 to +65			
Dimensions (W x H x D mm)			182 x 164 x 29.5			
Weight (kg)			1.98			
Enclosure rating			Outdoor-NEMA 6 (IP67)			
Cooling			Natural convection - No fans			
<b>Features</b>						
Communication			2.4GHz Proprietary RF (Nordic)			
Monitoring			5-Miles Cloud <sup>3</sup>			
Warranty			Up to 25 years			
Compliance			UL 1741, IEEE 1547, UL 1741 SA (240 Vac), CA Rule 21 (240 Vac), CSA C22.2 No. 107.1-16, FCC Part 15B, FCC Part 15C Conforms with NEC-2017 and NEC-2020 Article 690.12 and CEC-2021 Sec. 64-218 Rapid Shutdown of PV Systems			
PV Rapid Shutdown						

\*1 Nominal voltage/frequency range can vary depending on local requirements.

\*2 Refer to local requirements for exact number of microinverters per branch.

\*3 Hoymiles Monitoring System.

Anexo C – Ficha técnica da bateria, marca LG Chem, modelo RESU-10



**Compact Size & Easy Installation**

The compact and lightweight nature of the RESU allows easier and faster installation.



**Proven Safety**

The safety of LG Chem's lithium-ion battery is proven in the automotive and ESS markets.





**Diverse Product Options**

The RESU series offers diverse product options ranging from 3.5kWh to 13.1kWh.







\* The ees Award is one of the most honorable awards presented annually at ees Europe, the largest exhibition for batteries and energy storage systems in Europe, with the purpose to pay tribute to pioneering products and solutions for energy storage system.

[www.lgessp@trn8.com](http://www.lgessp@trn8.com)



CHANGE YOUR ENERGY, CHARGE YOUR LIFE

### 48V




Models	RESU3.3	RESU6.5	RESU10	RESU13
Total Energy [kWh] <sup>1)</sup>	3.3	6.5	9.8	13.1
Usable Energy [kWh] <sup>2)</sup>	2.9	5.9	8.8	12.4
Capacity [Ah]	63	126	189	252
Nominal Voltage [V]	51.8			
Voltage Range [V]	42.0-58.8			
Max Power [kW]	3.0	4.2	5.0	5.0
Peak Power [kW] (for 3 sec.)	3.3	4.6	7.0	7.0 11.0 (Backup Mode)
Dimension [W x H x D, mm]	452 x 403 x 120	452 x 656 x 120	452 x 484 x 227	452 x 626 x 227
Weight [kg]	31	52	75	97
Enclosure Protection Rating	IP55			
Communication	CAN2.0B			
Certification	Cell	UL1642		
	Product	UL1973 / TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM		TUV(IEC62619)/CE/FCC/RCM

Compatible Inverter Brands : SMA, SolisX, Ingeteam, Redback, GoodWe, Sungrow, Victron Energy, Saielectronic - More brands to be added  
 1) Total Energy is measured at the initial stage of battery life under the condition as follows : Temperature 25°C.  
 2) Usable Energy is based on battery cell only.

RESU Plus is an expansion kit specially designed for 48V models of the RESU series. With RESU Plus, all 48V models can be cross-connected with each other.

- Dimension : 216 x 156 x 121 (W x H x D, mm)
- Number of Expandable Battery Units : Up to 28A
- IP55

### 400V

Models	RESU7H		RESU10H	
	Type-R	Type-C	Type-R	Type-C
Total Energy [kWh] <sup>1)</sup>	7.0		9.8	
Usable Energy [kWh] <sup>2)</sup>	5.6		5.3	
Capacity [Ah]	63		63	
Voltage Range [V]	350-450	430-550	350-450	430-550
Max Power [kW]	3.5		5.0	
Peak Power [kW]	5.0 (for 5 sec.)	5.0 (for 10 sec.)	7.0 (for 10 sec.)	
Dimension [W x H x D, mm]	744 x 692 x 206	744 x 907 x 206	744 x 907 x 206	744 x 907 x 206
Weight [kg]	75	87	97	99.8
Enclosure Protection Rating	IP55			
Communication	RS485	CAN2.0B	RS485	CAN2.0B
Certification	Cell	UL1642		
	Product	TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM	TUV (IEC 62619) / CE / RCM	UL1973 / TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM

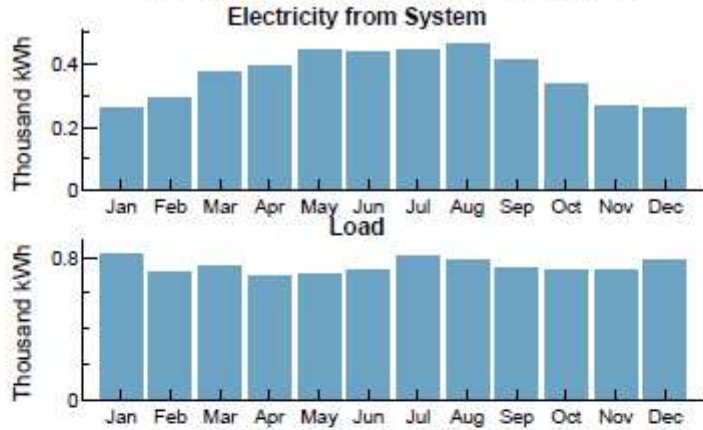
Compatible Inverter Brands : SMA, SolarEdge, Fronius, Huawei - More brands to be added  
 1) Total Energy is measured at the initial stage of battery life under the condition as follows : Temperature 25°C.  
 2) Usable Energy is based on battery cell only.

**Anexo D – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo A (9000 kWh), com mais potência de produção e sem bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic Residential	2.73 kW Nameplate \$1.64/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
Performance Model		Financial Model
<b>Modules</b>		<b>Project Costs</b>
Jinko Solar Co._ Ltd JKM390M-72BL		Total installed cost \$4,490
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value \$0
Module area	1.92 m <sup>2</sup>	<b>Analysis Parameters</b>
Module capacity	390.04 DC Watts	Project life 25 years
Quantity	7	Inflation rate 2.5%
Total capacity	2.73 DC kW	Real discount rate 6.4%
Total area	13 m <sup>2</sup>	<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>
<b>Inverters</b>		Debt fraction 100%
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Amount \$4,490
Unit capacity	349.500000 AC Watts	Term 25 years
Input voltage	33 - 48 VDC DC V	Rate 5%
Quantity	7	<b>Tax and Insurance Rates</b>
Total capacity	2.45 AC MW	Federal income tax 15 %/year
DC to AC Capacity Ratio	0.00	State income tax 7 %/year
AC losses (%)	1.00	Sales tax (% of indirect cost basis) 5%
<b>Array</b>		Insurance (% of installed cost) 0.5 %/year
Strings	7	Property tax (% of assessed val.) 0 %/year
Modules per string	1	<b>Incentives</b>
String Voc (DC V)	49.30	None
Tilt (deg from horizontal)	40.00	<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>
Azimuth (deg E of N)	180	Annual peak demand 1.8 kW
Tracking	no	Annual total demand 9,000 kWh
Backtracking	-	Generic Residential
Self shading	no	Fixed charge: \$11.601300/month
Rotation limit (deg)	-	Monthly excess with kWh rollover
Shading	no	Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh
Snow	no	<b>Results</b>
Soiling	yes	Nominal LCOE 10.5 cents/kWh
DC losses (%)	2.49	Net present value \$3,800
<b>Performance Adjustments</b>		Payback period 6.9 years
Availability/Curtailment	none	
Degradation	none	
Hourly or custom losses	none	
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.45	
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	121.00	
Net to inverter	4,590 DC kWh	
Net to grid	4,380 AC kWh	
Capacity factor	18.3	
Performance ratio	0.86	

Detailed Photovoltaic Residential      2.73 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.64/W Installed Cost      UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**



**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

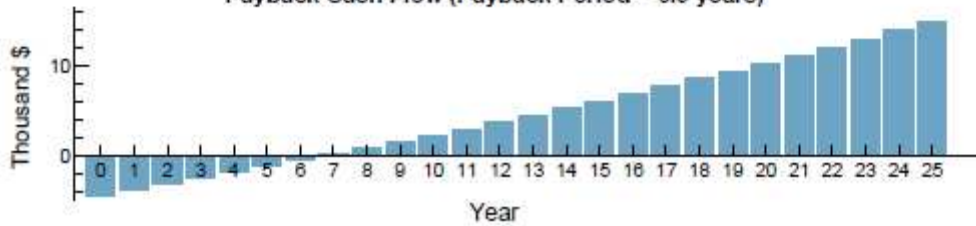
Month	Without System	With System	Savings
Jan	144	102	42
Feb	128	80	47
Mar	134	73	60
Apr	125	60	64
May	127	54	72
Jun	129	58	70
Jul	143	71	71
Aug	139	65	74
Sep	131	64	66
Oct	130	75	55
Nov	129	86	43
Dec	139	97	42
Annual	1,604	891	713

**NPV Approximation using Annuities**

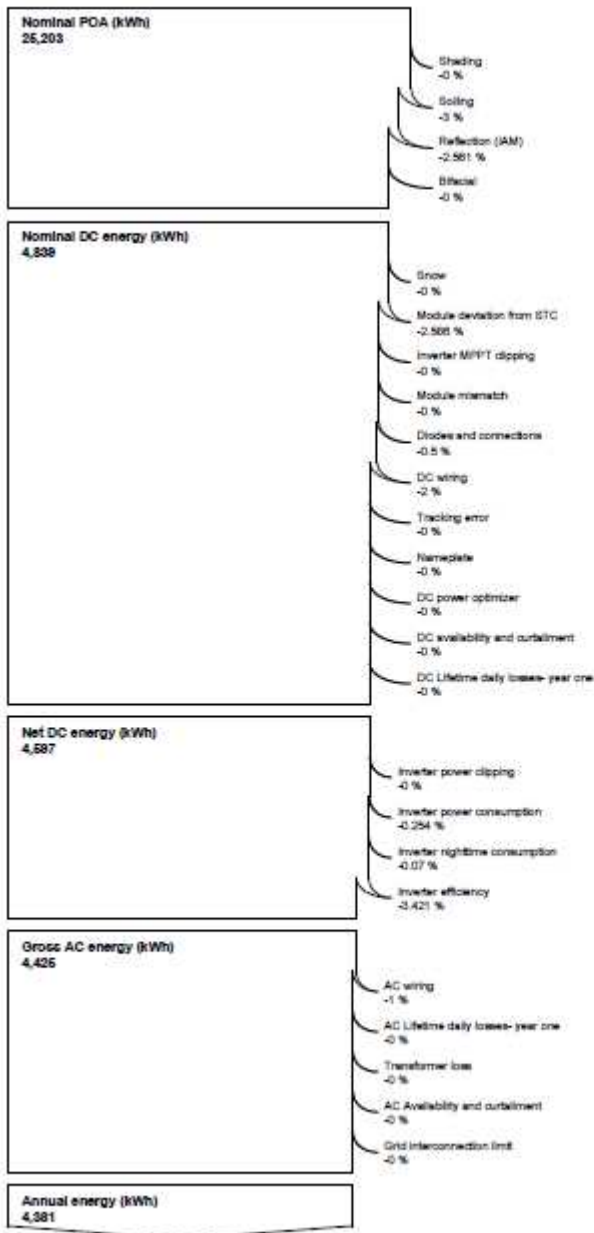
Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-400	\$300
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$800	\$3,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

**Payback Cash Flow (Payback Period = 6.9 years)**



Detailed Photovoltaic Residential      2.73 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.64W Installed Cost      UTC +0





**Anexo E – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo A (9000 kWh), com menos potência de produção e sem bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic Residential	0.78 kW Nameplate \$1.65/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
Performance Model		Financial Model
<b>Modules</b>		<b>Project Costs</b>
Jinko Solar Co_ Ltd JKM390M-72BL		Total installed cost \$1,290
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value \$0
Module area	1.92 m <sup>2</sup>	<b>Analysis Parameters</b>
Module capacity	390.04 DC Watts	Project life 25 years
Quantity	2	Inflation rate 2.5%
Total capacity	0.78 DC kW	Real discount rate 6.4%
Total area	3 m <sup>2</sup>	<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>
<b>Inverters</b>		Debt fraction 100%
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Amount \$1,290
Unit capacity	349.500000 AC Watts	Term 25 years
Input voltage	33 - 48 VDC DC V	Rate 5%
Quantity	2	<b>Tax and Insurance Rates</b>
Total capacity	699 AC kW	Federal income tax 15 %/year
DC to AC Capacity Ratio	0.00	State income tax 7 %/year
AC losses (%)	1.00	Sales tax (% of indirect cost basis) 5%
<b>Array</b>		Insurance (% of installed cost) 0.5 %/year
Strings	2	Property tax (% of assessed val.) 0 %/year
Modules per string	1	<b>Incentives</b>
String Voc (DC V)	49.30	None
Tilt (deg from horizontal)	40.00	<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>
Azimuth (deg E of N)	180	Annual peak demand 1.8 kW
Tracking	no	Annual total demand 9,000 kWh
Backtracking	-	Generic Residential
Self shading	no	Fixed charge: \$11.801300/month
Rotation limit (deg)	-	Monthly excess with kWh rollover
Shading	no	Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh
Snow	no	<b>Results</b>
Soiling	yes	Nominal LCOE 10.6 cents/kWh
DC losses (%)	2.49	Net present value \$1,000
<b>Performance Adjustments</b>		Payback period 7 years
Availability/Curtailment	none	
Degradation	none	
Hourly or custom losses	none	
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.45	
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	121.00	
Net to inverter	1,310 DC kWh	
Net to grid	1,250 AC kWh	
Capacity factor	18.3	
Performance ratio	0.86	

Detailed Photovoltaic Residential      0.78 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.65/W Installed Cost      UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**  
**Electricity from System**



**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

Month	Without System	With System	Savings
Jan	144	132	12
Feb	128	115	13
Mar	134	118	17
Apr	125	106	18
May	127	106	20
Jun	129	109	20
Jul	143	122	20
Aug	139	118	21
Sep	131	112	19
Oct	130	115	15
Nov	129	117	12
Dec	139	127	12
Annual	1,604	1,400	203

**NPV Approximation using Annuities**

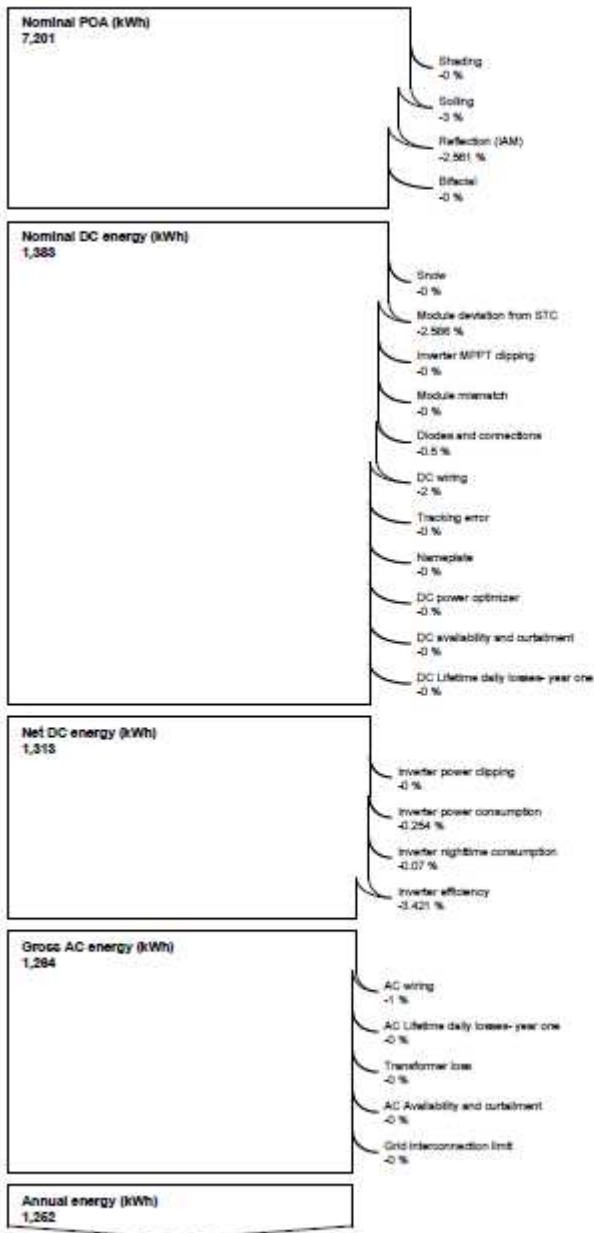
Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-100	\$100
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$200	\$1,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

**Payback Cash Flow (Payback Period = 7 years)**



Detailed Photovoltaic Residential      0.78 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.65/W Installed Cost      UTC +0





**Anexo F – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo A (9000 kWh), com mais potência de produção e com bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic - Battery Residential	2.73 kW Nameplate \$3.87/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
PV Performance Model		Battery Model
<b>Modules</b>		<b>Battery Specifications</b>
Jinko Solar Co._Ltd JKM390M-72BL		Battery capacity 9.98 kWh
Cell material Mono-c-Si		Battery chemistry Lithium ion
Module area 1.92 m <sup>2</sup>		Battery dispatch option Peak shaving
Module capacity 390.04 DC Watts		Minimum state of charge 0.15
Quantity 7		Maximum state of charge 0.95
Total capacity 2.73 DC kW		
Total area 13 m <sup>2</sup>		
<b>Inverters</b>		<b>Battery Charge and Discharge</b>
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Battery Capacity 9.98 kWh
Unit capacity 349.500000 AC Watts		Battery bank voltage 403.2 V
Input voltage 33 - 48 VDC DC V		Number of cells 1,232
Quantity 7		Cells in series 112
Total capacity 2.45 AC MW		Strings in parallel 11
DC to AC Capacity Ratio 0.00		Max discharge power (DC) 5.09 kW
AC losses (%) 1.00		Max charge power (DC) 5.09 kW
		Max discharge power (AC) 4.89 kW
		Max charge power (AC) 5.3 kW
		Max discharge current (A) 12.83 A
		Max charge current (A) 12.83 A
<b>Array</b>		<b>Battery Performance</b>
Strings 7		Roundtrip eff. (%) 91.33
Modules per string 1		Cycle conversion eff. (%) 91.33
String Voc (DC V) 49.30		Average cycle DoD 18.29
Tilt (deg from horizontal) 40.00		Number of cycles 8,073
Azimuth (deg E of N) 180		Year 1 energy charged 607.79 kWh
Tracking no		Year 1 charged from PV 607.79 kWh
Backtracking -		Year 1 charged from grid 0 kWh
Self shading no		Year 1 energy discharged 558.46 kWh
Rotation limit (deg) -		
Shading no		
Snow no		
Soiling yes		
DC losses (%) 2.49		
<b>Performance Adjustments</b>		
Availability/Curtailment none		
Degradation none		
Hourly or custom losses none		
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day 4.45		
POA kWh/m <sup>2</sup> /day 121.00		
Net to inverter 4,590 DC kWh		
Net to grid 4,330 AC kWh		
Capacity factor 18.1		
Performance ratio 0.85		

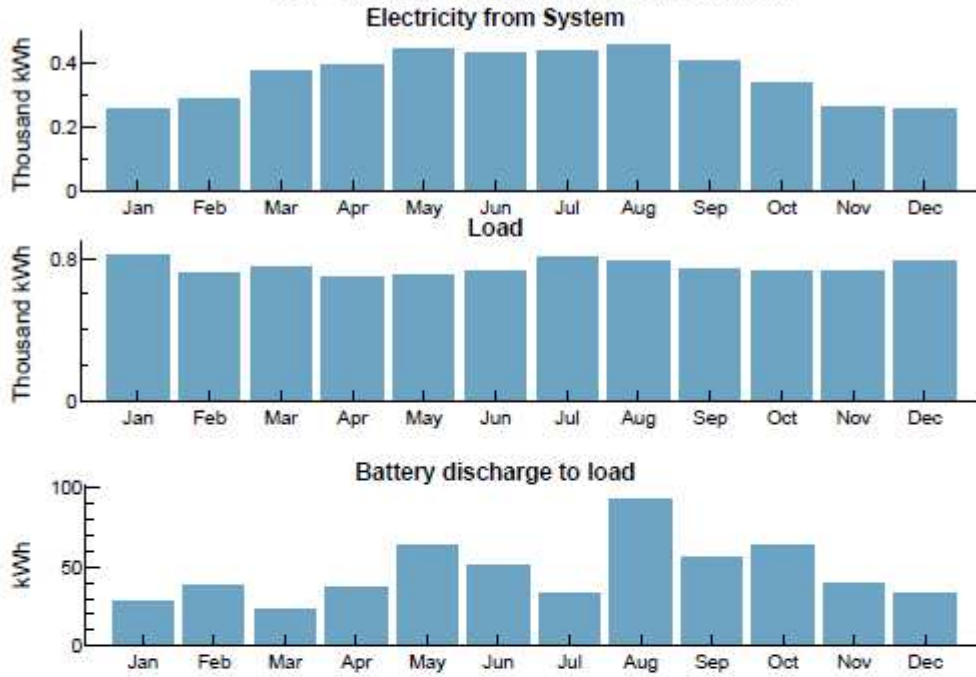
Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:25:45 2022

1 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 2.73 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$3.87/M Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**



No battery charge from grid



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:25:45 2022

2 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 2.73 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$3.87/W Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

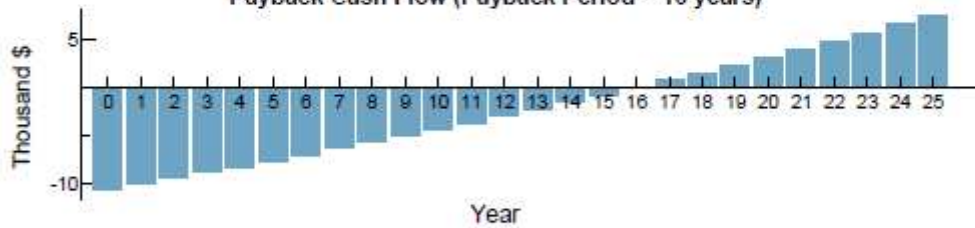
Month	Without System	With System	Savings
Jan	144	103	41
Feb	128	81	47
Mar	134	73	60
Apr	125	61	63
May	127	55	71
Jun	129	59	70
Jul	143	72	71
Aug	139	66	73
Sep	131	65	65
Oct	130	75	55
Nov	129	86	43
Dec	139	97	41
Annual	1,604	899	705

**NPV Approximation using Annuities**

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-900	\$-0
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$800	\$-0

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

**Payback Cash Flow (Payback Period = 16 years)**

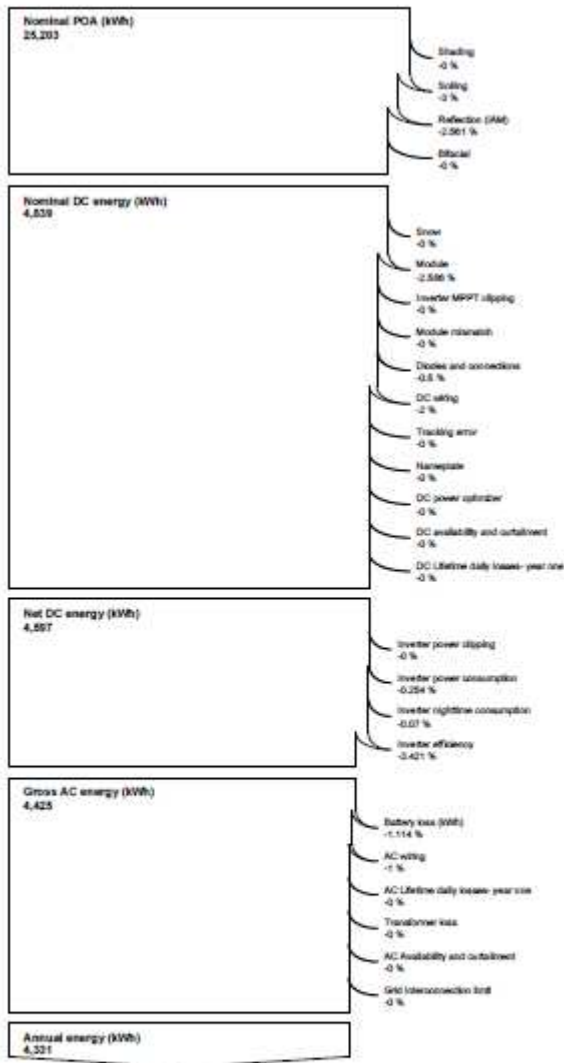


Detailed Photovoltaic - Battery    2.73 kW Nameplate                    39.83, -8.88  
 Residential                                \$3.87/W Installed Cost                    UTC +0

**Financial Model**

<b>Project Costs</b>	
Total installed cost	\$10,578
Salvage value	\$0
<b>Analysis Parameters</b>	
Project life	25 years
Inflation rate	2.5%
Real discount rate	6.4%
<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>	
Debt fraction	100%
Amount	\$10,578
Term	25 years
Rate	5%
<b>Tax and Insurance Rates</b>	
Federal income tax	15 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	5%
Insurance (% of installed cost)	0.5 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
<b>Incentives</b>	
None	
<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>	
Annual peak demand 1.8 kW	
Annual total demand 9,000 kWh	
Generic Residential	
Fixed charge: \$11.601300/month	
Monthly excess with kWh rollover	
Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh	
<b>Results</b>	
Nominal LCOE	21.9 cents/kWh
Net present value	\$-800
Payback period	16 years

Detailed Photovoltaic - Battery Residential 2.73 kW Nameplate \$3.87/W Installed Cost 39.83, -8.88 UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM.2020.11.29 on Sun Apr 10 19:25:46 2022

5 / 5



**Anexo G – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo A (9000 kWh), com menos potência de produção e com bateria**

**System Advisor Model Report**

Detailed Photovoltaic - Battery 0.78 kW Nameplate 39.83, -8.88  
Residential \$9.46/W Installed Cost UTC +0

PV Performance Model		Battery Model	
<b>Modules</b>		<b>Battery Specifications</b>	
Jinko Solar Co._ Ltd JKM390M-72BL		Battery capacity	9.98 kWh
Cell material	Mono-c-Si	Battery chemistry	Lithium ion
Module area	1.92 m <sup>2</sup>	Battery dispatch option	Peak shaving
Module capacity	390.04 DC Watts	Minimum state of charge	0.15
Quantity	2	Maximum state of charge	0.95
Total capacity	0.78 DC kW	<b>Battery Charge and Discharge</b>	
Total area	3 m <sup>2</sup>	Battery Capacity	9.98 kWh
<b>Inverters</b>		Battery bank voltage	403.2 V
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Number of cells	1,232
Unit capacity	349.500000 AC Watts	Cells in series	112
Input voltage	33 - 48 VDC DC V	Strings in parallel	11
Quantity	2	Max discharge power (DC)	5.09 kW
Total capacity	699 AC kW	Max charge power (DC)	5.09 kW
DC to AC Capacity Ratio	0.00	Max discharge power (AC)	4.89 kW
AC losses (%)	1.00	Max charge power (AC)	5.3 kW
<b>Array</b>		Max discharge current (A)	12.63 A
Strings	2	Max charge current (A)	12.63 A
Modules per string	1	<b>Battery Performance</b>	
String Voc (DC V)	49.30	Roundtrip eff. (%)	100
Tilt (deg from horizontal)	40.00	Cycle conversion eff. (%)	100
Azimuth (deg E of N)	180	Average cycle DoD	0
Tracking	no	Number of cycles	0
Backtracking	-	Year 1 energy charged	0 kWh
Self shading	no	Year 1 charged from PV	0 kWh
Rotation limit (deg)	-	Year 1 charged from grid	0 kWh
Shading	no	Year 1 energy discharged	3.33 kWh
Snow	no		
Soiling	yes		
DC losses (%)	2.49		
<b>Performance Adjustments</b>			
Availability/Curtailment	none		
Degradation	none		
Hourly or custom losses	none		
<b>Annual Results (in Year 1)</b>			
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.45		
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	121.00		
Net to inverter	1,310 DC kWh		
Net to grid	1,250 AC kWh		
Capacity factor	18.4		
Performance ratio	0.86		

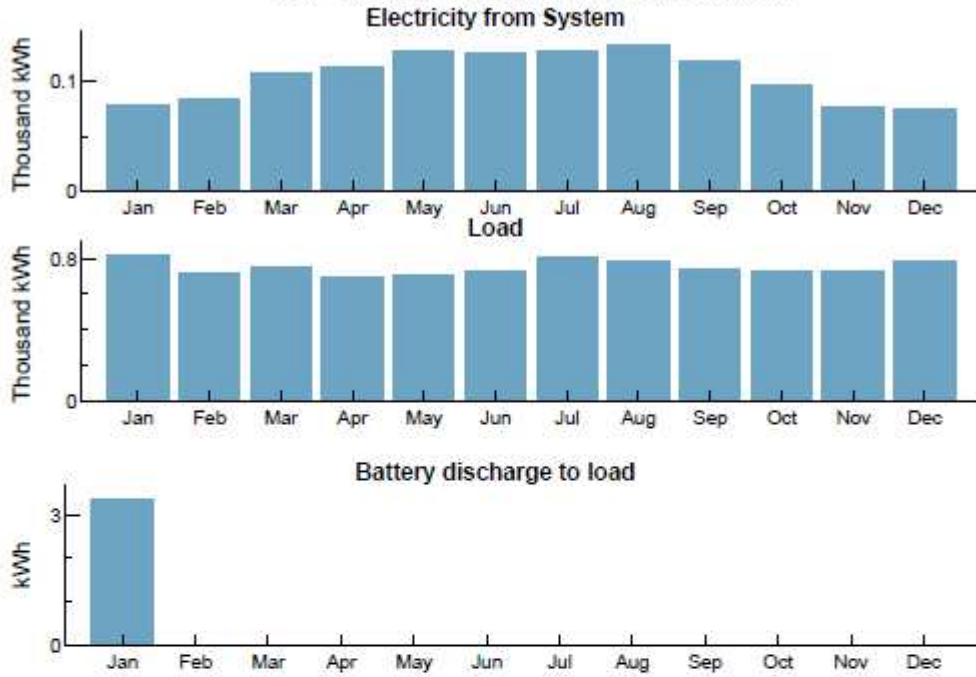
Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:28:28 2022

1 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 0.78 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$9.46/W Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**



No battery charge from grid

No battery charge from system

Detailed Photovoltaic - Battery 0.78 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$9.46/W Installed Cost UTC +0

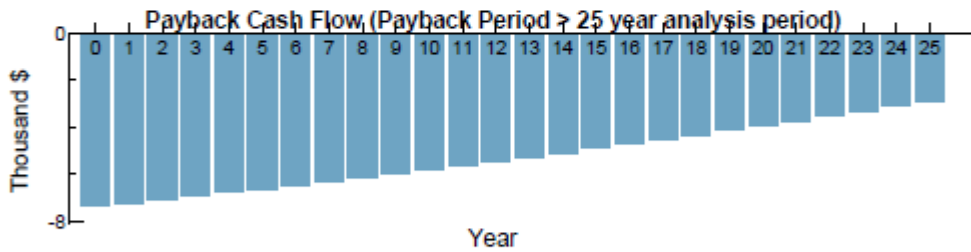
**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

Month	Without System	With System	Savings
Jan	144	131	12
Feb	128	115	13
Mar	134	118	17
Apr	125	106	18
May	127	106	20
Jun	129	109	20
Jul	143	122	20
Aug	139	118	21
Sep	131	112	19
Oct	130	115	15
Nov	129	117	12
Dec	139	127	12
Annual	1,604	1,400	204

**NPV Approximation using Annuities**

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-500	\$-300
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$200	\$-3,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

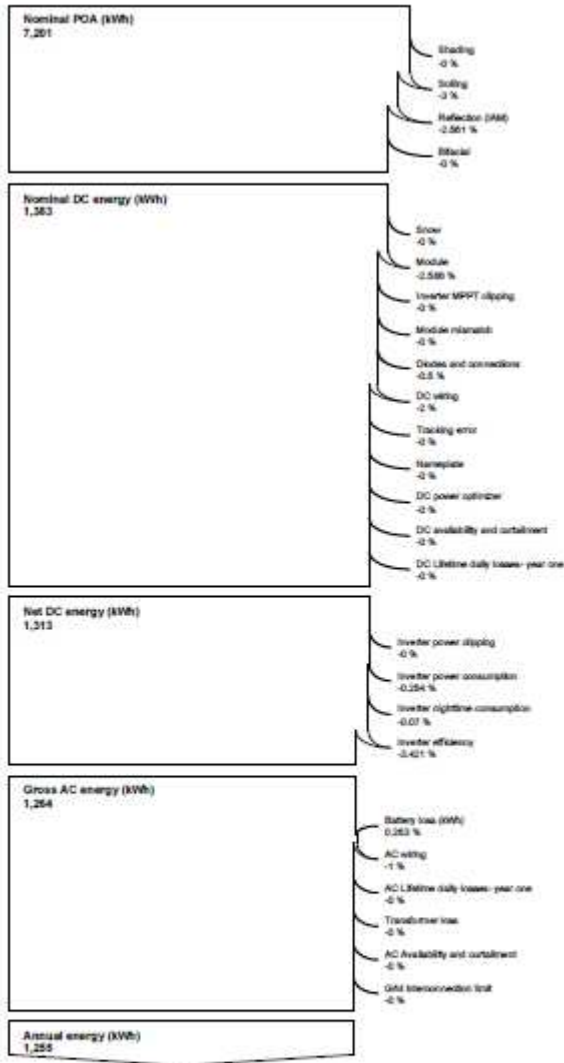


Detailed Photovoltaic - Battery    0.78 kW Nameplate                    39.83, -8.88  
 Residential                                \$9.46/W Installed Cost                    UTC +0

**Financial Model**

<b>Project Costs</b>	
Total installed cost	\$7,377
Salvage value	\$0
<b>Analysis Parameters</b>	
Project life	25 years
Inflation rate	2.5%
Real discount rate	6.4%
<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>	
Debt fraction	100%
Amount	\$7,377
Term	25 years
Rate	5%
<b>Tax and Insurance Rates</b>	
Federal income tax	15 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	5%
Insurance (% of installed cost)	0.5 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
<b>Incentives</b>	
None	
<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>	
Annual peak demand 1.8 kW	
Annual total demand 9,000 kWh	
Generic Residential	
Fixed charge: \$11.601300/month	
Monthly excess with kWh rollover	
Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh	
<b>Results</b>	
Nominal LCOE	49.5 cents/kWh
Net present value	-\$3,400
Payback period	> 25 years

Detailed Photovoltaic - Battery Residential      0.78 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$9.46/W Installed Cost      UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:26:27 2022

5 / 6

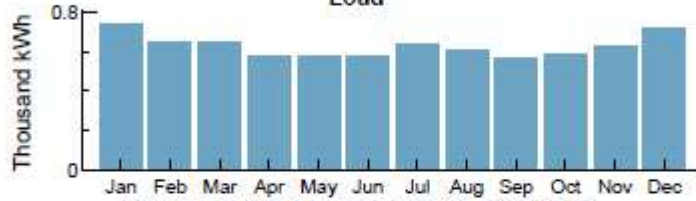


**Anexo H – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo B (7500 kWh), com mais potência de produção e sem bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic Residential	2.73 kW Nameplate \$1.64/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
Performance Model		Financial Model
<b>Modules</b>		<b>Project Costs</b>
Jinko Solar Co_ Ltd JKM390M-72BL		Total installed cost \$4,490
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value \$0
Module area	1.92 m <sup>2</sup>	<b>Analysis Parameters</b>
Module capacity	390.04 DC Watts	Project life 25 years
Quantity	7	Inflation rate 2.5%
Total capacity	2.73 DC kW	Real discount rate 6.4%
Total area	13 m <sup>2</sup>	<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>
<b>Inverters</b>		Debt fraction 100%
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Amount \$4,490
Unit capacity	349.500000 AC Watts	Term 25 years
Input voltage	33 - 48 VDC DC V	Rate 5%
Quantity	7	<b>Tax and Insurance Rates</b>
Total capacity	2.45 AC MW	Federal income tax 15 %/year
DC to AC Capacity Ratio	0.00	State income tax 7 %/year
AC losses (%)	1.00	Sales tax (% of indirect cost basis) 5%
<b>Array</b>		Insurance (% of installed cost) 0.5 %/year
Strings	7	Property tax (% of assessed val.) 0 %/year
Modules per string	1	<b>Incentives</b>
String Voc (DC V)	49.30	None
Tilt (deg from horizontal)	40.00	<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>
Azimuth (deg E of N)	180	Annual peak demand 1.3 kW
Tracking	no	Annual total demand 7,500 kWh
Backtracking	-	Generic Residential
Self shading	no	Fixed charge: \$11.801300/month
Rotation limit (deg)	-	Monthly excess with kWh rollover
Shading	no	Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh
Snow	no	<b>Results</b>
Soiling	yes	Nominal LCOE 10.5 cents/kWh
DC losses (%)	2.49	Net present value \$3,800
<b>Performance Adjustments</b>		Payback period 6.9 years
Availability/Curtailment	none	
Degradation	none	
Hourly or custom losses	none	
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.45	
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	121.00	
Net to inverter	4,590 DC kWh	
Net to grid	4,380 AC kWh	
Capacity factor	18.3	
Performance ratio	0.86	

Detailed Photovoltaic Residential      2.73 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.64/W Installed Cost      UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**  
**Electricity from System**



**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

Month	Without System	With System	Savings
Jan	131	89	42
Feb	116	68	47
Mar	116	55	60
Apr	105	40	64
May	104	32	72
Jun	105	35	70
Jul	114	42	71
Aug	111	36	74
Sep	104	37	66
Oct	107	52	55
Nov	114	70	43
Dec	128	88	42
Annual	1,360	647	713

**NPV Approximation using Annuities**

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-400	\$300
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$800	\$3,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

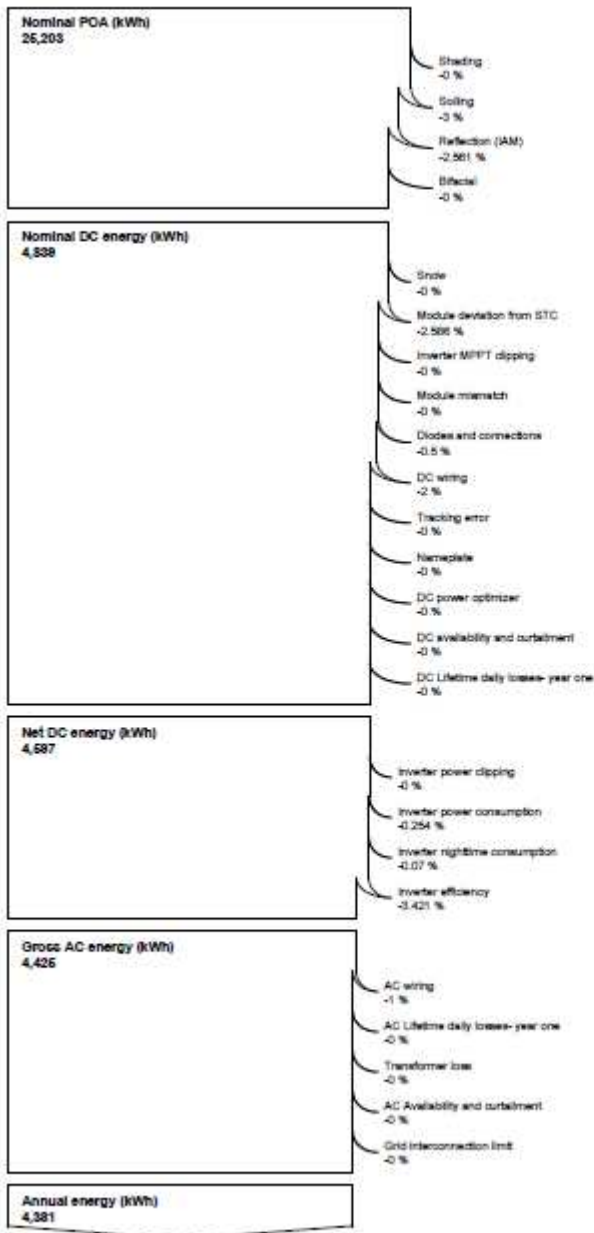
**Payback Cash Flow (Payback Period = 6.9 years)**



Detailed Photovoltaic Residential

2.73 kW Nameplate  
\$1.64/W Installed Cost

39.83, -8.88  
UTC +0



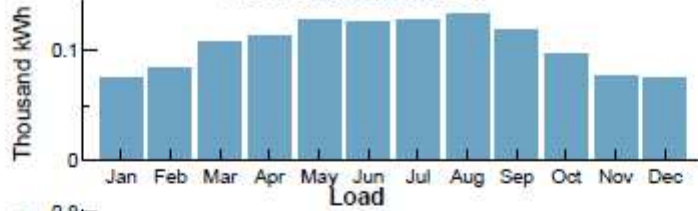


**Anexo I – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo B (7500 kWh), com menos potência de produção e sem bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic Residential	0.78 kW Nameplate \$1.65/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
Performance Model		Financial Model
<b>Modules</b>		<b>Project Costs</b>
Jinko Solar Co_ Ltd JKM390M-72BL		Total installed cost \$1,290
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value \$0
Module area	1.92 m <sup>2</sup>	<b>Analysis Parameters</b>
Module capacity	390.04 DC Watts	Project life 25 years
Quantity	2	Inflation rate 2.5%
Total capacity	0.78 DC kW	Real discount rate 6.4%
Total area	3 m <sup>2</sup>	<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>
<b>Inverters</b>		Debt fraction 100%
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Amount \$1,290
Unit capacity	349.500000 AC Watts	Term 25 years
Input voltage	33 - 48 VDC DC V	Rate 5%
Quantity	2	<b>Tax and Insurance Rates</b>
Total capacity	699 AC kW	Federal income tax 15 %/year
DC to AC Capacity Ratio	0.00	State income tax 7 %/year
AC losses (%)	1.00	Sales tax (% of indirect cost basis) 5%
<b>Array</b>		Insurance (% of installed cost) 0.5 %/year
Strings	2	Property tax (% of assessed val.) 0 %/year
Modules per string	1	<b>Incentives</b>
String Voc (DC V)	49.30	None
Tilt (deg from horizontal)	40.00	<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>
Azimuth (deg E of N)	180	Annual peak demand 1.3 kW
Tracking	no	Annual total demand 7,500 kWh
Backtracking	-	Generic Residential
Self shading	no	Fixed charge: \$11.801300/month
Rotation limit (deg)	-	Monthly excess with kWh rollover
Shading	no	Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh
Snow	no	<b>Results</b>
Soiling	yes	Nominal LCOE 10.6 cents/kWh
DC losses (%)	2.49	Net present value \$1,000
<b>Performance Adjustments</b>		Payback period 7 years
Availability/Curtailment	none	
Degradation	none	
Hourly or custom losses	none	
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.45	
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	121.00	
Net to inverter	1,310 DC kWh	
Net to grid	1,250 AC kWh	
Capacity factor	18.3	
Performance ratio	0.86	

Detailed Photovoltaic Residential      0.78 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.65/W Installed Cost      UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**  
**Electricity from System**



**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

Month	Without System	With System	Savings
Jan	131	119	12
Feb	116	102	13
Mar	116	98	17
Apr	105	86	18
May	104	84	20
Jun	105	85	20
Jul	114	93	20
Aug	111	89	21
Sep	104	85	19
Oct	107	92	15
Nov	114	101	12
Dec	128	116	12
Annual	1,360	1,156	203

**NPV Approximation using Annuities**

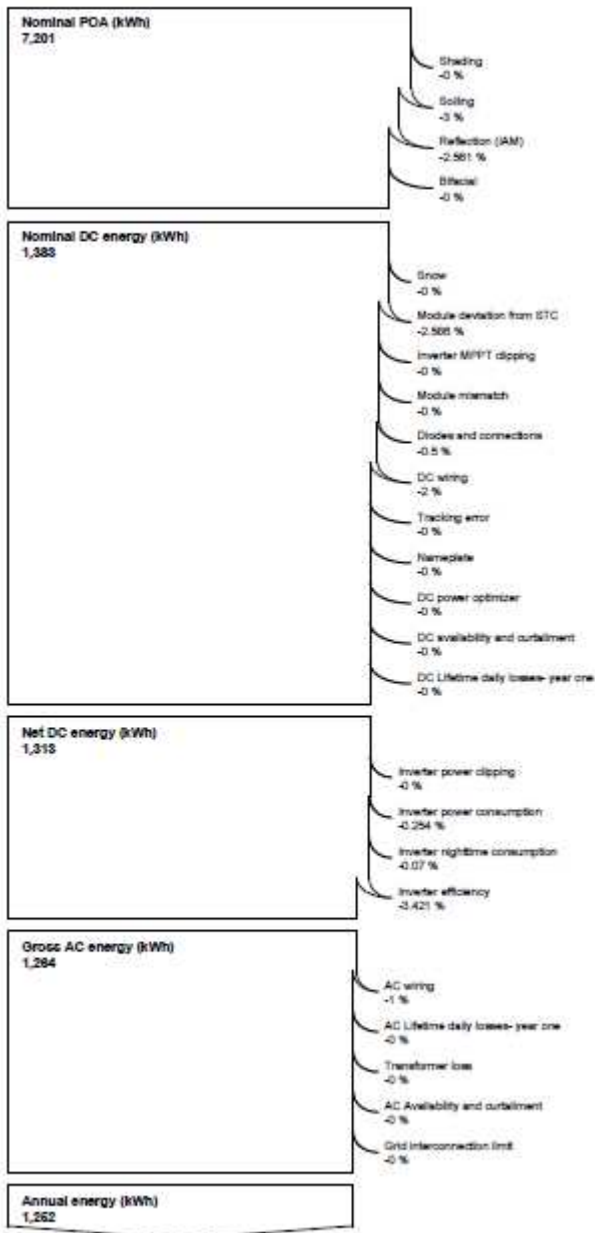
Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-100	\$100
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$200	\$1,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

**Payback Cash Flow (Payback Period = 7 years)**



Detailed Photovoltaic Residential      0.78 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.65/W Installed Cost      UTC +0





**Anexo J** – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo B (7500 kWh), com mais potência de produção e com bateria

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic - Battery Residential	2.73 kW Nameplate \$3.87/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
PV Performance Model		Battery Model
<b>Modules</b>		<b>Battery Specifications</b>
Jinko Solar Co._Ltd JKM390M-72BL		Battery capacity 9.98 kWh
Cell material Mono-c-Si		Battery chemistry Lithium ion
Module area 1.92 m <sup>2</sup>		Battery dispatch option Peak shaving
Module capacity 390.04 DC Watts		Minimum state of charge 0.15
Quantity 7		Maximum state of charge 0.95
Total capacity 2.73 DC kW		
Total area 13 m <sup>2</sup>		
<b>Inverters</b>		<b>Battery Charge and Discharge</b>
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Battery Capacity 9.98 kWh
Unit capacity 349.500000 AC Watts		Battery bank voltage 403.2 V
Input voltage 33 - 48 VDC DC V		Number of cells 1,232
Quantity 7		Cells in series 112
Total capacity 2.45 AC MW		Strings in parallel 11
DC to AC Capacity Ratio 0.00		Max discharge power (DC) 5.09 kW
AC losses (%) 1.00		Max charge power (DC) 5.09 kW
		Max discharge power (AC) 4.89 kW
		Max charge power (AC) 5.3 kW
		Max discharge current (A) 12.83 A
		Max charge current (A) 12.83 A
<b>Array</b>		<b>Battery Performance</b>
Strings 7		Roundtrip eff. (%) 90.92
Modules per string 1		Cycle conversion eff. (%) 90.92
String Voc (DC V) 49.30		Average cycle DoD 29.62
Tilt (deg from horizontal) 40.00		Number of cycles 8,418
Azimuth (deg E of N) 180		Year 1 energy charged 900.83 kWh
Tracking no		Year 1 charged from PV 900.83 kWh
Backtracking -		Year 1 charged from grid 0 kWh
Self shading no		Year 1 energy discharged 821.34 kWh
Rotation limit (deg) -		
Shading no		
Snow no		
Soiling yes		
DC losses (%) 2.49		
<b>Performance Adjustments</b>		
Availability/Curtailment none		
Degradation none		
Hourly or custom losses none		
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day 4.45		
POA kWh/m <sup>2</sup> /day 121.00		
Net to inverter 4,590 DC kWh		
Net to grid 4,300 AC kWh		
Capacity factor 18.0		
Performance ratio 0.84		

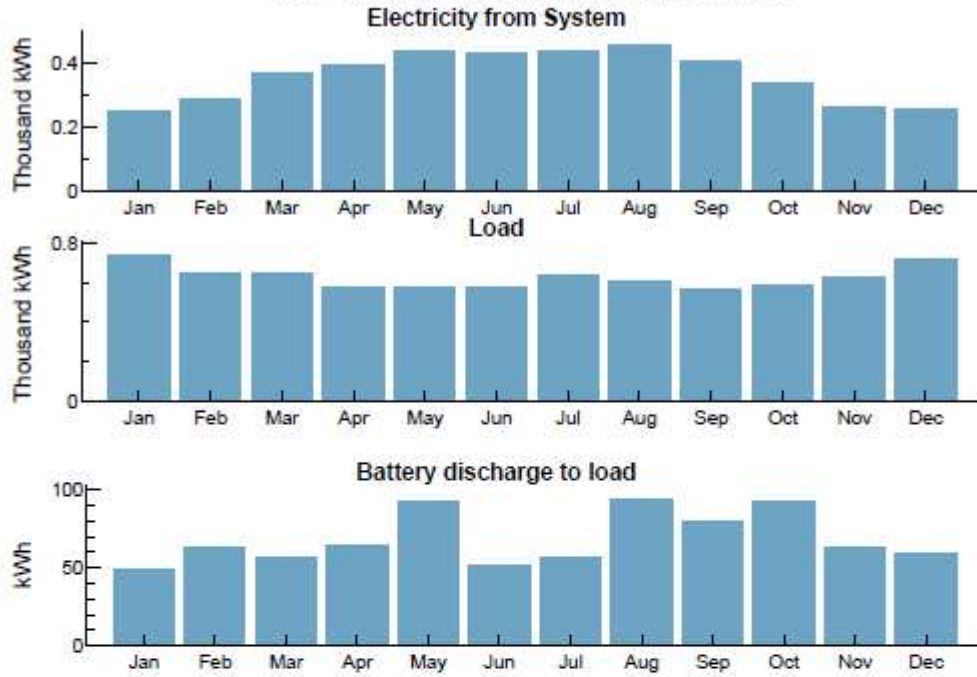
Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:28:50 2022

1 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 2.73 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$3.87/M Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**



No battery charge from grid



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:28:50 2022

2 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 2.73 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$3.87/W Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

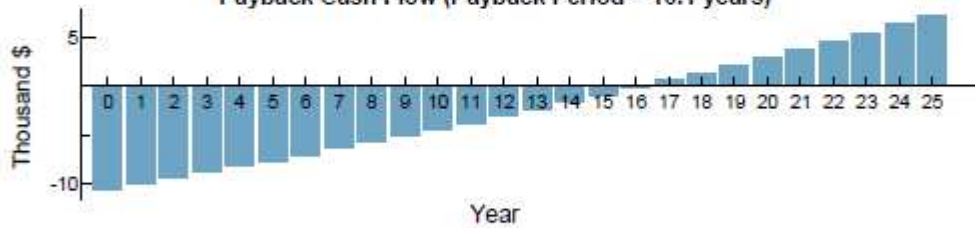
Month	Without System	With System	Savings
Jan	131	90	41
Feb	118	69	48
Mar	116	56	59
Apr	105	41	63
May	104	33	70
Jun	105	36	69
Jul	114	43	70
Aug	111	37	73
Sep	104	38	65
Oct	107	53	54
Nov	114	71	42
Dec	128	86	41
Annual	1,360	660	700

**NPV Approximation using Annuities**

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-900	\$-0
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$800	\$-0

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

**Payback Cash Flow (Payback Period = 16.1 years)**

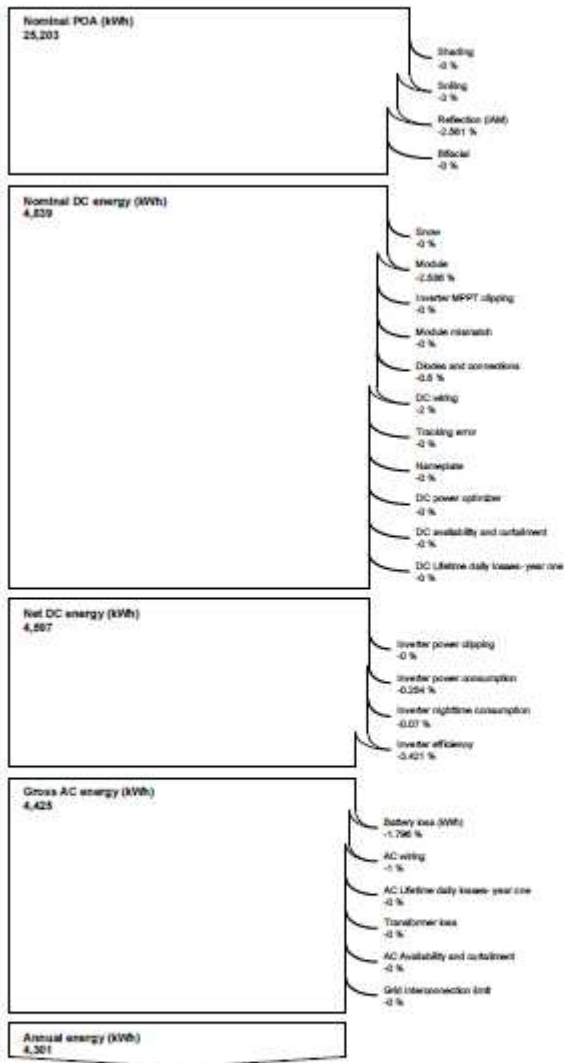


Detailed Photovoltaic - Battery    2.73 kW Nameplate                    39.83, -8.88  
 Residential                                \$3.87/W Installed Cost                    UTC +0

**Financial Model**

<b>Project Costs</b>	
Total installed cost	\$10,578
Salvage value	\$0
<b>Analysis Parameters</b>	
Project life	25 years
Inflation rate	2.5%
Real discount rate	6.4%
<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>	
Debt fraction	100%
Amount	\$10,578
Term	25 years
Rate	5%
<b>Tax and Insurance Rates</b>	
Federal income tax	15 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	5%
Insurance (% of installed cost)	0.5 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
<b>Incentives</b>	
None	
<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>	
Annual peak demand 1.3 kW	
Annual total demand 7,500 kWh	
Generic Residential	
Fixed charge: \$11.601300/month	
Monthly excess with kWh rollover	
Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh	
<b>Results</b>	
Nominal LCOE	22.1 cents/kWh
Net present value	\$-800
Payback period	18.1 years

Detailed Photovoltaic - Battery Residential 2.73 kW Nameplate \$3.87M Installed Cost 39.83, -8.88 UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:28:50 2022

5 / 5



**Anexo K – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo B (7500 kWh), com menos potência de produção e com bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic - Battery Residential	0.78 kW Nameplate \$9.46/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
PV Performance Model		Battery Model
<b>Modules</b>		<b>Battery Specifications</b>
Jinko Solar Co._Ltd JKM390M-72BL		Battery capacity 9.98 kWh
Cell material Mono-c-Si		Battery chemistry Lithium ion
Module area 1.92 m <sup>2</sup>		Battery dispatch option Peak shaving
Module capacity 390.04 DC Watts		Minimum state of charge 0.15
Quantity 2		Maximum state of charge 0.95
Total capacity 0.78 DC kW		
Total area 3 m <sup>2</sup>		
<b>Inverters</b>		<b>Battery Charge and Discharge</b>
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Battery Capacity 9.98 kWh
Unit capacity 349.500000 AC Watts		Battery bank voltage 403.2 V
Input voltage 33 - 48 VDC DC V		Number of cells 1,232
Quantity 2		Cells in series 112
Total capacity 699 AC kW		Strings in parallel 11
DC to AC Capacity Ratio 0.00		Max discharge power (DC) 5.09 kW
AC losses (%) 1.00		Max charge power (DC) 5.09 kW
		Max discharge power (AC) 4.89 kW
		Max charge power (AC) 5.3 kW
		Max discharge current (A) 12.83 A
		Max charge current (A) 12.83 A
<b>Array</b>		<b>Battery Performance</b>
Strings 2		Roundtrip eff. (%) 100
Modules per string 1		Cycle conversion eff. (%) 100
String Voc (DC V) 49.30		Average cycle DoD 0
Tilt (deg from horizontal) 40.00		Number of cycles 0
Azimuth (deg E of N) 180		Year 1 energy charged 0 kWh
Tracking no		Year 1 charged from PV 0 kWh
Backtracking -		Year 1 charged from grid 0 kWh
Self shading no		Year 1 energy discharged 3.33 kWh
Rotation limit (deg) -		
Shading no		
Snow no		
Soiling yes		
DC losses (%) 2.49		
<b>Performance Adjustments</b>		
Availability/Curtailment none		
Degradation none		
Hourly or custom losses none		
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day 4.45		
POA kWh/m <sup>2</sup> /day 121.00		
Net to inverter 1,310 DC kWh		
Net to grid 1,250 AC kWh		
Capacity factor 18.4		
Performance ratio 0.86		

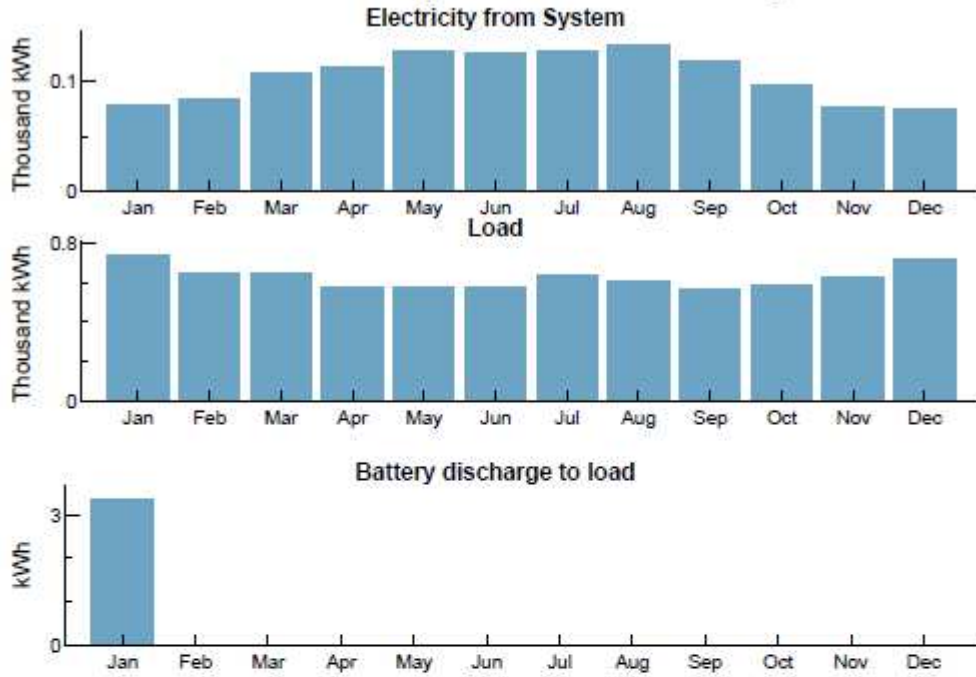
Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:29:26 2022

1 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 0.78 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$9.46/W Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**



No battery charge from grid

No battery charge from system

Detailed Photovoltaic - Battery 0.78 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$9.46/W Installed Cost UTC +0

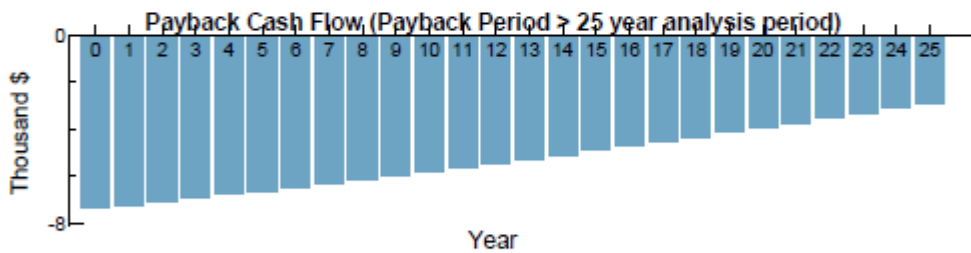
**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

Month	Without System	With System	Savings
Jan	131	118	12
Feb	116	102	13
Mar	116	98	17
Apr	105	86	18
May	104	84	20
Jun	105	85	20
Jul	114	93	20
Aug	111	89	21
Sep	104	85	19
Oct	107	92	15
Nov	114	101	12
Dec	128	116	12
Annual	1,360	1,155	204

**NPV Approximation using Annuities**

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-500	\$-300
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$200	\$-3,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + FBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

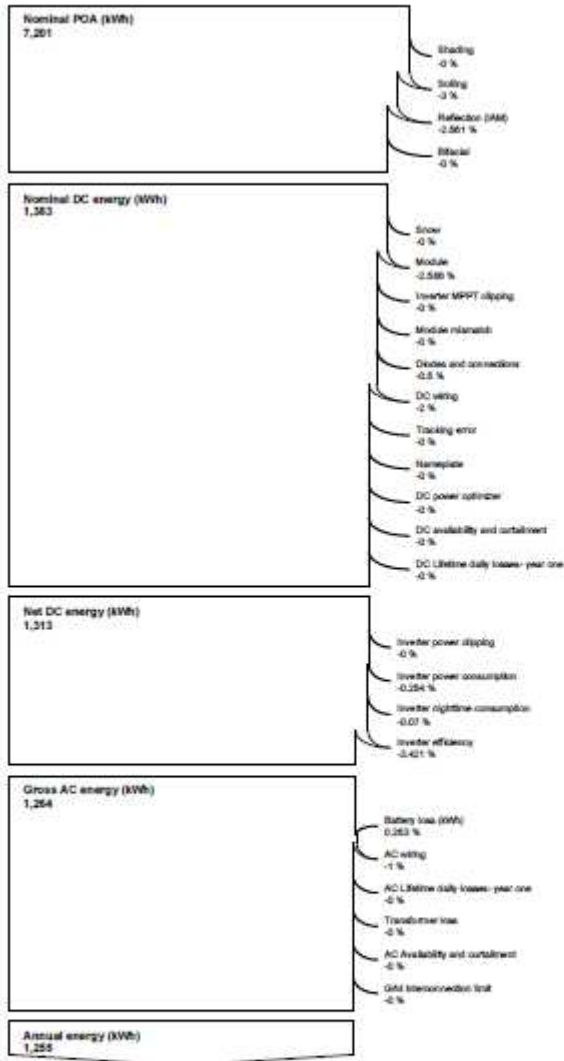


Detailed Photovoltaic - Battery    0.78 kW Nameplate                    39.83, -8.88  
 Residential                                \$9.46/W Installed Cost                    UTC +0

**Financial Model**

<b>Project Costs</b>	
Total installed cost	\$7,377
Salvage value	\$0
<b>Analysis Parameters</b>	
Project life	25 years
Inflation rate	2.5%
Real discount rate	6.4%
<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>	
Debt fraction	100%
Amount	\$7,377
Term	25 years
Rate	5%
<b>Tax and Insurance Rates</b>	
Federal income tax	15 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	5%
Insurance (% of installed cost)	0.5 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
<b>Incentives</b>	
None	
<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>	
Annual peak demand 1.3 kW	
Annual total demand 7,500 kWh	
Generic Residential	
Fixed charge: \$11.601300/month	
Monthly excess with kWh rollover	
Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh	
<b>Results</b>	
Nominal LCOE	49.5 cents/kWh
Net present value	\$-3,400
Payback period	> 25 years

Detailed Photovoltaic - Battery Residential 0.78 kW Nameplate \$9.46/W Installed Cost 39.83, -8.88 UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:29:27 2022

5 / 5

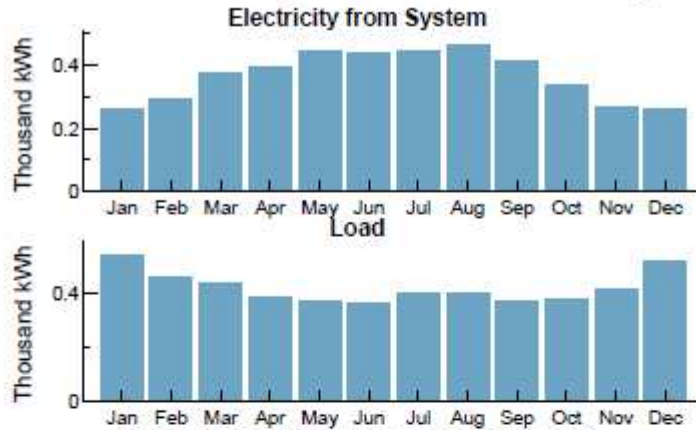


**Anexo L – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo C (5000 kWh), com mais potência de produção e sem bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic Residential	2.73 kW Nameplate \$1.19/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
Performance Model		Financial Model
<b>Modules</b>		<b>Project Costs</b>
Jinko Solar Co._ Ltd JKM390M-72BL		Total installed cost \$3,237
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value \$0
Module area	1.92 m <sup>2</sup>	
Module capacity	390.04 DC Watts	<b>Analysis Parameters</b>
Quantity	7	Project life 25 years
Total capacity	2.73 DC kW	Inflation rate 2.5%
Total area	13 m <sup>2</sup>	Real discount rate 6.4%
<b>Inverters</b>		<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Debt fraction 100%
Unit capacity	349.500000 AC Watts	Amount \$3,237
Input voltage	33 - 48 VDC DC V	Term 25 years
Quantity	7	Rate 5%
Total capacity	2.45 AC MW	
DC to AC Capacity Ratio	0.00	<b>Tax and Insurance Rates</b>
AC losses (%)	1.00	Federal income tax 15 %/year
<b>Array</b>		State income tax 7 %/year
Strings	7	Sales tax (% of indirect cost basis) 5%
Modules per string	1	Insurance (% of installed cost) 0.5 %/year
String Voc (DC V)	49.30	Property tax (% of assessed val.) 0 %/year
Tilt (deg from horizontal)	40.00	
Azimuth (deg E of N)	180	<b>Incentives</b>
Tracking	no	None
Backtracking	-	
Self shading	no	<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>
Rotation limit (deg)	-	Annual peak demand 1.1 kW
Shading	no	Annual total demand 5,000 kWh
Snow	no	Generic Residential
Soiling	yes	Fixed charge: \$11.601300/month
DC losses (%)	2.49	Monthly excess with kWh rollover
<b>Performance Adjustments</b>		Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh
Availability/Curtailment	none	<b>Results</b>
Degradation	none	Nominal LCOE 8.2 cents/kWh
Hourly or custom losses	none	Net present value \$4,800
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		Payback period 5 years
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.45	
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	121.00	
Net to inverter	4,590 DC kWh	
Net to grid	4,380 AC kWh	
Capacity factor	18.3	
Performance ratio	0.86	

Detailed Photovoltaic Residential      2.73 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.19/W Installed Cost      UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**



**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

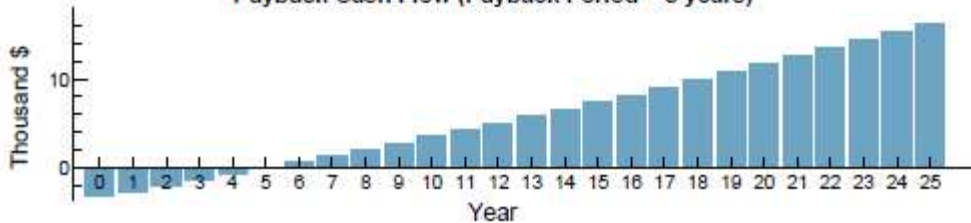
Month	Without System	With System	Savings
Jan	98	58	42
Feb	85	37	47
Mar	82	21	60
Apr	73	11	61
May	71	11	59
Jun	70	11	58
Jul	76	11	64
Aug	76	11	65
Sep	71	11	59
Oct	73	11	61
Nov	78	11	67
Dec	94	31	63
Annual	953	240	713

**NPV Approximation using Annuities**

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-300	\$400
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$800	\$4,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

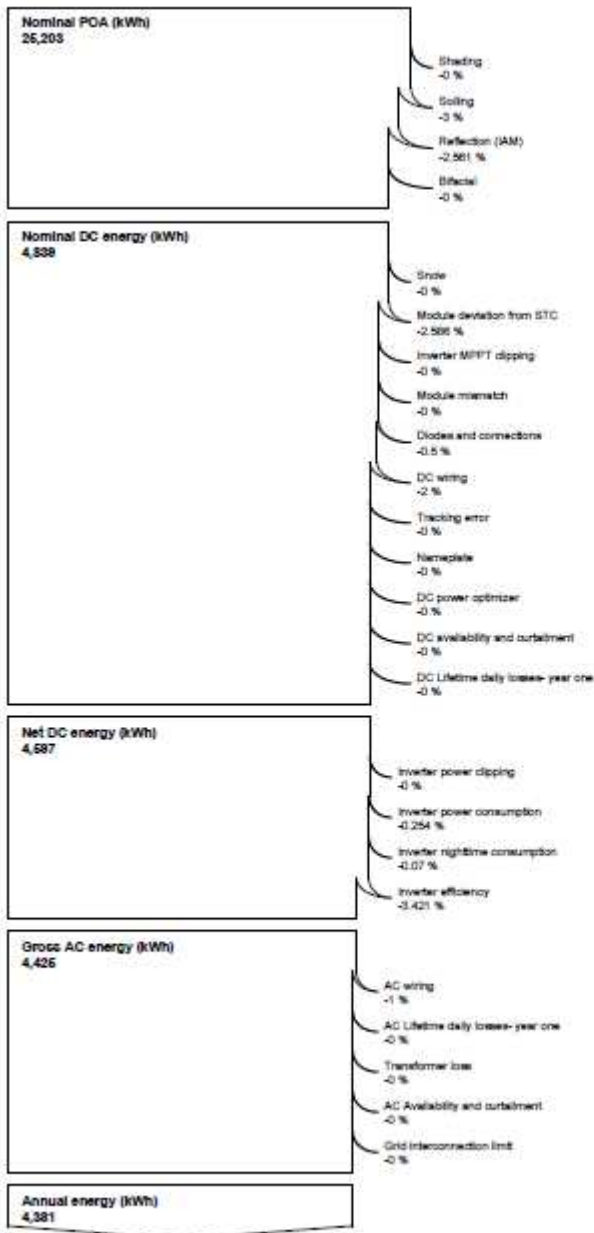
**Payback Cash Flow (Payback Period = 5 years)**



Detailed Photovoltaic Residential

2.73 kW Nameplate  
\$1.19/W Installed Cost

39.83, -8.88  
UTC +0



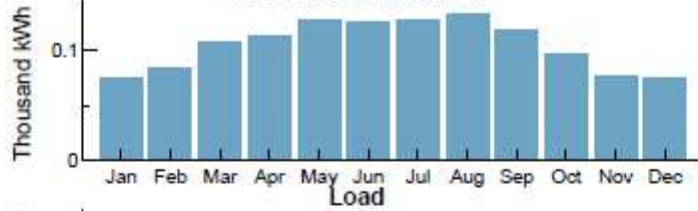


**Anexo M – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo C (5000 kWh), com menos potência de produção e sem bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic Residential	0.78 kW Nameplate \$1.20/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
Performance Model		Financial Model
<b>Modules</b>		<b>Project Costs</b>
Jinko Solar Co._ Ltd JKM390M-72BL		Total installed cost \$932
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value \$0
Module area	1.92 m <sup>2</sup>	
Module capacity	390.04 DC Watts	<b>Analysis Parameters</b>
Quantity	2	Project life 25 years
Total capacity	0.78 DC kW	Inflation rate 2.5%
Total area	3 m <sup>2</sup>	Real discount rate 6.4%
<b>Inverters</b>		<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Debt fraction 100%
Unit capacity	349.500000 AC Watts	Amount \$932
Input voltage	33 - 48 VDC DC V	Term 25 years
Quantity	2	Rate 5%
Total capacity	699 AC kW	<b>Tax and Insurance Rates</b>
DC to AC Capacity Ratio	0.00	Federal income tax 15 %/year
AC losses (%)	1.00	State income tax 7 %/year
<b>Array</b>		Sales tax (% of indirect cost basis) 5%
Strings	2	Insurance (% of installed cost) 0.5 %/year
Modules per string	1	Property tax (% of assessed val.) 0 %/year
String Voc (DC V)	49.30	<b>Incentives</b>
Tilt (deg from horizontal)	40.00	None
Azimuth (deg E of N)	180	<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>
Tracking	no	Annual peak demand 1.1 kW
Backtracking	-	Annual total demand 5,000 kWh
Self shading	no	Generic Residential
Rotation limit (deg)	-	Fixed charge: \$11.601300/month
Shading	no	Monthly excess with kWh rollover
Snow	no	Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh
Soiling	yes	<b>Results</b>
DC losses (%)	2.49	Nominal LCOE 8.3 cents/kWh
<b>Performance Adjustments</b>		Net present value \$1,300
Availability/Curtailment	none	Payback period 5.1 years
Degradation	none	
Hourly or custom losses	none	
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.45	
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	121.00	
Net to inverter	1,310 DC kWh	
Net to grid	1,250 AC kWh	
Capacity factor	18.3	
Performance ratio	0.86	

Detailed Photovoltaic Residential      0.78 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.20/W Installed Cost      UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**  
**Electricity from System**



**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

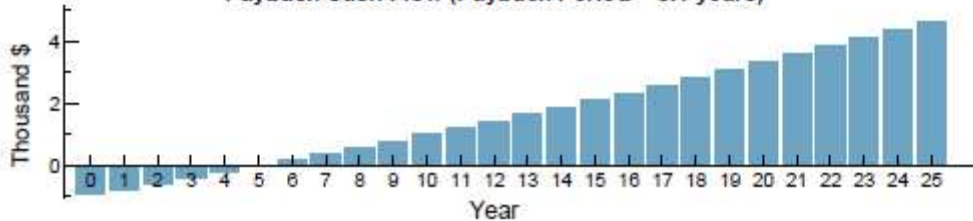
Month	Without System	With System	Savings
Jan	98	86	12
Feb	85	71	13
Mar	82	65	17
Apr	73	54	18
May	71	50	20
Jun	70	50	20
Jul	76	55	20
Aug	76	55	21
Sep	71	52	19
Oct	73	57	15
Nov	78	66	12
Dec	94	82	12
Annual	953	749	203

**NPV Approximation using Annuities**

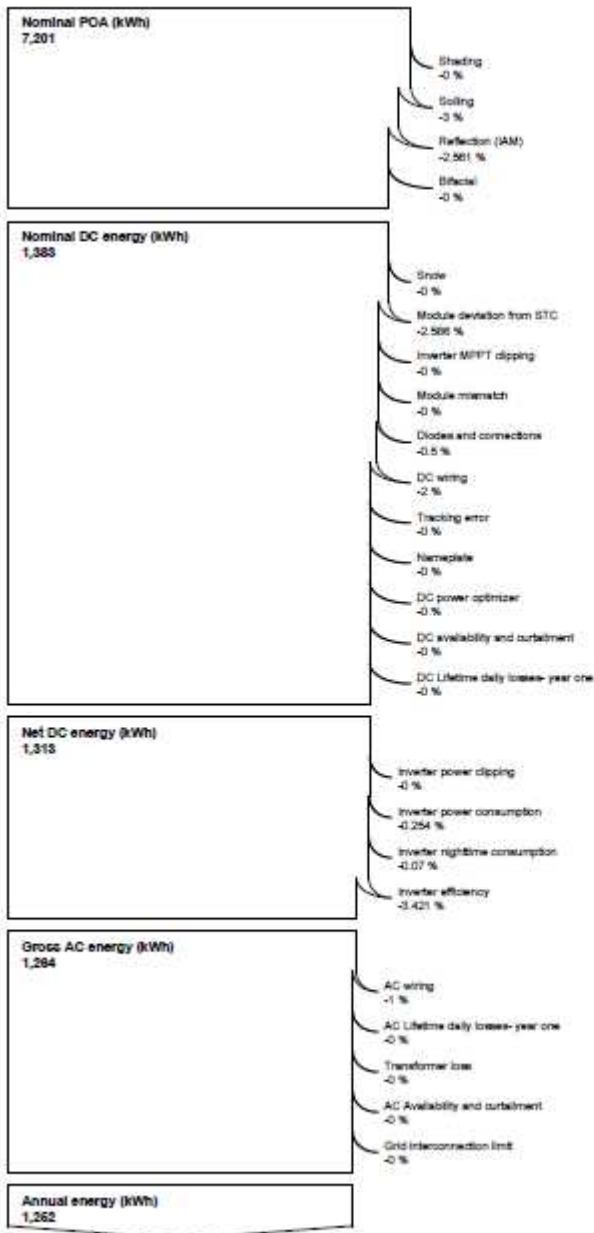
Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-0	\$100
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$200	\$1,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

**Payback Cash Flow (Payback Period = 5.1 years)**



Detailed Photovoltaic Residential      0.78 kW Nameplate      39.83, -8.88  
 \$1.20/W Installed Cost      UTC +0





**Anexo N – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo C (5000 kWh), com mais potência de produção e com bateria**

<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic - Battery Residential	2.73 kW Nameplate \$3.42/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
PV Performance Model		Battery Model
<b>Modules</b>		<b>Battery Specifications</b>
Jinko Solar Co._Ltd JKM390M-72BL		Battery capacity 9.98 kWh
Cell material Mono-c-Si		Battery chemistry Lithium ion
Module area 1.92 m <sup>2</sup>		Battery dispatch option Peak shaving
Module capacity 390.04 DC Watts		Minimum state of charge 0.15
Quantity 7		Maximum state of charge 0.95
Total capacity 2.73 DC kW		
Total area 13 m <sup>2</sup>		
<b>Inverters</b>		<b>Battery Charge and Discharge</b>
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Battery Capacity 9.98 kWh
Unit capacity 349.500000 AC Watts		Battery bank voltage 403.2 V
Input voltage 33 - 48 VDC DC V		Number of cells 1,232
Quantity 7		Cells in series 112
Total capacity 2.45 AC MW		Strings in parallel 11
DC to AC Capacity Ratio 0.00		Max discharge power (DC) 5.09 kW
AC losses (%) 1.00		Max charge power (DC) 5.09 kW
		Max discharge power (AC) 4.89 kW
		Max charge power (AC) 5.3 kW
		Max discharge current (A) 12.83 A
		Max charge current (A) 12.83 A
<b>Array</b>		<b>Battery Performance</b>
Strings 7		Roundtrip eff. (%) 90.44
Modules per string 1		Cycle conversion eff. (%) 90.44
String Voc (DC V) 49.30		Average cycle DoD 34.5
Tilt (deg from horizontal) 40.00		Number of cycles 8,874
Azimuth (deg E of N) 180		Year 1 energy charged 1,137.44 kWh
Tracking no		Year 1 charged from PV 1,137.44 kWh
Backtracking -		Year 1 charged from grid 0 kWh
Self shading no		Year 1 energy discharged 1,027.32 kWh
Rotation limit (deg) -		
Shading no		
Snow no		
Soiling yes		
DC losses (%) 2.49		
<b>Performance Adjustments</b>		
Availability/Curtailment none		
Degradation none		
Hourly or custom losses none		
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day 4.45		
POA kWh/m <sup>2</sup> /day 121.00		
Net to inverter 4,590 DC kWh		
Net to grid 4,270 AC kWh		
Capacity factor 17.9		
Performance ratio 0.83		

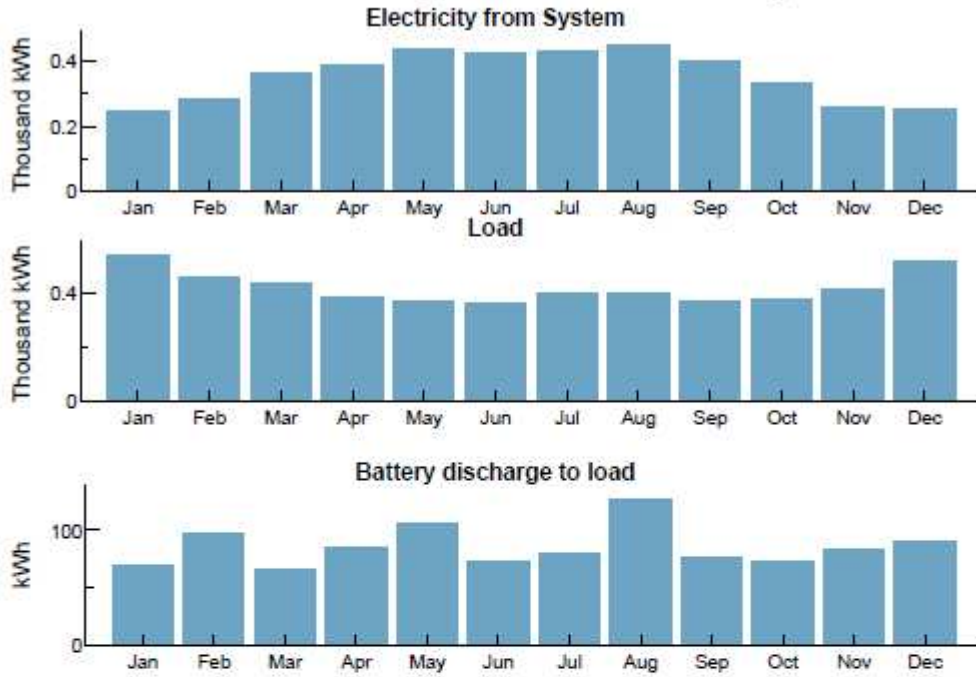
Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:32:00 2022

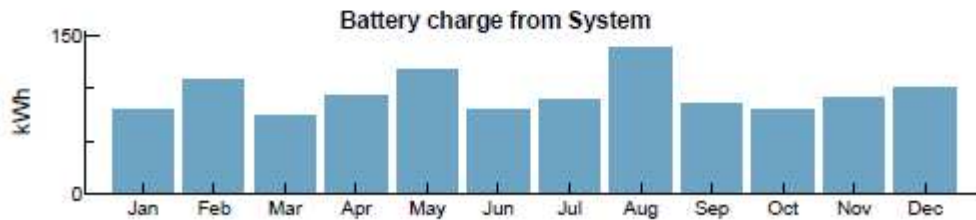
1 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 2.73 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$3.42/W Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**



No battery charge from grid



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:32:00 2022

2 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 2.73 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$3.42/W Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

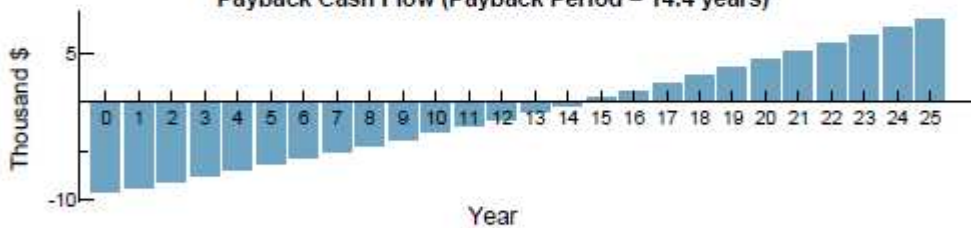
Month	Without System	With System	Savings
Jan	98	58	40
Feb	85	39	46
Mar	82	22	59
Apr	73	11	61
May	71	11	59
Jun	70	11	58
Jul	76	11	64
Aug	76	11	65
Sep	71	11	59
Oct	73	11	61
Nov	78	11	67
Dec	94	45	49
Annual	953	257	695

**NPV Approximation using Annuities**

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	-\$800	\$0
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$800	\$0

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

**Payback Cash Flow (Payback Period = 14.4 years)**

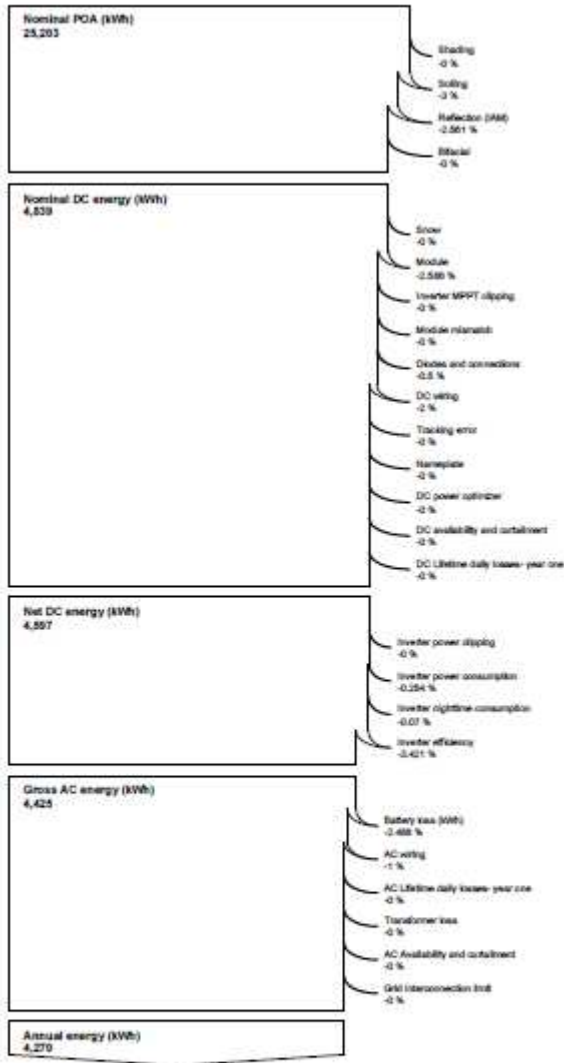


Detailed Photovoltaic - Battery    2.73 kW Nameplate                    39.83, -8.88  
 Residential                                \$3.42/W Installed Cost                    UTC +0

**Financial Model**

<b>Project Costs</b>	
Total installed cost	\$9,325
Salvage value	\$0
<b>Analysis Parameters</b>	
Project life	25 years
Inflation rate	2.5%
Real discount rate	6.4%
<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>	
Debt fraction	100%
Amount	\$9,325
Term	25 years
Rate	5%
<b>Tax and Insurance Rates</b>	
Federal income tax	15 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	5%
Insurance (% of installed cost)	0.5 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
<b>Incentives</b>	
None	
<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>	
Annual peak demand 1.1 kW	
Annual total demand 5,000 kWh	
Generic Residential	
Fixed charge: \$11.601300/month	
Monthly excess with kWh rollover	
Flat energy buy rate: \$0.182800/kWh	
<b>Results</b>	
Nominal LCOE	19.9 cents/kWh
Net present value	\$0
Payback period	14.4 years

Detailed Photovoltaic - Battery Residential 2.73 kW Nameplate \$3.42/W Installed Cost 39.83, -8.88 UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:32:00 2022

5 / 5

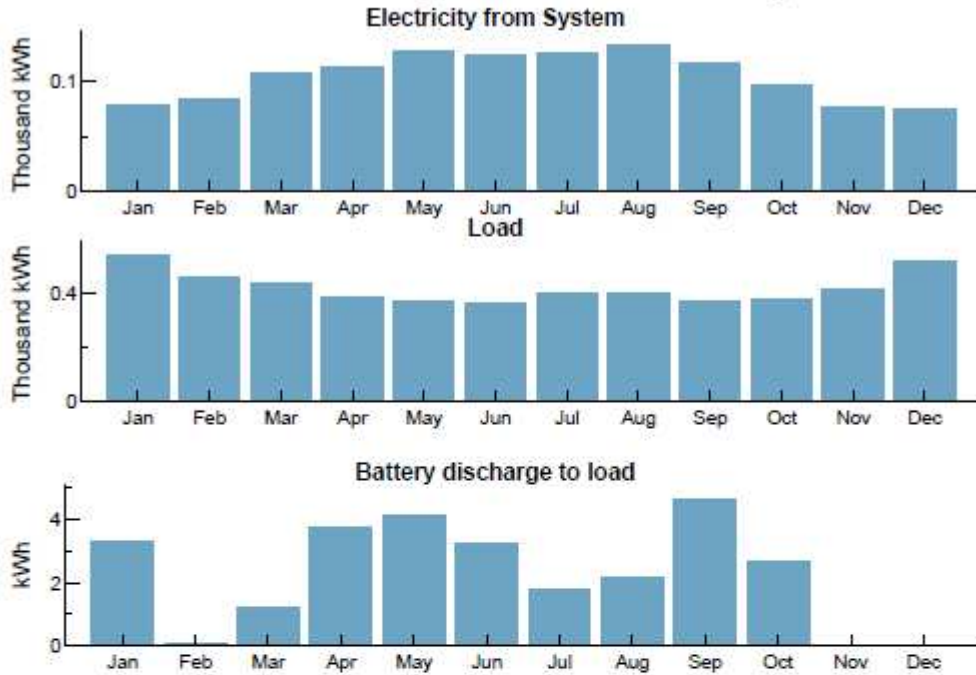


**Anexo O – Relatório do SAM | cenário do Perfil de Consumo C (5000 kWh), com menos potência de produção e com bateria**

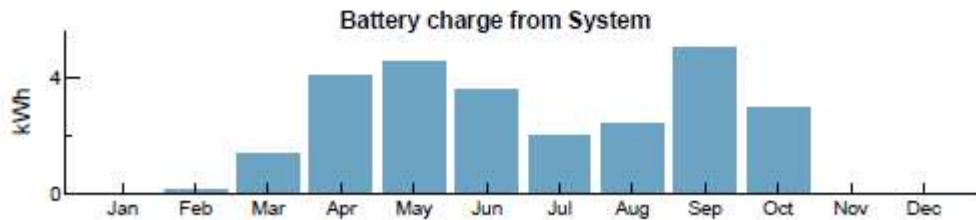
<b>System Advisor Model Report</b>		
Detailed Photovoltaic - Battery Residential	0.78 kW Nameplate \$9.00/W Installed Cost	39.83, -8.88 UTC +0
PV Performance Model		Battery Model
<b>Modules</b>		<b>Battery Specifications</b>
Jinko Solar Co._Ltd JKM390M-72BL		Battery capacity 9.98 kWh
Cell material Mono-c-Si		Battery chemistry Lithium ion
Module area 1.92 m <sup>2</sup>		Battery dispatch option Peak shaving
Module capacity 390.04 DC Watts		Minimum state of charge 0.15
Quantity 2		Maximum state of charge 0.95
Total capacity 0.78 DC kW		
Total area 3 m <sup>2</sup>		<b>Battery Charge and Discharge</b>
<b>Inverters</b>		Battery Capacity 9.98 kWh
Hoymiles Converter Technology Co - Ltd : HM-350N		Battery bank voltage 403.2 V
Unit capacity 349.500000 AC Watts		Number of cells 1,232
Input voltage 33 - 48 VDC DC V		Cells in series 112
Quantity 2		Strings in parallel 11
Total capacity 699 AC kW		Max discharge power (DC) 5.09 kW
DC to AC Capacity Ratio 0.00		Max charge power (DC) 5.09 kW
AC losses (%) 1.00		Max discharge power (AC) 4.89 kW
		Max charge power (AC) 5.3 kW
		Max discharge current (A) 12.63 A
		Max charge current (A) 12.63 A
<b>Array</b>		<b>Battery Performance</b>
Strings 2		Roundtrip eff. (%) 93.22
Modules per string 1		Cycle conversion eff. (%) 93.22
String Voc (DC V) 49.30		Average cycle DoD 0.82
Tilt (deg from horizontal) 40.00		Number of cycles 3,587
Azimuth (deg E of N) 180		Year 1 energy charged 25.84 kWh
Tracking no		Year 1 charged from PV 25.84 kWh
Backtracking -		Year 1 charged from grid 0 kWh
Self shading no		Year 1 energy discharged 27.12 kWh
Rotation limit (deg) -		
Shading no		
Snow no		
Soiling yes		
DC losses (%) 2.49		
<b>Performance Adjustments</b>		
Availability/Curtailment none		
Degradation none		
Hourly or custom losses none		
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day 4.45		
POA kWh/m <sup>2</sup> /day 121.00		
Net to inverter 1,310 DC kWh		
Net to grid 1,250 AC kWh		
Capacity factor 18.3		
Performance ratio 0.86		

Detailed Photovoltaic - Battery 0.78 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$9.00/W Installed Cost UTC +0

**Year 1 Monthly Generation and Load Summary**



No battery charge from grid



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Sun Apr 10 19:32:52 2022

2 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 0.78 kW Nameplate 39.83, -8.88  
 Residential \$9.00/W Installed Cost UTC +0

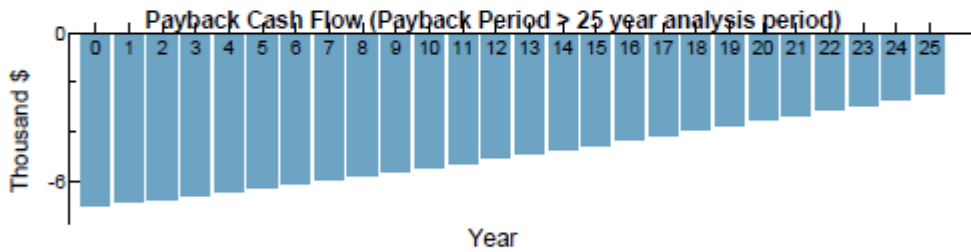
**Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)**

Month	Without System	With System	Savings
Jan	98	86	12
Feb	85	71	13
Mar	82	65	17
Apr	73	55	18
May	71	50	20
Jun	70	50	20
Jul	76	55	20
Aug	76	55	21
Sep	71	52	19
Oct	73	57	15
Nov	78	66	12
Dec	94	82	12
Annual	953	749	203

**NPV Approximation using Annuities**

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.1023		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-500	\$-300
Savings	\$0	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$200	\$-3,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI  
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments  
 Savings = Tax Deductions + PBI  
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings  
 Nominal discount rate = 9.06%

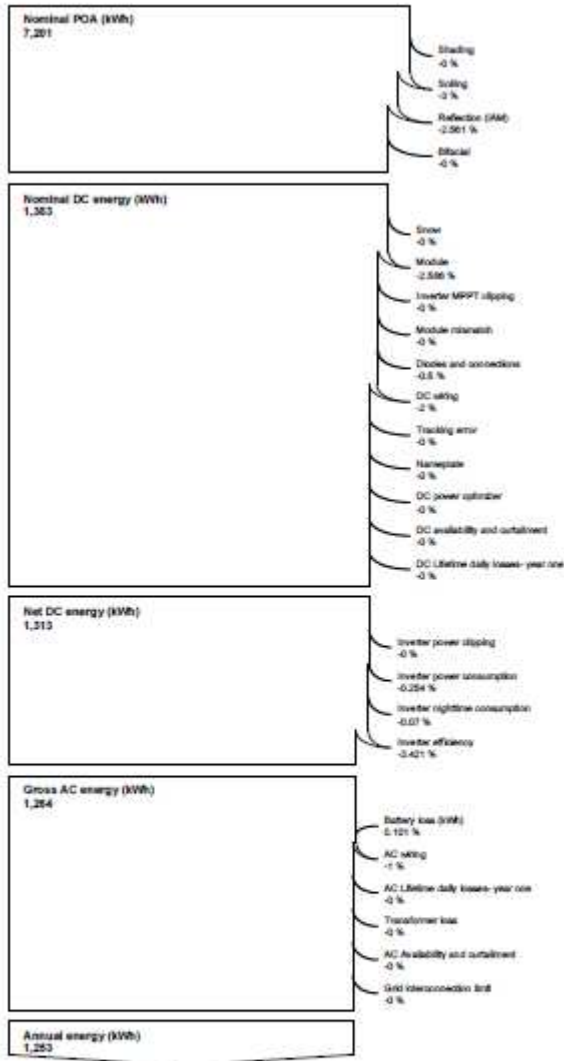


Detailed Photovoltaic - Battery    0.78 kW Nameplate                    39.83, -8.88  
 Residential                                \$9.00/W Installed Cost                    UTC +0

**Financial Model**

<b>Project Costs</b>	
Total installed cost	\$7,019
Salvage value	\$0
<b>Analysis Parameters</b>	
Project life	25 years
Inflation rate	2.5%
Real discount rate	6.4%
<b>Project Debt Parameters (Standard Loan)</b>	
Debt fraction	100%
Amount	\$7,019
Term	25 years
Rate	5%
<b>Tax and Insurance Rates</b>	
Federal income tax	15 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	5%
Insurance (% of installed cost)	0.5 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
<b>Incentives</b>	
None	
<b>Electricity Demand and Rate Summary</b>	
Annual peak demand 1.1 kW	
Annual total demand 5,000 kWh	
Generic Residential	
Fixed charge: \$11.601300/month	
Monthly excess with kWh rollover	
Flat energy buy rate: \$0.162800/kWh	
<b>Results</b>	
Nominal LCOE	47.3 cents/kWh
Net present value	\$-3,200
Payback period	> 25 years

Detailed Photovoltaic - Battery Residential 0.78 kW Nameplate \$9.00/W Installed Cost 39.83, -8.88 UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM.2020.11.29 on Sun Apr 10 19:32:52 2022

5 / 5