



NOVA
NOVA SCHOOL OF
SCIENCE & TECHNOLOGY

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

FRANCISCO MENDES MICAELO ANDRÉ

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos com Baterias Ligados à Rede

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE
COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa
Fevereiro, 2022



Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos com Baterias Ligados à Rede

FRANCISCO MENDES MICAELo ANDRÉ

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor João Miguel Murta Pina,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Coorientador: Doutor Leonardo Bione da Silva,
Engenheiro, GestREDES

Júri:

Presidente: Doutor Nuno Filipe Silva Veríssimo Paulino,
Professor Associado, Universidade NOVA de Lisboa

Arguentes: Doutor Rui Miguel Amaral Lopes,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Orientador: Doutor João Miguel Murta Pina,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos com Baterias Ligados à Rede

Copyright © Francisco Mendes Micaelo André, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Esta dissertação, no seu estado final, encerra mais uma etapa difícil da minha formação académica, sempre preenchida de trabalho e sacrifícios, mas também de sentimentos de grande satisfação pelos objetivos atingidos. Durante esta jornada foram estabelecidas fortes ligações que tiveram impacto direto ou indireto no meu desenvolvimento pessoal e profissional, às quais não quero deixar de agradecer.

Em primeira instância, queria deixar um agradecimento ao meu orientador, Professor João Miguel Murta Pina por me ter confiado este tema de dissertação, no qual tinha muito interesse em desenvolver novos conhecimentos. É essencial referir a sua disponibilidade e experiência que tiveram uma valiosa contribuição na resolução de problemas, guiando este trabalho a bons resultados.

Um agradecimento muito especial ao meu coorientador Engenheiro Leonardo Silva, por todo o seu contributo, disponibilidade e experiência que partilhou sempre comigo, e pelos grandes momentos de convívio diários vivenciados, que permitiram a construção de uma forte amizade que perdurará. Agradeço ainda a toda a equipa da GestREDES pela forma como fui recebido, durante todo este percurso.

Quero agradecer à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa pela promoção da ciência e da tecnologia, mas também pela oportunidade e todo o apoio prestado durante a minha formação académica.

Por fim, agradeço a todos os meus familiares e amigos, pela paciência, dedicação, ajuda e amor que sempre demonstraram, tornando esta etapa menos difícil de ultrapassar, alcançando todos os meus objetivos com sucesso.

A todas estas pessoas dedico esta dissertação e deixo um sincero OBRIGADO!

Resumo

Esta dissertação debruça-se sobre o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com baterias conectados à rede, propondo uma ferramenta de cálculo que permita realizar uma análise de viabilidade tecno-económica da implementação destes sistemas.

A integração de baterias em sistemas fotovoltaicos possibilita o aumento da flexibilidade energética da instalação, permitindo a formulação de várias estratégias de gestão de energia. Neste estudo são consideradas duas estratégias para o dimensionamento do sistema, das quais: uma estratégia convencional de operação (bateria carrega com o excedente de energia fotovoltaica) e uma estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga (bateria carrega pela rede em períodos de tarifas de energia reduzidas). Deste modo, é estabelecido um problema de otimização para a determinação do dimensionamento da instalação, calculando: a potência fotovoltaica, a capacidade da bateria e os parâmetros de operação do sistema. Assim, para a resolução deste problema são propostos os seguintes métodos de otimização: método com recurso a algoritmos genéticos e método iterativo. Ambos os métodos são baseados no cálculo de indicadores tecno-económicos para a determinação da solução ótima a instalar.

Esta análise permitiu reconhecer que a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga apresenta melhores resultados na implementação de baterias, devido a uma maior e melhor utilização da energia descarregada pelo componente. Contudo, o preço atual das baterias não permite considerar este tipo de sistemas como economicamente viáveis, tendo em consideração os indicadores utilizados (Net Present Value, Payback Period, Taxa Interna de Rentabilidade, Levelized Cost of Energy e Levelized Cost of Storage).

Palavras-chave: Baterias, indicadores tecno-económicos, otimização, sistema de armazenamento de energia, sistema fotovoltaico, sistema fotovoltaico com baterias conectado à rede (instalação).

Abstract

This dissertation focuses on the sizing of photovoltaic systems with batteries connected to the grid, proposing a calculation tool that allows carrying out a techno-economic feasibility analysis of their implementation.

The integration of batteries in photovoltaic systems provides an increase in the energy flexibility of the installation, allowing the formulation of different energy management strategies. In this study, two strategies are considered for sizing the system, including: a conventional operating strategy (battery charges with excess photovoltaic energy) and a dynamic price shifting strategy (battery charges by the grid in periods of reduced energy tariffs). In this way, an optimization problem is established to determine the sizing of the installation, calculating: the photovoltaic power, the battery capacity and the system's operating parameters. Thus, to solve this problem, the following optimization methods are considered, method with genetic algorithms and iterative method. Both methods are based on the calculation of techno-economic indicators to determine the optimal solution to be installed.

This analysis allowed us to recognize that the dynamic price shifting strategy presents better results in the implementation of batteries due to a greater and better use of the energy discharged by the component. However, the current price of batteries does not consider this type of systems as economically viable, taking into account the indicators used (Net Present Value, Payback Period, Internal Rate of Return, Leveled Energy Cost and Leveled Storage Cost).

Keywords: Batteries, energy storage system, optimization, photovoltaic system, photovoltaic system with grid-connected batteries (installation), techno-economic indicators.

Índice

Agradecimentos	VII
Resumo	IX
Abstract	XI
Lista de Figuras	XVII
Lista de Tabelas	XXII
Lista de Acrónimos e Abreviaturas	XXV
1. Introdução	1
1.1. Contexto e Motivação	1
1.2. Objetivos da Dissertação	2
1.3. Organização da Dissertação.....	3
2. Estado da Arte	5
2.1. Princípio de Funcionamento dos Sistemas FV com Baterias.....	5
2.1.1. Arquitetura de Sistemas FV com Baterias Conectados à Rede	7
2.1.2. Modelo Equivalente de Células e Módulos Fotovoltaicos	9
2.1.2.1. Parâmetros Meteorológicos Relacionados com a Produção FV	11
2.1.2.2. Disposição do Sistema Fotovoltaico	12
2.1.3. Perfil de Carga	13
2.1.4. Baterias.....	14
2.1.4.1. Principais Parâmetros de Baterias.....	14
2.1.4.2. Tipos de Baterias	20
2.1.4.3. Baterias Existentes no Mercado.....	22
2.1.4.4. Critérios de Seleção	22

2.1.4.5. Controlador de Carga	23
2.2. Aplicações de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos	24
2.3. Estratégias de Gestão de Energia	25
2.3.1. Estratégia Convencional de Operação.....	26
2.3.2. Estratégia de Deslocamento Dinâmico do Preço de Carga	27
2.4. Algoritmos Genéticos.....	28
2.4.1. Função Objetivo	29
2.4.2. Funcionamento e Propriedades.....	30
3. Metodologia	33
3.1. Descrição da Metodologia	33
4. Implementação	35
4.1. Descrição da Implementação	35
4.1.1. Formulação do Sistema Fotovoltaico.....	38
4.1.2. Formulação do Funcionamento da Bateria	39
4.1.3. Formulação da Rede de Energia.....	41
4.1.4. Formulação dos Indicadores de Desempenho	41
4.2. Estratégia Convencional de Operação	45
4.3. Estratégia de Deslocamento Dinâmico do Preço de Carga.....	46
4.4. Métodos de Otimização	48
4.4.1. Método com Recurso a Algoritmos Genéticos	48
4.4.2. Método Iterativo	49
5. Estudo de Caso.....	51
5.1. Descrição do Estudo de Caso	51
5.1.1. Características Meteorológicas	51

5.1.2.	Características do Perfil de Carga	53
5.1.3.	Característica da Tarifa Energética	56
6.	Análise de Resultados	57
6.1.	Cenários de Simulação	57
6.2.	Estratégia Convencional de Operação	58
6.2.1.	Método de Otimização de Objetivo Único com Algoritmos Genéticos.....	61
6.2.2.	Método de Otimização Multiobjectivo com Algoritmos Genéticos	63
6.2.3.	Método Iterativo	71
6.3.	Estratégia de Deslocamento Dinâmico do Preço de Carga.....	75
6.3.1.	Método de Otimização de Objetivo Único com Algoritmos Genéticos.....	79
6.3.2.	Método de Otimização Multiobjectivo com Algoritmos Genéticos	81
6.3.3.	Método Iterativo	89
6.4.	Análise de Sensibilidade	94
7.	Conclusões.....	101
7.1.	Conclusões da Dissertação	101
7.2.	Trabalhos Futuros.....	105
	Bibliografia.....	107
	Apêndice.....	111
Apêndice A:	Sistemas de armazenamento de energia	111
Apêndice B:	Esquema das características da instalação.....	113
Apêndice C:	Tarifa energética do consumidor industrial.....	114
Apêndice D:	Parâmetros de simulação.....	115
Apêndice E:	Soluções de otimização multiobjectivo aplicados ao SSR e NPV	116
Apêndice F:	Soluções do método iterativo aplicados à maximização do SSR	118

Apêndice G: Balanço de energia referente à estratégia convencional de operação .	121
Apêndice H: Balanço de energia referente à estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga.....	122
Apêndice I: <i>Payback</i> referente à estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga associado ao SSR.....	124
Apêndice J: Simulações do sistema com reposição da bateria	125

Lista de Figuras

Figura 1- Arquitetura do sistema FV com baterias conectado à rede: (a) baterias acopladas no barramento AC; (b) baterias acopladas no barramento DC.....	8
Figura 2- Modelo de um díodo e cinco parâmetros (célula fotovoltaica)	9
Figura 3- Esquema equivalente de uma instalação FV: (a) módulo FV; (b) sistema FV	10
Figura 4- Distribuição da irradiação global horizontal na Europa	11
Figura 5- Esquema da disposição do sistema FV	13
Figura 6- Relação entre o tempo de descarga e a capacidade da bateria, (Battery Company, 2012).....	16
Figura 7- Evolução do DOD em função do número de ciclos da bateria, (<i>Battery Lifetime</i> , 2021).....	17
Figura 8- Relação entre o SOC e a tensão em circuito aberto da bateria, (Battery Company, 2012).....	18
Figura 9- Distribuição da densidade de energia e potência para diferentes tipos de baterias, (H. Ibrahim et al., 2008).....	20
Figura 10- Evolução do custo das baterias de lítio, (IEA, 2020).....	21
Figura 11- Esquematização do controlador de carga da bateria	24
Figura 12- Diagrama da metodologia desenvolvida.....	34
Figura 13- Irradiância horizontal global, (NSRDB).....	52
Figura 14- Temperatura Ambiente, (NSRDB).....	52
Figura 15- Irradiância global incidente no plano do módulo FV (inclinação: 15°; Azimute: Su-Sudeste), (PVGIS).....	53
Figura 16- Perfil de carga do consumidor industrial	54
Figura 17- Consumo mensal de energia.....	55

Figura 18- Média horária dos consumos de energia	55
Figura 19- Diagrama de carga da estratégia convencional de operação	59
Figura 20- Diagrama de carga da estratégia convencional de operação para as primeiras 24h de funcionamento	59
Figura 21- Cálculo dos indicadores de desempenho para um horizonte de planeamento de 20 anos	60
Figura 22- Diagrama esquemático dos resultados obtidos da simulação do método de otimização multiobjectivo	64
Figura 23- Otimização multiobjectivo SSR-NPV, cenário de baixo custo	65
Figura 24- Otimização multiobjectivo SSR-NPV, cenário de elevado custo	66
Figura 25- Otimização multiobjectivo NPC-NPV, cenário de baixo custo	67
Figura 26- Otimização multiobjectivo NPC-NPV, cenário de elevado custo	67
Figura 27- Otimização multiobjectivo TIR-NPV, cenário de baixo custo.....	68
Figura 28- Otimização multiobjectivo TIR-NPV, cenário de elevado custo	69
Figura 29- Otimização multiobjectivo <i>Payback</i> -NPV, cenário de baixo custo.....	70
Figura 30- Otimização multiobjectivo <i>Payback</i> -NPV, cenário de elevado custo.....	71
Figura 31- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de baixo custo.....	72
Figura 32- Método iterativo NPV, NPC, TIR, <i>Payback</i> , cenário de baixo custo	73
Figura 33- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de elevado custo.....	74
Figura 34- Método iterativo NPV, NPC, TIR, <i>Payback</i> , cenário de elevado custo.....	75
Figura 35- Diagrama de carga da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de caga	76
Figura 36- Diagrama de carga da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga para as primeiras 24h de funcionamento.....	77

Figura 37- Cálculo dos indicadores de desempenho para um horizonte de planeamento de 20 anos	78
Figura 38- Otimização multiobjectivo SSR-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de baixo custo	82
Figura 39- Otimização multiobjectivo SSR-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de elevado custo.....	83
Figura 40- Otimização multiobjectivo NPC-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de baixo custo	84
Figura 41- Otimização multiobjectivo NPC-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de elevado custo.....	85
Figura 42- Otimização multiobjectivo TIR-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de baixo custo	86
Figura 43- Otimização multiobjectivo TIR-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de elevado custo.....	87
Figura 44- Otimização multiobjectivo <i>Payback</i> -NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de baixo custo	88
Figura 45- Otimização multiobjectivo <i>Payback</i> -NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de elevado custo	89
Figura 46- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de baixo custo.....	90
Figura 47- Método iterativo NPV, NPC, TIR, <i>Payback</i> , cenário de baixo custo	91
Figura 48- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de elevado custo.....	92
Figura 49- Método iterativo NPV, NPC, TIR, <i>Payback</i> , cenário de elevado custo.....	93
Figura 50- Balanço de Energia Anual de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia convencional de operação	94
Figura 51- Balanço de Energia Anual de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga.....	97

Figura 52- Diagrama esquemático da instalação, perspetiva lateral.....	113
Figura 53- Diagrama esquemático da instalação, perspetiva aérea	113
Figura 54- Tarifa de energia para o ciclo de Inverno	114
Figura 55- Tarifa de energia para o ciclo de Verão.....	114
Figura 56- Otimização multiobjectivo SSR-NPV para os limites tarifários 0,0014 €/kWh e 0,1570 €/kWh, cenário de baixo custo.....	116
Figura 57- Otimização multiobjectivo SSR-NPV para os limites tarifários 0,0014 €/kWh e 0,1570 €/kWh, cenário de elevado custo.....	117
Figura 58- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de baixo custo.....	118
Figura 59- Método iterativo NPV, NPC, TIR, <i>Payback</i> , cenário de baixo custo	119
Figura 60- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de elevado custo.....	120
Figura 61- Método iterativo NPV, NPC, TIR, <i>Payback</i> , cenário de elevado custo.....	120
Figura 62 – Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia convencional de operação (potência FV de 7 kWp)	125
Figura 63- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia convencional de operação (potência FV de 10 kWp)	126
Figura 64- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia convencional de operação (potência FV de 15 kWp)	126
Figura 65- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização económica (potência FV de 7 kWp).....	127
Figura 66- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização económica (potência FV de 10 kWp).....	127
Figura 67- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização económica (potência FV de 15 kWp).....	128

Figura 68- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização da autossuficiência (potência FV de 7 kWp) 128

Figura 69- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização da autossuficiência (potência FV de 10 kWp) 129

Figura 70- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização da autossuficiência (potência FV de 15 kWp) 129

Lista de Tabelas

Tabela 1- Relação entre o tempo de descarga e a capacidade da bateria, (Battery Company, 2012)	15
Tabela 2- Número de ciclos disponíveis para um DOD de 80%, (Battery Lifetime, 2021)17	
Tabela 3-Análise comparativa entre diferentes tipos de baterias (Bukhari et al., 2016). 21	
Tabela 4- Aplicações de baterias na integração da fonte de geração FV, (Reliability, 2011)	25
Tabela 5- Descrição do funcionamento da estratégia convencional de operação	26
Tabela 6- Rescrições da estratégia convencional de operação do sistema	26
Tabela 7- Restrições da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga.....	27
Tabela 8- Funções objetivo para a otimização de sistemas FV com baterias conectados à rede.....	29
Tabela 9- Algoritmo genético padrão (AG)	31
Tabela 10- Estrutura de dados do modelo FV	35
Tabela 11- Estrutura de dados do modelo da bateria	36
Tabela 12- Estrutura de dados do modelo do inversor.....	37
Tabela 13- Estrutura de dados dos custos da instalação.....	37
Tabela 14- Estrutura de dados do planejamento do projeto (dimensionamento do sistema)	37
Tabela 15- Algoritmo padrão de cálculo dos indicadores de desempenho	44
Tabela 16- Algoritmo padrão da Estratégia Convencional de Operação	45
Tabela 17- Algoritmo padrão da Estratégia de Deslocamento Dinâmico do Preço de Carga	46
Tabela 18- Parâmetros de configuração do algoritmo genético.....	49

Tabela 19- Algoritmo padrão método iterativo	50
Tabela 20- Estatista de consumos do cliente industrial	54
Tabela 21- Tarifa energética, ciclo de Inverno.....	56
Tabela 22- Tarifa energética, ciclo de Verão	56
Tabela 23- Cenários de simulação aplicados ao dimensionamento da instalação.....	58
Tabela 24- Custo dos componentes para a simulação dos indicadores de desempenho	60
Tabela 25- Otimização do indicador de desempenho SSR.....	61
Tabela 26- Otimização do indicador de desempenho NPV	62
Tabela 27- Otimização do indicador de desempenho <i>Payback</i>	62
Tabela 28- Otimização do indicador de desempenho TIR	62
Tabela 29- Custo dos componentes para a simulação dos indicadores de desempenho	78
Tabela 30- Otimização do indicador de desempenho SSR.....	79
Tabela 31- Otimização do indicador de desempenho NPV	79
Tabela 32- Otimização do indicador de desempenho <i>Payback</i>	80
Tabela 33- Otimização do indicador de desempenho TIR	80
Tabela 34- Modos de operação da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga	81
Tabela 35- Energia descarregada anualmente pela bateria para a estratégia convencional de operação	95
Tabela 36- <i>Payback</i> do sistema de armazenamento de energia para a estratégia convencional de operação	96
Tabela 37- Energia descarregada anualmente pela bateria para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga.....	98
Tabela 38- <i>Payback</i> do sistema de armazenamento de energia para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, (otimização dos indicadores económicos)	99

Tabela 39- Especificações da bateria Xantrex	111
Tabela 40- Especificações da bateria LG Chemical.....	111
Tabela 41- Especificações da bateria Ampere T-Pro.....	112
Tabela 42- Parâmetros de simulação utilizados.....	115
Tabela 43- Balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia convencional de operação	121
Tabela 44- Balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, (modo de otimização económica).....	122
Tabela 45- Balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, (modo de otimização da autossuficiência)	123
Tabela 46- <i>Payback</i> do sistema de armazenamento de energia para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, (otimização da autossuficiência)	124
Tabela 47- Resultados das simulações dos indicadores de desempenho para uma bateria de capacidade fixa de 20 kWh	130

Lista de Acrónimos e Abreviaturas

AC – Alternating Current
ACO – Ant Colony Optimization
ADENE – Agência para a Energia
AG – Algoritmo Genético (*Genetic Algorithm*)
AM – Massa de ar (*Air Mass*)
AVAC – Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado
Bat – Bateria (*Battery*)
BMS – Battery Management System
BTE – Baixa Tensão Especial
DC – Direct Current
DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia
DOD – Profundidade de Descarga (*Depth of Discharge*)
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EV – Veículos Elétricos (*Electric Vehicles*)
FLC – Fuzzy Logical Controller
FV – Fotovoltaico (*Photovoltaic*)
LCO – Custo Normalizado de Energia (*Levelized Cost of Energy*)
LCOS – Custo Normalizado de Armazenamento (*Levelized Cost of Storage*)
MPPT – Maximum Power Point Tracking
NOCT – Nominal Operating Cell Temperature
NPC – Custo Atual Líquido (*Net Present Cost*)
NPV – Valor Atual Líquido (*Net Present Value*)
NSRDB – National Solar Radiation Database
PSO – Particle Swarm Optimization
SSC – System Supervisory Control
SOC – State of Charge
SOH – State of Health
SSR – Autossuficiência (*Self Sufficiency Ratio*)
STC – Standard Test Conditions
TCO – Custo Total de Propriedade (*Total Cost of Ownership*)
TIR – Taxa Interna de Rentabilidade (*Internal Rate of Return*)
TMY – Typical Meteorological Year
UPS – Fonte de Alimentação Ininterrupta (*Uninterruptible Power Supply*)
VD – Desvio de Tensão (*Voltage Deviation*)



Introdução

1.1. Contexto e Motivação

Ao longo dos últimos anos têm ocorrido grandes mudanças no paradigma de produção de energia elétrica, optando-se cada vez mais por fontes de energia renovável para satisfazer as necessidades enérgicas dos consumidores, possibilitando um aumento da sustentabilidade do planeta. O aumento da procura de sistemas de energia renovável surge também com o aparecimento de novas tecnologias mais eficientes, que incentivam os investidores a priorizarem estes em função das fontes tradicionais de energia não renovável.

A produção solar, assim como, a eólica e hídrica correspondem às principais fontes de energia renovável utilizadas atualmente, assumindo o maior desempenho a nível mundial (Kent, 2018). Este facto remete para a otimização da sua utilização, desenvolvendo-se novas metodologias de controlo que permitam melhorar o funcionamento destes sistemas, beneficiando o produtor e o consumidor de energia elétrica.

Apoiando o movimento de energia renovável descentralizada, são identificados alguns inconvenientes relacionados com a sua utilização, nomeadamente a disponibilidade dos recursos naturais. Direcionando o estudo para a geração solar fotovoltaica, é notória a dependência das condições meteorológicas para a produção de energia, evidenciando a intermitência associada à utilização destas tecnologias. Para combater estes fatores podem ser acoplados à instalação fotovoltaica sistemas de armazenamento de energia, como baterias, de forma complementar o recurso energético. Deste modo, a instalação de baterias em sistemas fotovoltaicos, possibilita o aumento da previsibilidade e flexibilidade de energética, permitindo um maior controlo da fonte de geração fotovoltaica, (IEA, 2018).

O tema desta dissertação é centrado no estudo de sistemas fotovoltaicos (FV) com baterias conectados à rede, sendo criada uma metodologia de dimensionamento ótimo que viabilize a utilização destes sistemas para um cenário particular de funcionamento.

1.2. Objetivos da Dissertação

A necessidade de otimização é um problema contínuo e implícito na construção de sistemas de produção de energia (Kent, 2018). Considerando o elevado crescimento dos sistemas fotovoltaicos, surge a questão da viabilidade tecno-económica da adição de sistema de armazenamento de energia. Este dilema tem diversas variantes, consoante as características do sistema.

Deste modo, a presente dissertação tem por objetivo o dimensionamento ótimo de um sistema FV com baterias conectado à rede. O dimensionamento da instalação consiste na determinação da potência FV e capacidade da bateria a implementar no sistema. Assim, para a resolução deste problema é desenvolvida uma metodologia que utiliza métodos de otimização com recurso a algoritmos evolutivos. A validação da solução de otimização é realizada através de indicadores tecno-económicos, que descrevem o desempenho do funcionamento instalação.

Uma vez que os sistemas de armazenamento de energia permitem o aumento da flexibilidade energética, é considerada a estratégia convencional de operação e a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga para a realização do dimensionamento ótimo da instalação. Desta forma, pretende-se avaliar o desempenho de ambas as estratégias de gestão de energia aplicadas às soluções do sistema, analisando a resposta do algoritmo para os diferentes cenários de operação.

Complementado o estudo do dimensionamento de sistemas FV com baterias conectados à rede é realizado um segundo método, método iterativo, que considera um conjunto de soluções de dimensionamento para o cálculo dos indicadores tecno-económicos. Este método permite visualizar a evolução dos indicadores face às diferentes soluções de dimensionamento.

Este estudo propõe ainda avaliar a viabilidade tecno-económica dos sistemas de armazenamento de energia, considerando diferentes cenários de custo de equipamento associados ao dimensionamento da instalação. Desta forma, é possível averiguar quais as vantagens económicas da inserção de baterias em sistemas FV conectados à rede, tendo em conta as estratégias de gestão de energia utilizadas.

O contributo apresentado pela dissertação, consiste na construção de uma ferramenta de dimensionamento que recorre à utilização de múltiplos indicadores de desempenho para a otimização de um sistema FV com baterias conectado à rede, considerando diferentes métodos de otimização aplicados a duas estratégias de gestão de energia.

1.3. Organização da Dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em sete Capítulos, para além do presente.

O Capítulo 2 (Estado da Arte), é constituído pela revisão da literatura disponível, fundamentado a base teórica do estudo do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com baterias conectados à rede. Desta forma, são exploradas com detalhe as principais características de funcionamento dos painéis FV e das baterias, enunciando diferentes aplicações da sua instalação. Posto isto, são apresentadas as estratégias de gestão de energia, assim como métodos de otimização para a realização do dimensionamento do sistema.

No Capítulo 3 (Metodologia), é proposta uma solução para o estudo do dimensionamento ótimo de sistemas FV com baterias conectados à rede.

O Capítulo 4 (Implementação), apresenta o processo de implementação da metodologia desenvolvida, descrevendo os algoritmos referentes às respetivas estratégias de gestão de energia e aos métodos de otimização utilizados.

No Capítulo 5 (Estudo de Caso), é descrito o estudo de caso utilizado para demonstrar a metodologia aplicada, realizando o tratamento dos dados disponibilizados por um consumidor industrial, avaliando as suas características de produção inerentes à geração FV, consumo e tarifas de energia.

No Capítulo 6 (Análise de Resultados), são apresentados os resultados obtidos de várias simulações, explicando o seu significado. As simulações foram realizadas para ambas as estratégias de gestão de energia, tendo em conta os métodos de otimização desenvolvidos, estabelecendo vários cenários de custo que possibilitam uma análise de sensibilidade da viabilidade tecno-económica da instalação destes sistemas.

Por fim, no Capítulo 7 (Conclusões), são apresentadas as conclusões do trabalho reportado nesta dissertação, propondo alguns trabalhos futuros que seriam interessantes de investigar para a complementação deste estudo.

Estado da Arte

2.1. Princípio de Funcionamento dos Sistemas FV com Baterias

A produção de energia FV tem vindo a ser utilizada em diversos setores, desde centrais de grande escala a aplicações residenciais de pequena dimensão. Com o crescente aumento dos consumos de energia, a proliferação destes sistemas tem vindo a aumentar, provocando uma redução dos custos de implementação destas tecnologias (IEA, 2020).

Os sistemas FV são caracterizados por converterem a radiação solar em energia elétrica, sendo definidos como sistemas de produção de energia renovável. Estes sistemas produzem energia de forma intermitente, uma vez que estes dependem de fatores meteorológicos, como a irradiância e a temperatura ambiente. Dada esta dependência, torna-se essencial realizar o melhor aproveitamento possível da energia produzida pelos módulos FV. Este aproveitamento pode ser efetuado através de sistemas de armazenamento de energia, possibilitando o controlo da utilização do excedente de energia solar produzida.

O acoplamento de baterias aos sistemas fotovoltaicos pode ser realizado através de duas configurações, considerando sistemas conectados à rede ou isolados da mesma. Em sistemas isolados da rede, as baterias têm o objetivo de garantir uma maior ou total autossuficiência do consumidor, em conjunto com a unidade de geração de energia renovável. Para sistemas conectados à rede, as baterias podem realizar diferentes operações como, a gestão do custo de energia da rede através do controlo de cargas e descargas da bateria, o fornecimento de energia em períodos de elevado congestionamento da rede, e quando ligadas a uma fonte de energia renovável (intermitente) permite o aproveitamento da energia produzida que não é diretamente consumida por uma carga.

Deste modo, verifica-se essencial realizar um estudo de viabilidade tecno-económica da implementação destes sistemas para um determinado setor de atividade. Atendendo a este facto, faz-se de seguida a revisão de literatura referente ao dimensionamento ótimo dos respetivos sistemas de energia (fotovoltaico e baterias), averiguando as vantagens e desvantagens da sua implementação para diferentes estudos de caso.

Em (Ru et al., 2013), foi estudado o problema de dimensionamento ótimo para um sistema FV com baterias conectado à rede. Este estudo adotou uma abordagem analítica do

problema, formulando-se um modelo matemático que visa minimizar o custo associado à compra de energia elétrica, recorrendo a um critério de desempenho. Desta forma, o critério desenvolvido depende apenas da capacidade e do preço da bateria. Este estudo também considera a possibilidade de ocorrerem trocas de energia entre o consumidor e a rede, estabelecendo diferentes modos de gestão do consumo de energia elétrica. Os autores desenvolvem um algoritmo com base na análise do problema, onde são implementadas as restrições tecnológicas dos componentes para a otimização do dimensionamento das baterias.

Em (Y. Zhang et al., 2017), é proposta uma abordagem de dimensionamento ótimo do sistema FV com baterias conectado à rede, tendo em consideração diferentes estratégias de gestão de energia. Este estudo recorre a algoritmos genéticos para a determinação do valor das variáveis de decisão do sistema, como a capacidade da bateria e os parâmetros de operação das diferentes estratégias definidas. O problema do dimensionamento é formulado através de uma otimização multiobjectivo que visa a maximização da Autossuficiência (*SSR-Self Sufficiency Ratio*) e do Valor Atual Líquido (*NPV-Net Present Value*), obtendo as soluções ótimas referentes às variáveis de decisão selecionadas. O artigo conclui que a viabilidade da implementação de baterias em sistemas FV conectados à rede depende da estratégia de gestão de energia utilizada, onde a autossuficiência não garante a lucratividade do sistema.

Em (Worighi et al., 2019), é elaborado um dimensionamento ótimo de um sistema fotovoltaico com baterias conectado à rede, através de um algoritmo de otimização multiobjectivo. A otimização visa minimizar dois indicadores tecno-económicos, considerando os custos diretos e indiretos do produtor e consumidor de energia (*TCO-Total Cost of Ownership*), e a estabilidade do sistema em relação à geração FV intermitente, (*VD-Voltage Deviation*). As variáveis de decisão do problema de otimização correspondem à potência FV e a capacidade da bateria a instalar, satisfazendo a melhor relação de operação entre os indicadores de desempenho. Em adição, é implementado um controlador de carga e descarga da bateria (*FLC-Fuzzy Logical Controller*), permitindo o melhoramento técnico e económico do sistema de armazenamento de energia.

Em (Badawy et al., 2016), é realizado um estudo económico da implementação de sistema FV com baterias conectado à rede, para estações de carregamento de veículos elétricos (*EV-Electric Vehicles*). Este artigo formula um problema de otimização, tendo em conta o controlo do fluxo de energia que minimize o custo de operação do sistema. O estudo de caso é aplicado para vários cenários de operação, tendo em conta as flutuações das tarifas energéticas e do perfil de carga da estação, determinando o dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento de energia a implementar.

Em (Bandyopadhyay et al., 2020), é apresentada uma metodologia de dimensionamento semelhante aos artigos anteriormente mencionados, para a determinação da potência FV e capacidade ótima da bateria a instalar. Este estudo recorre a diferentes indicadores de desempenho para a otimização das variáveis de decisão, como o período de recuperação do

investimento (*Payback Period*) e o custo de capital do sistema. A simulação do dimensionamento é realizada para diferentes localidades, comparando os resultados obtidos com os respectivos incentivos tarifários.

O artigo (Quiles et al., 2020) propõe uma metodologia baseada na aplicação de uma simulação aleatória sequencial de Monte Carlo aos respectivos sistemas. Através deste estudo, é averiguada a importância do dimensionamento adequado da instalação global para um nível de confiabilidade mínimo, de modo a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica sem custos desnecessários (subdimensionamento/ sobredimensionamento).

Com base nos estudos apresentados torna-se necessário descrever o funcionamento dos parâmetros utilizados nas diferentes abordagens, tais como: a arquitetura do sistema FV com baterias conectado à rede, o modelo FV, o modelo da bateria, o perfil de carga do consumidor e as estratégias de gestão de energia elétrica, tudo isto aliado a um conjunto de cenários de simulação para um estudo de caso genérico.

2.1.1. Arquitetura de Sistemas FV com Baterias Conectados à Rede

A definição da arquitetura do sistema FV com baterias conectado à rede é um procedimento fundamental para a realização do dimensionamento ótimo da instalação. Sabendo que o sistema é constituído por um conjunto de dispositivos que permitem a produção, o transporte, o armazenamento e o consumo de energia elétrica, é estabelecida a disposição dos componentes na instalação consoante as características produção e consumo de energia (*DC-Direct Current* ou *AC-Alternating Current*).

Posto isto, segundo os autores (Truong et al., 2016), são considerados dois tipos de configuração que permitem generalizar o funcionamento da instalação. Na Figura 1 são representados os dois tipos de configurações utilizadas em projeto de dimensionamento e controlo de energia em sistemas FV com baterias conectados à rede. Deste modo, observa-se que a geração FV assume uma disposição fixa na instalação, sendo conectada ao barramento DC por meio de um conversor MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), enquanto a carga/consumidor e a rede de energia são conectadas ao barramento AC. Assim, apenas o sistema de armazenamento de energia pode ser movido entre barramentos por meio de um inversor. Na Figura 1a, o sistema de armazenamento é conectado ao barramento AC, através de um inversor separado com um custo adicional para instalação de baterias. Na Figura 1b, o sistema de armazenamento é acoplado diretamente ao barramento DC, recorrendo a um inversor bidirecional para efetuar o trânsito de energia na instalação.

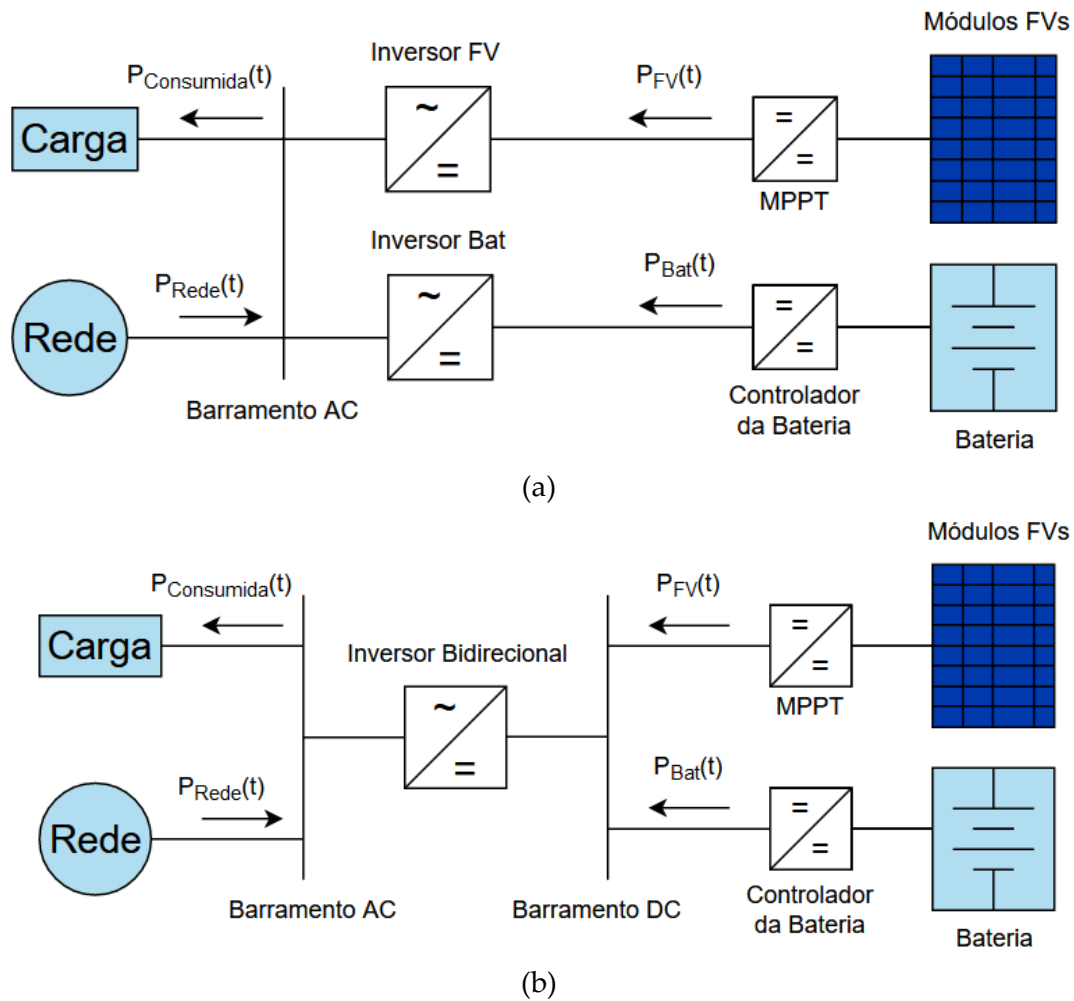


Figura 1- Arquitetura do sistema FV com baterias conectado à rede: (a) baterias acopladas no barramento AC; (b) baterias acopladas no barramento DC

De acordo com a Figura 1, são convencionados os sentidos do fluxo de energia na instalação, sendo que as setas representam o fluxo de energia com sinal positivo. Assim, o fluxo de energia positivo traduz a produção FV, os consumos de energia, e as importações da rede. Relativamente ao fluxo de energia à saída da bateria o sinal positivo e negativo representa a descarga e a carga do dispositivo, respetivamente.

Esta dissertação recorre à arquitetura da Figura 1(b) para formulação do fluxo de energia entre a geração e os consumos no sistema, não tendo em consideração o modelo do inversor. Assume-se um rendimento fixo que admita uma perspetiva conservadora para os erros do projeto.

2.1.2. Modelo Equivalente de Células e Módulos Fotovoltaicos

Os módulos FV são equipamentos que permitem a conversão de energia elétrica a partir da radiação solar. Estes equipamentos são constituídos por um conjunto de células fotoelétricas, que podem ser interligadas formando unidades maiores designadas de módulos. Assim, as ligações em série permitem obter tensões mais elevadas, enquanto as ligações em paralelo provocam um aumento da corrente elétrica em comparação com a tensão e corrente de uma célula fotovoltaica.

No processo de fabrico dos módulos fotovoltaicos são medidos os parâmetros dos módulos FV para condições de teste normalizadas (STC, *Standard Test Conditions*), correspondendo a uma irradiância de 1000 W/m², uma temperatura de célula de 25 °C e uma massa de ar 1,5 (AM, *Air Mass*). Contudo, os módulos FV operam sobre uma ampla gama de condições de funcionamento, sendo necessário descrever a produção de energia sob condições genéricas de operação. Desta forma, é possível verificar as vantagens da sua implementação numa determinada instalação.

Segundo (De Soto et al., 2006), existem vários modelos que estimam a produção FV, porém alguns destes requerem parâmetros de entrada que normalmente não são disponibilizados pelos fabricantes de módulos FV. Desta forma, é apresentado o modelo de um díodo e cinco parâmetros, para descrever o funcionamento da célula FV, considerando múltiplas condições de operação. Este modelo é representado pelo circuito equivalente da Figura 2.

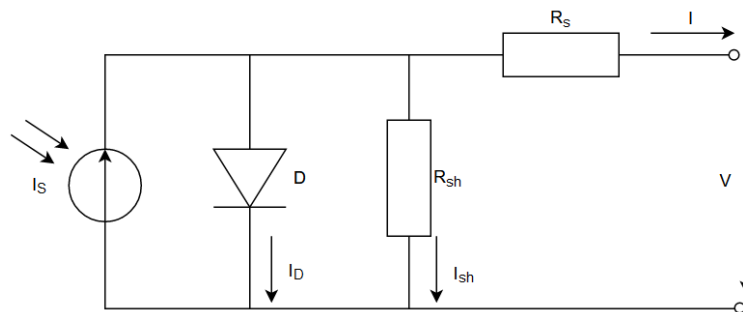


Figura 2- Modelo de um díodo e cinco parâmetros (célula fotovoltaica)

Os artigos (De Soto et al., 2006; Nguyen & Nguyen, 2015) demonstram a relação entre a corrente (I) e a tensão (V) à saída da célula FV, deduzindo o sistema de equações (2.0),

$$\left\{ \begin{array}{l} I = I_s - I_0 \cdot \left[e^{\frac{V+I \cdot R_s}{mV_T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \\ V_T = \frac{K \cdot T}{q} \end{array} \right. \quad (2.0)$$

onde os parâmetros de entrada da expressão são dados por:

- I_s : Corrente de curto-circuito (A);
- I_0 : Corrente inversa máxima de saturação do díodo (A);
- R_s : Resistência série (Ω);
- R_{sh} : Resistência paralelo (Ω);
- m : Fator de idealidade do díodo (díodo ideal, $m = 1$);
- V_T : Potencial térmico (V);
- K : Constante de Boltzmann ($1,3805 \cdot 10^{-23}$ J/K);
- T : Temperatura absoluta da célula (K);
- q : Carga do eletrão ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C).

Deste modo, é possível caracterizar um sistema FV através do número de módulos conectado em série (N_s) e paralelo (N_p), proporcionando um aumento de potência instalada da unidade de geração. Na Figura 3 são ilustrados os esquemas equivalentes que permitem descrever uma instalação fotovoltaica.

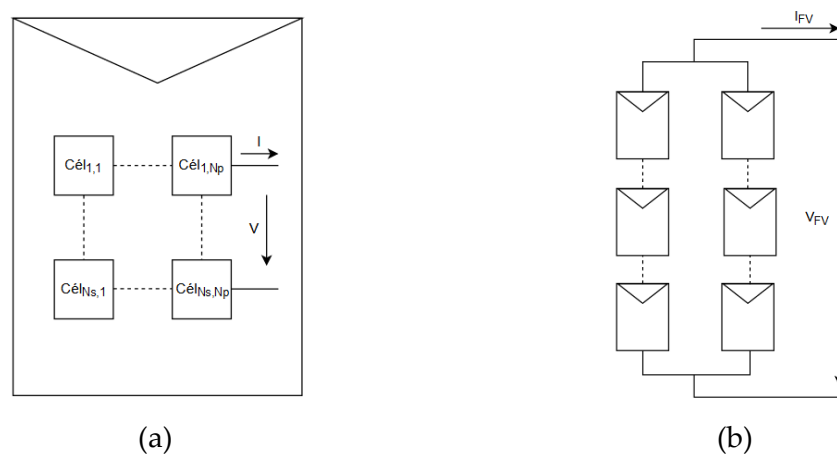


Figura 3- Esquema equivalente de uma instalação FV: (a) módulo FV; (b) sistema FV

Segundo os artigos (De Soto et al., 2006; Nguyen & Nguyen, 2015; Y. Zhang et al., 2017), é importante garantir a eficiência do sistema FV, diminuindo o custo e o tamanho da instalação. Assim, é aplicado o conversor MPPT que assegura o seguimento do ponto máximo de potência para cada valor de irradiância e temperatura. Este conversor é implemento através de algoritmos de procura como por exemplo, o *Perturb and Observe MPPT Algorithm* ou o *Incremental Conductance MPPT Algorithm* (Nedumgatt et al., 2011; Safari & Mekhilef, 2011), que permitem o controlo da tensão (V_{FV}) e corrente (I_{FV}) à saída do sistema FV determinando o valor da potência máxima de produção, podendo ser descrito de forma simplificada pela equação (2.1).

$$P_{FV} = \text{máx} (I_{FV} \cdot V_{FV}) \quad (2.1)$$

2.1.2.1. Parâmetros Meteorológicos Relacionados com a Produção FV

Considerando o modelo FV descrito anteriormente, é necessário recolher um conjunto de dados meteorológicos que sejam utilizados para simular a produção de energia elétrica. Estes dados meteorológicos são compostos pela temperatura ambiente e irradiância solar. A irradiância é constituída por três componentes: direta, difusa e refletida, onde o somatório entre elas origina a irradiância global. Assim, para a simulação do sistema FV são utilizados como parâmetros de entrada a irradiância global incidente no plano do módulo e a temperatura ambiente.

O artigo (Haider Ibrahim & Anani, 2017) demonstra o funcionamento do módulo FV com a variação da temperatura e irradiância. Deste modo, quando a temperatura aumenta a potência de saída do módulo FV diminui para as mesmas condições de irradiância. Contrariamente, com o aumento da irradiância incidente a potência aumenta. Estes dois parâmetros são diretamente dependentes, onde o efeito da irradiância tem um maior impacto na produção de energia solar do que a temperatura.

Sabendo que os parâmetros meteorológicos apresentam grandes flutuações ao longo do ano, recorreu-se à plataforma SOLARGIS, de modo a estimar a distribuição do recurso solar numa determinada localização geográfica. Na Figura 4 é representada a irradiação global horizontal média anual disponível na Europa.

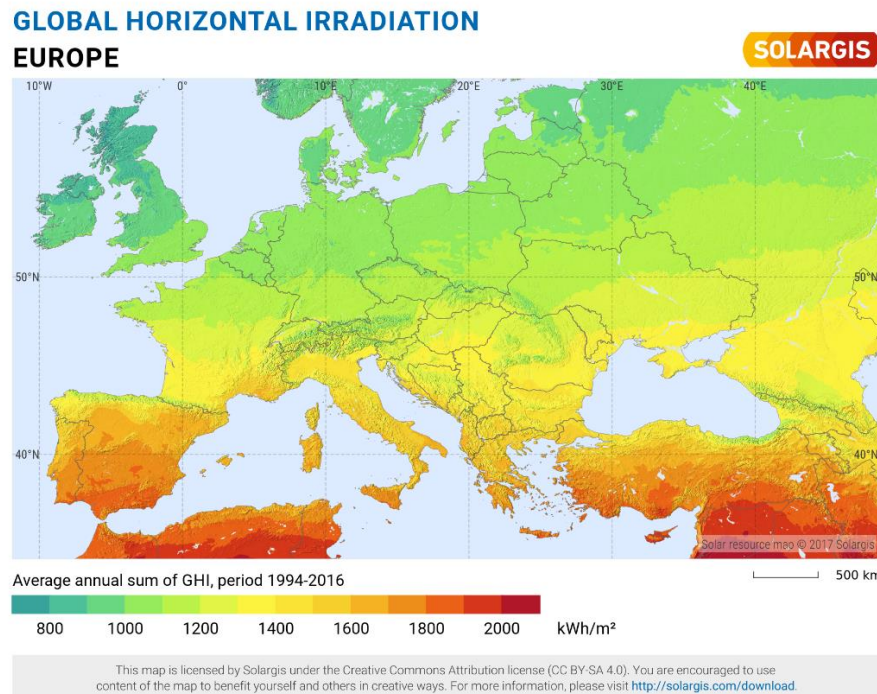


Figura 4- Distribuição da irradiação global horizontal na Europa

Sendo a irradiação descrita pela irradiância durante um período de tempo (densidade de energia) e a irradiância o valor instantâneo da radiação solar que incide sobre uma superfície (densidade de potência), na Figura 4, é visível que estas componentes variam com a latitude, atingindo valores inferiores nos países do Norte da Europa, e superiores para os países do Sul. Assim, estima-se que países como Portugal apresentem boas condições para a implementação de sistemas FV, dado os elevados níveis de radiação solar.

2.1.2.2. Disposição do Sistema Fotovoltaico

A disposição do sistema FV é um fator importante a ter em consideração, uma vez que a inclinação e orientação dos painéis solares influenciam o desempenho do sistema.

Posto isto, a disposição do sistema depende não só das características do espaço, como também do perfil de produção que se pretende obter. No artigo (Ashok et al., 2015), são avaliadas diferentes configurações para a instalação de módulos FV, verificando-se que a disposição ótima do sistema FV varia com a instalação de um sistema de armazenamento de energia. Assim, quando considerado um sistema de armazenamento de energia os autores referem que é vantajoso maximizar o pico de potência produzida pela geração, assumindo a orientação e inclinação que aumente irradiância incidente no plano do módulo. Caso contrário, deve ser considerada uma disposição que permita um melhor aproveitamento da energia fotovoltaica, tendo em conta o perfil de carga do consumidor.

Adotando uma perspectiva generalizada, teve-se em consideração o artigo (Jacobson & Jadhav, 2018), que propõe uma estimativa ótima para a inclinação dos painéis solares em relação à sua posição geográfica, maximizando a produção total do sistema. O estudo tem como referência os dois hemisférios (Norte e Sul), assumindo que todos os painéis FV estão orientados para Sul no hemisfério Norte, e orientados a Norte no hemisfério Sul, com a exceção do Quênia que se localiza no hemisfério Sul, considerando uma orientação oposta com uma inclinação ideal de 4°.

Posto isto, pode-se ter uma perspectiva global da orientação e inclinação ótima para os módulos FV. Contudo, existem ainda outros fatores que influenciam a seleção destes dois parâmetros, como por exemplo: o custo das estruturas de suporte, condições meteorológicas, regularidade do terreno, sombreamentos, área de implementação, entre outros aspetos que condicionam o dimensionamento da instalação FV. Na Figura 5, é ilustrado o esquema que caracteriza a disposição dos painéis FV na instalação.

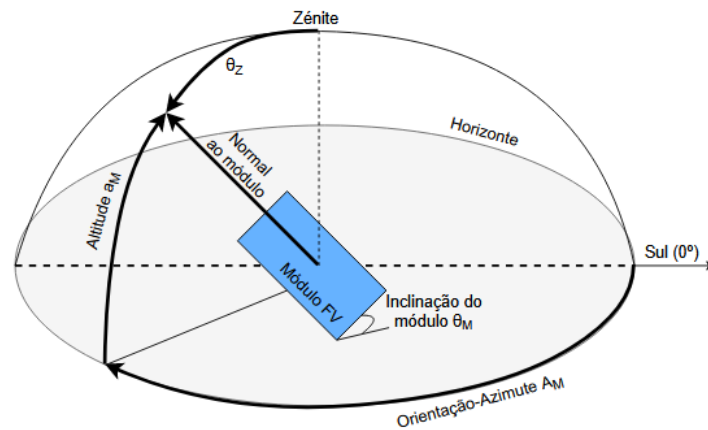


Figura 5- Esquema da disposição do sistema FV

2.1.3. Perfil de Carga

Para o correto dimensionamento de um sistema FV é necessário ter em conta o perfil de carga do utilizador, evitando o sobredimensionamento ou subdimensionamento do sistema FV num cenário de autoconsumo. Deste modo, é importante analisar o cliente e os seus consumos para um horizonte de estudo considerável, estabelecendo diferentes cenários de consumo de energia.

Desta forma, foram analisados diferentes tipos de consumidores que podem recorrer à utilização de sistemas fotovoltaicos para suprir parte das suas necessidades de consumo. Recorrendo a alguns estudos estatísticos sobre o consumo de energia elétrica em Portugal, verifica-se que grande parte da energia é direcionada para os setores industrial, serviços (saúde, educação, restauração, etc.) e doméstico (Observatório da Energia et al., 2020). Segundo a DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia) e a ADENE (Agência para a Energia), o consumo de energia dos setores doméstico e dos serviços ultrapassou o consumo de energia do setor industrial; em 2018, os referidos setores representam 31,9% do consumo total de energia final e o da indústria 29,5%. Em 2018, a energia elétrica representa 25,1% do consumo total de energia final.

Analisando um consumidor doméstico padrão, observa-se que a maior parte da energia é direcionada para alimentar sistemas de climatização de espaços, como sistemas de aquecimento e refrigeração, porém existe ainda uma percentagem significativa de energia que é utilizada para alimentar eletrodomésticos, dispositivos eletrónicos e iluminação (IEA, 2017). Considerando um consumidor industrial, é expectável que os consumos possam alcançar outras dimensões. O artigo (Pérez-Lombard et al., 2008) compara alguns tipos de consumidores, tendo em conta as cargas mais relevantes para vários setores, como AVAC (Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado), Águas Quentes Sanitárias, e equipamento elétricos, entre outros.

Considerando que os consumos de energia sofrem flutuações sazonais, influenciados por diversos eventos pontuais, como: condições meteorológicas extremas, calendários festivos, entre outros fenómenos. Deste modo, existe a necessidade de analisar um consumidor tendo em conta o seu enquadramento geográfico e cultural.

2.1.4. Baterias

O armazenamento de energia elétrica é um tema central no aproveitamento da energia renovável (fotovoltaica), uma vez que a produção e consumo podem não coincidir ao longo do dia e conseqüentemente ao longo do ano. Não esquecendo que estas fontes de energia têm uma natureza intermitente onde a produção não é constante, dependendo do recurso natural à disposição (GREENPRO, 2004).

No contexto referido anteriormente, o armazenamento de energia corresponde a uma solução incontornável para a gestão de energia elétrica produzida. As baterias representam uma possibilidade para efetuar o armazenamento de energia, uma vez que são capazes de transformar diretamente a energia elétrica em energia potencial química e posteriormente converter a energia potencial química em energia elétrica. A utilização de baterias permite solucionar outros problemas, para além do armazenamento de energia em períodos de elevada produção, como por exemplo:

- O congestionamento da rede, (elevada procura de energia elétrica);
- Alimentação de serviços de emergência, (*UPS-Uninterruptible Power Supply*);
- A intermitência energética.

Atendendo aos factos enunciados anteriormente, é importante descrever os principais parâmetros de funcionamento das baterias, de forma a validar a decisão de implementação destes sistemas.

2.1.4.1. Principais Parâmetros de Baterias

A escolha correta do tipo de bateria a utilizar é uma tarefa que pode influenciar o dimensionamento da instalação. Assim, considerando os principais tipos de baterias existentes no mercado, é feito um estudo das suas características de funcionamento, averiguando qual a seu desempenho na indústria. Desta forma, é necessário definir quais as características relevantes, de modo a realizar uma comparação justa entre todas as possibilidades. Posto isto, segundo os artigos (GREENPRO, 2004; Vazquez et al., 2010; Z. Zhang et al., 2015), as principais características a ter em conta são: a capacidade da bateria, a profundidade de descarga (*DOD-Depth of Discharge*), o estado de carga (*SOC-State of Charge*), o estado de saúde (*SOH-State of Health*), o tempo de vida útil, a auto descarga e a eficiência energética. Apresenta-se de seguida uma explicação destes parâmetros.

Capacidade da Bateria

A capacidade disponível (C) de uma bateria é a quantidade de energia que a bateria pode fornecer até ficar totalmente descarregada, em determinadas condições de operação (GREENPRO, 2004). A capacidade nominal da bateria é definida pelo produto entre intensidade de corrente de descarga constante (I_n) e o tempo de descarga (t_n), dado por: $C_n = I_n \cdot t_n$. Deste modo, a capacidade da bateria é fortemente dependente do tempo de descarga. A capacidade da bateria diminui para baixos tempos de descarga, onde a intensidade de corrente é elevada. Por outro lado, a capacidade da bateria aumenta para elevados tempos de descarga, onde a intensidade de corrente é baixa. Por este motivo, a capacidade nominal da bateria (C_n) tem de ser sempre especificada juntamente com a respetiva corrente de descarga ou, como é habitual, em função do tempo de descarga para o qual a capacidade nominal da bateria é expressa.

As baterias assumem um comportamento não linear, sendo essencial definir corretamente as suas especificações. Desta forma, considerando como exemplo uma bateria C_{100} de 100 Ah, que opera a uma dada temperatura, significa que a bateria poderá fornecer uma corrente de 1 A, durante 100 h. Se a mesma bateria for descarregada a 8 A, atingindo uma tensão final de descarga ao fim de 10 h, a capacidade da bateria C_{10} é de 80 Ah.

Na Tabela 1 são apresentados os valores característicos de descarga para uma bateria de chumbo-ácido, que opera a 25 °C. Recorrendo à informação fornecida pelo fabricante é possível relacionar o tempo de descarga com a capacidade da bateria, obtendo-se o gráfico da Figura 6. Tipicamente, para as baterias de chumbo-ácido a relação entre o tempo de descarga e o regime de descarga é semelhante a outras tecnologias de armazenamento de energia.

Tabela 1- Relação entre o tempo de descarga e a capacidade da bateria, (Battery Company, 2012)

Especificações Elétricas da Bateria						
Tempo de descarga (h)	2	5	10	48	72	100
Capacidade (Ah)	146	185	207	225	245	250
Capacidade Nominal (Ah)	225Ah@C ₂₀					

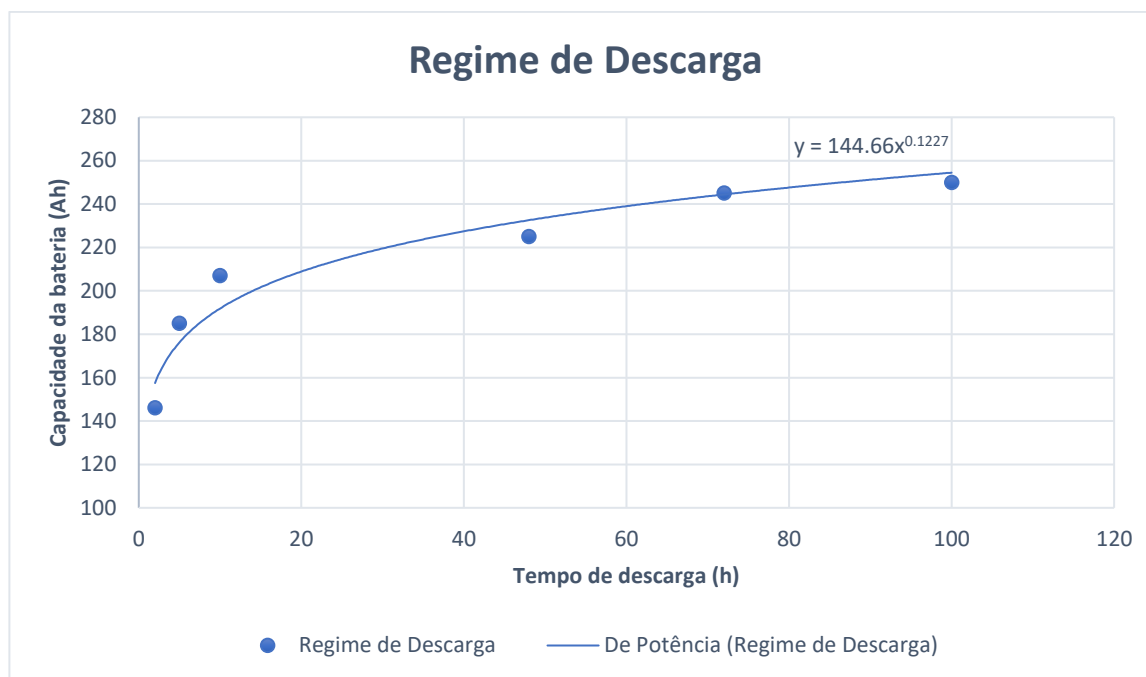


Figura 6- Relação entre o tempo de descarga e a capacidade da bateria, (Battery Company, 2012)

Outro fator a ter em consideração na instalação de baterias é a temperatura de operação. Apesar de as baterias apresentarem uma gama de temperaturas de operação relativamente abrangente, regra geral entre os 0 e 45 °C, para que o seu funcionamento seja eficiente são consideradas gamas mais reduzidas. O aumento da temperatura de operação faz diminuir a tensão aos terminais da bateria tornando os processos de recarga mais ineficientes e demorados (Battery Company, 2012; GREENPRO, 2004). Adicionalmente, o funcionamento a altas temperaturas leva à degradação das células, perda de capacidade, corrosão, emissões de gases e, conseqüentemente, à diminuição do seu tempo de vida útil. Por outro lado, o funcionamento a baixas temperaturas dificulta os processos químicos da bateria diminuindo a capacidade de armazenamento e o fluxo de energia (carga/descarga).

Profundidade de Descarga (DOD-Depth of Discharge)

Este parâmetro indica a percentagem da capacidade nominal da bateria disponível para o armazenamento de energia. O indicador DOD é fornecido pelo fabricante, relacionando-se com o número de ciclos da bateria, que por sua vez define o tempo de vida útil da mesma. Em virtude do processo de carga/descarga, a capacidade da bateria diminui. Esta perda de capacidade da bateria é maior quanto maior for a profundidade de descarga. Porém, se for utilizada apenas uma parte da capacidade da bateria, então a diminuição é relativamente baixa, pelo que o tempo de vida útil da bateria aumenta, isto é, o número de

ciclos aumenta consideravelmente para operações caracterizadas por fracas descargas (GREENPRO, 2004).

Na Figura 7 são apresentados os comportamentos de dois tipos de tecnologias de armazenamento de energia, nomeadamente baterias de chumbo-ácido e baterias de íões de lítio (LiFePO₄), relativamente à profundidade de descarga afeta ao número de ciclos disponíveis pela bateria. A Tabela 2 é destaca o número de ciclos para uma DOD de 80% referente a ambas as baterias.

Tabela 2- Número de ciclos disponíveis para um DOD de 80%, (*Battery Lifetime*, 2021)

Número de ciclos disponíveis para um DOD de 80%	
Baterias de Íões de Lítio (LiFePO ₄)	2200 ciclos
Baterias de Chumbo-Ácido	500 ciclos
Baterias de Chumbo-Ácido AGM	250 ciclos

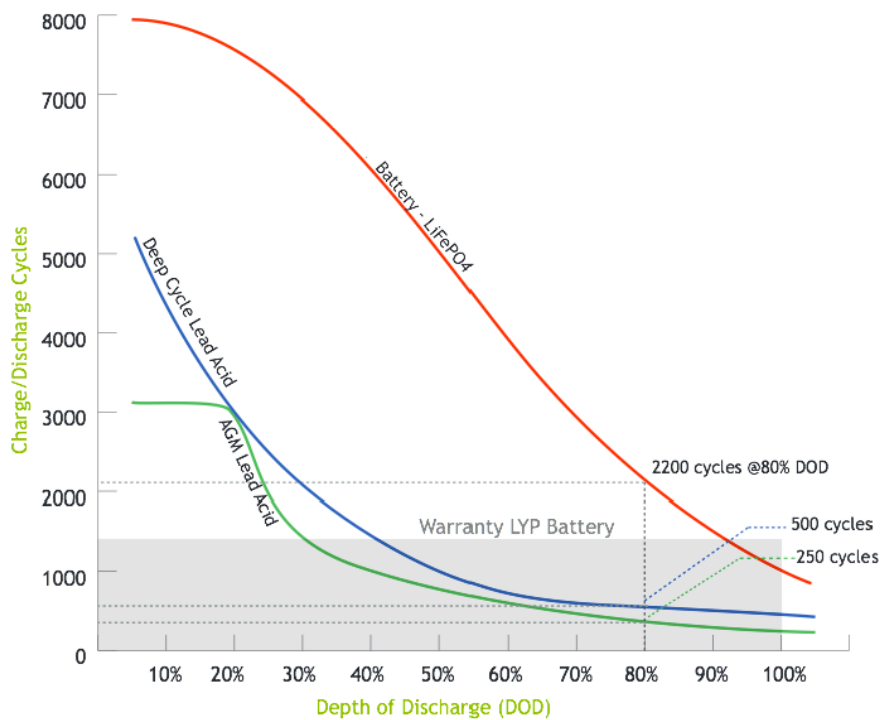


Figura 7- Evolução do DOD em função do número de ciclos da bateria, (*Battery Lifetime*, 2021)

Estado de Carga (SOC-*State of Charge*)

A profundidade de descarga pode ser relacionada com outro parâmetro denominado de estado de carga (SOC). Este parâmetro define-se pela razão entre a capacidade disponível

e capacidade nominal da bateria. Em sistemas de produção de energia intermitente é fundamental conhecer a quantidade de energia que fica armazenada na bateria.

Segundo (GREENPRO, 2004), efetuar a medição exata deste parâmetro em sistemas fotovoltaicos é extremamente difícil, devido à operação irregular de carga e descarga das baterias. Assim, existem vários métodos para a medição do SOC, dos quais se podem destacar a medição da densidade do ácido/substância ou da medição da tensão aos terminais da célula da bateria. Algumas tecnologias de armazenamento de energia não permitem a medição da concentração da substância, sendo necessário recorrer à medição da tensão na célula da bateria.

Desta forma, os fabricantes de baterias podem fornecer a relação entre o estado de carga e a tensão na célula da bateria, facilitando o estudo da bateria. Assim, recorrendo à informação da referência (Battery Company, 2012), verifica-se a evolução do SOC em função da tensão na célula da bateria, representada pela Figura 8.

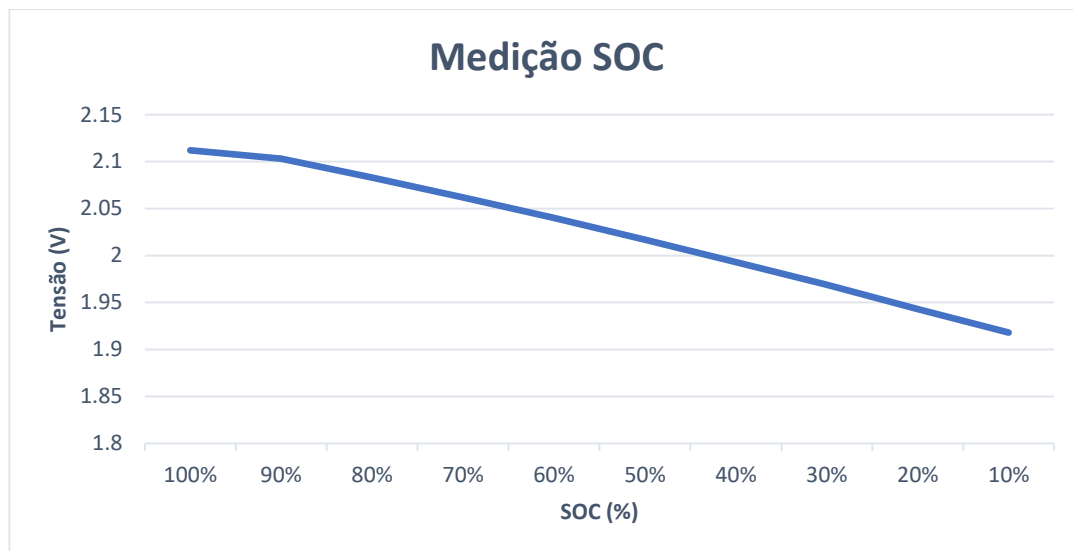


Figura 8- Relação entre o SOC e a tensão em circuito aberto da bateria, (Battery Company, 2012)

Estado de Saúde (SOH-*State of Health*)

O estado de saúde (SOH) de uma bateria é definido pela degradação da capacidade da mesma. Segundo o artigo (Li et al., 2018), existem vários métodos para determinar o SOH de uma bateria, onde os mais comuns de utilizar são calculados através de uma estimativa da capacidade de carga total ou do valor da impedância interna do componente. No entanto, ambos os métodos requerem alguma complexidade na sua medição, uma vez que o primeiro método necessita de testes de carga/descarga de longa duração e o segundo de condições meteorológicas adequadas, sendo este um processo sensível às variações de temperatura ambiente. Desta forma, é importante definir este parâmetro através de variáveis de fácil

medição. O estudo (Li et al., 2018) demonstra uma relação entre o número de ciclos de vida e o progresso de envelhecimento (SOH) de uma bateria, propondo uma linearização entre estes dois parâmetros. Deste modo, o SOH pode ser descrito pela equação (2.2):

$$SOH(t) = \frac{N_{Ciclos_{res}}}{N_{Ciclos_{totais}}} = SOH(0) - \frac{N_{Ciclos_{acu}}}{N_{Ciclos_{totais}}} \quad (2.2)$$

onde, $N_{Ciclos_{res}}$ representa o número de ciclos restantes para a inutilização da bateria, $N_{Ciclos_{totais}}$ o número de ciclos totais da bateria, $N_{Ciclos_{acu}}$ o número de ciclos acumulados e $SOH(0)$ o valor inicial do estado de saúde do componente. O envelhecimento das baterias é um fenómeno bastante complexo, uma vez que depende de um grande número de fatores como a temperatura ambiente, a taxa de descarga, a profundidade de descarga, entre outros fatores.

Tempo de Vida Útil

O tempo de vida útil é um parâmetro importante de analisar, uma vez que permite diminuir o custo de armazenamento de energia, evitando a reposição de baterias. Este parâmetro depende dos indicadores anteriormente especificados, uma vez que para diferentes condições de operação este pode ser maximizado (maior tempo de vida). Assim, o tempo de vida útil é descrito pelo número de ciclos de carga/descarga que a bateria consegue efetuar.

Segundo (GREENPRO, 2004), a vida útil de uma bateria é definida para o ponto a partir do qual completamente carregada, a bateria tem apenas 80% da sua capacidade disponível. Depois deste ponto, a bateria pode continuar a ser utilizada, mas a sua capacidade reduz-se continuamente e o risco de uma súbita falha aumenta consideravelmente.

Auto Descarga

Este parâmetro representa uma percentagem de energia de descarregada pela bateria quando esta não está a ser utilizada. Este fenómeno de descarga ocorre porque existem reações químicas constantes nos elétrodos que vão descarregando lentamente a bateria. Segundo (GREENPRO, 2004), nas baterias utilizadas em sistemas FV não deverá ultrapassar os 3% por mês.

Eficiência da Bateria

Este parâmetro é descrito pela relação entre a energia libertada e armazenada num ciclo completo. A eficiência deve ser determinada na análise de vários ciclos de operação, sendo que para menores valores de perdas na transferência de energia e perdas por efeito de auto descarga o valor da eficiência aumenta (GREENPRO, 2004).

2.1.4.2. Tipos de Baterias

Atualmente, existe uma vasta gama de baterias utilizadas em sistemas de armazenamento de energia, desde chumbo-ácido, níquel-cádmio, sódio-enxofre, íões de lítio, entre outras. A sua densidade de potência pode atingir os 150 W/kg a 2000 W/kg pelas baterias de íões de lítio (H. Ibrahim et al., 2008). Na Figura 9 é ilustrado o gráfico da distribuição de energia em função da potência para várias tecnologias de armazenamento.

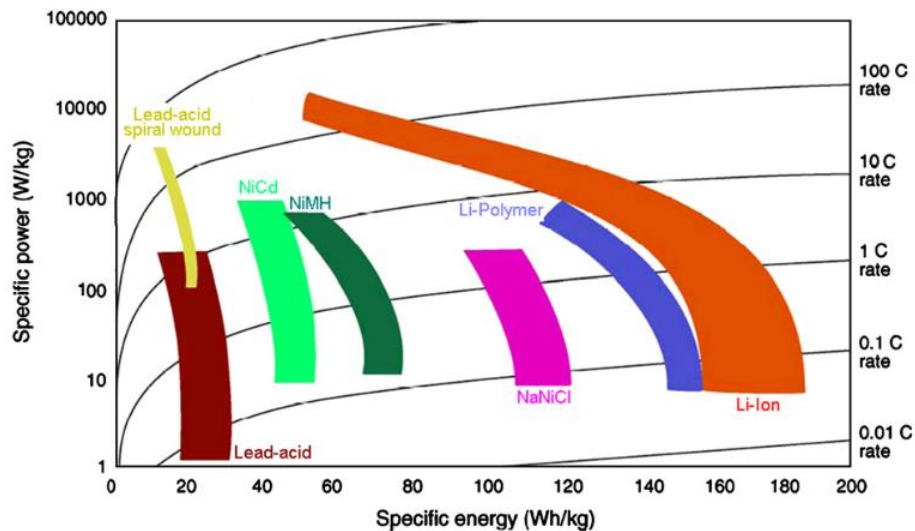


Figura 9- Distribuição da densidade de energia e potência para diferentes tipos de baterias, (H. Ibrahim et al., 2008)

Embora a densidade de energia não seja um critério muito importante para a implementação de sistemas de armazenamento de energia “estacionários”, este parâmetro é essencial para sistemas “móveis”, como veículos elétricos e dispositivos portáteis. Contudo, o aumento da densidade de energia facilita o processo de implementação e instalação destes sistemas.

Na Tabela 3 é estabelecida uma comparação entre os três principais tipos de baterias: chumbo-ácido, níquel e íões de lítio. Desta forma, é possível verificar o desempenho das diferentes baterias atendendo ao custo inicial, número de ciclos a 80% de DOD, estimativa do tempo de vida útil, entre outros fatores apresentados pelo artigo (Bukhari et al., 2016).

Tabela 3-Análise comparativa entre diferentes tipos de baterias (Bukhari et al., 2016)

Parâmetros	Chumbo-Ácido	Iões de Lítio	Níquel
Custo	Baixo	Médio	Médio
Requisitos de Manutenção	Elevado	Moderado	Baixo
Estimativa do Tempo de Vida (Anos)	Reduzida	Elevada	Muito elevada
Densidade de Energia (Wh/kg)	60-110	110-160	45-120
Aplicação	Armazenamento de energia solar	Veículos, Computadores, entre outras	Iluminação de Emergência
Profundidade de Descarga (DOD)	80% por 500 ciclos	80% por 3000 ciclos	80% por 2500 ciclos
Melhor Técnica de Carregamento	Tensão-Corrente Constante	Tensão-Corrente Constante	Corrente Constante
Climas Quentes	Efeitos Severos	Efeitos Reduzidos	Efeito Moderado

De acordo com estes dados, o tipo de tecnologia utilizada no armazenamento de energia é um aspeto importante a ter em consideração na implementação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (AbouBakr et al., 2019). Atualmente as baterias de iões de lítio dominam o mercado, apresentando boas perspectivas de custo dadas as suas características de funcionamento. Na Figura 10, é representada a evolução do custo das baterias de lítio ao longo dos anos (IEA, 2020).

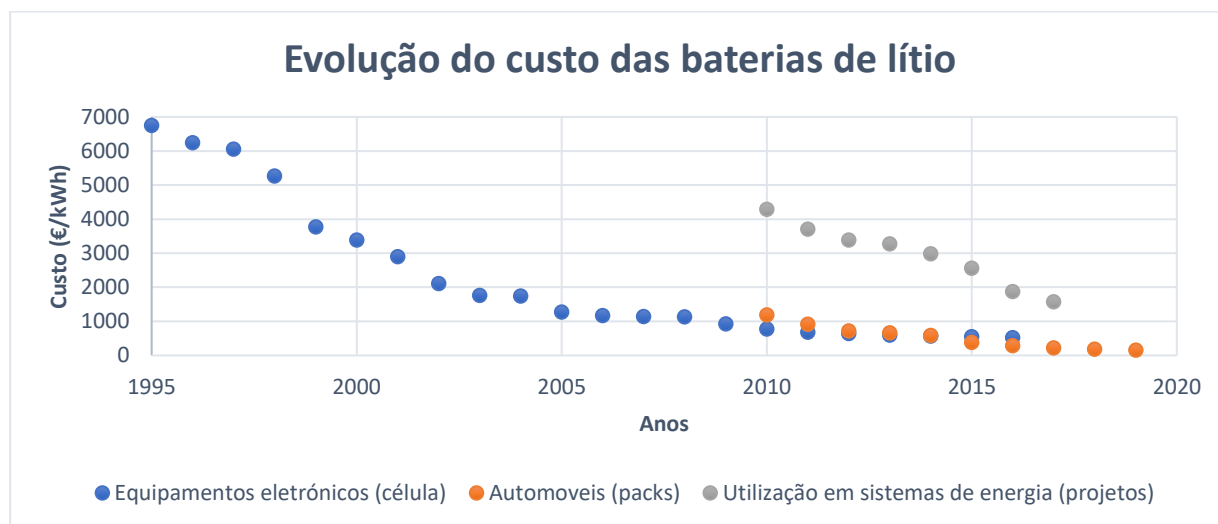


Figura 10- Evolução do custo das baterias de lítio, (IEA, 2020)

2.1.4.3. Baterias Existentes no Mercado

Com a necessidade de aumentar o aproveitamento de energia das fontes renováveis, as baterias apresentam uma elevada procura no mercado, devido às suas características de armazenamento.

Recentemente, inúmeras empresas como a Tesla, Ampere, LG Chemical, e Xantrex, têm desenvolvido novas tecnologias de armazenamento, explorando o potencial das baterias de lítio na integração de diversos setores, embora fabricantes mais antigos como a Trojan, Rolls/Surrette e MK/Deka continuem a investir nas baterias de chumbo-ácido. Assim, evidenciando o potencial das baterias de íões lítio, são apresentadas algumas soluções para satisfazer as necessidades de armazenamento de energia elétrica.

A empresa Xantrex construiu um sistema de armazenamento de energia para aplicações móveis, disponibilizando diferentes modelos com elevada densidade de energia e com um tempo médio de vida de 8 a 10 anos, (Power & Less, 2019).

Para aplicações estacionárias, a empresa LG Chemical, desenvolveu um sistema de armazenamento denominado de RESU, disponível para vários modelos com diferente capacidade de energia deste 3.3 kWh a 13.1 kWh, (LG Chem, 2018). Estes sistemas são aplicados normalmente no setor residencial.

Por último, é destacada a empresa Ampere, que desenvolveu um sistema de armazenamento inteligente, capaz de gerir a energia excedente gerada pelos painéis solares durante o dia, permitindo uma utilização de 24 horas, (*Ampere T-Pro*, 2020). Este sistema está disponível para uma capacidade de 12 kWh, podendo ser ampliado em módulos de 6 kWh até 36 kWh.

No Apêndice A, encontra-se disponível a informação detalhada referente a de cada um dos sistemas armazenamento de energia apresentados anteriormente, sendo que existem muitos outros para além destes.

2.1.4.4. Critérios de Seleção

Após a análise dos principais tipos de baterias, verifica-se que a seleção do sistema de armazenamento de energia depende de vários fatores. Assim, a definição do modo de operação da bateria terá um papel fundamental para o seu dimensionamento, pelo que se tem de ter em conta o tipo de carga que se pretende alimentar, de acordo com o tempo de funcionamento e número de ciclos da bateria. No entanto, ainda assim é difícil de generalizar o problema de seleção do melhor tipo de baterias para diferentes aplicações, dado que parâmetros como o custo, a manutenção e fiabilidade são os fatores decisivos na seleção do componente, de acordo com (Bukhari et al., 2016; Diouf & Pode, 2015; GREENPRO, 2004). Assim, as baterias utilizadas nos sistemas fotovoltaicos devem adotar as seguintes características:

- Boa relação desempenho/preço;
- Reduzida exigência em termos de manutenção;
- Longo período de vida útil;
- Reduzida auto descarga e elevada eficiência;
- Elevada capacidade de armazenamento e densidade de potência;
- Proteção contra a ocorrência de riscos para o meio ambiente e consumidor.

Como referido anteriormente, é difícil escolher uma bateria com base nos parâmetros referidos que melhor se ajustam a todos os requisitos, uma vez que muitos deles têm uma dependência penalizadora de determinados indicadores. Desta forma, é necessário estabelecer uma ordem de prioridade entre os principais critérios de seleção, tendo em atenção a respetiva aplicação.

Um exemplo de uma seleção de baterias é apresentado em (GREENPRO, 2004), onde se considera um sistema de utilização pontual, como por exemplo uma casa de férias, selecionando uma simples bateria solar de eletrólito fluido que deverá ser suficiente para satisfazer as necessidades de armazenamento de energia proveniente da geração fotovoltaica. A razão desta escolha deve-se ao baixo custo da bateria, com reduzidos requisitos de manutenção, podendo resultar num longo período de vida útil se a bateria for dimensionada tendo em conta um cenário de carga crítico (sobredimensionamento). Para garantir os padrões de segurança e qualidade basta assegurar que a bateria é instalada num local protegido, onde a ocorrência de danos físicos e químicos não afete o desempenho do sistema nem comprometa a saúde do consumidor.

2.1.4.5. Controlador de Carga

Como referido anteriormente, o desempenho da bateria pode ser influenciado por diversos parâmetros. Desta forma, os sistemas de armazenamento de energia devem ser acoplados a controladores de gestão de carga (Lawder et al., 2014), denominados de BMS (*Battery Management System*) e SSC (*System Supervisory Control*). Assim, um BMS básico tem a capacidade de controlar o modo de operação das baterias, de maneira a atender os consumos de energia. No entanto, sistemas mais robustos e avançados permitem a redução da degradação do componente, aumentando o desempenho do sistema.

Para sistemas que requerem uma complexa utilização de baterias, existem alguns controladores preditivos que são especialmente importantes em sistemas de armazenamento de energia, como veículos elétricos, instalações fotovoltaicas entre outros. A implementação de unidades de controlo possibilita a otimização dos sistemas de armazenamento de energia, permitindo assegurar o gradiente de temperatura em todo o sistema, proteção contra sobrecargas, prevenção contra profundas descargas e estabelecimento de padrões de carga e descarga da bateria ótimos para o funcionamento da instalação elétrica (GREENPRO, 2004).

Estes sistemas de controlo têm como parâmetros de entrada a tensão e corrente da bateria, temperatura e concentração de iões de eletrólito, produzindo uma resposta a estes parâmetros através da manipulação da intensidade de corrente, temperatura de operação e fluxo do eletrólito. Com base na incorporação destes sistemas é possível gerir o modo de funcionamento da bateria, realizando a estimação do SOC e SOH, maximizando o tempo de vida útil das mesmas. A Figura 11, representa a arquitetura conceptual do controlador.

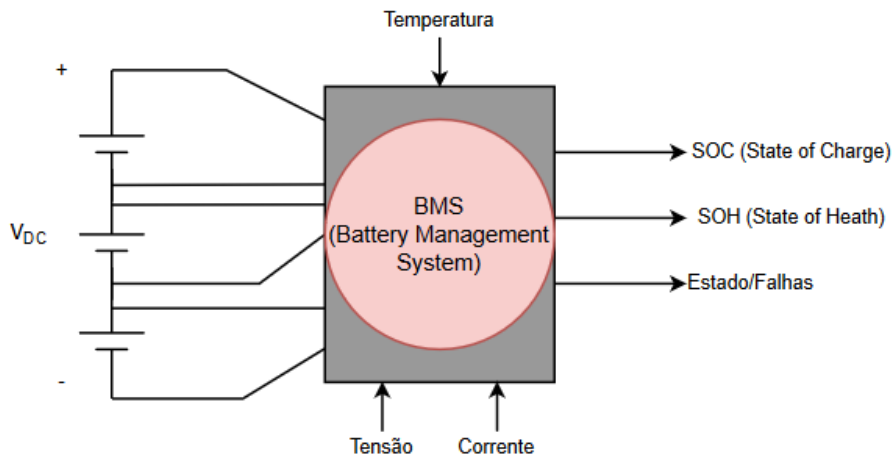


Figura 11- Esquemática do controlador de carga da bateria

Deste modo, importa analisar as diferentes aplicações dos sistemas de armazenamento de energia para a integração da geração FV, verificando a potencialidade da implementação destes sistemas para um determinado consumidor.

2.2. Aplicações de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos

O acoplamento de baterias em sistemas FV corresponde a um fator chave para a modernização da rede de energia (Reliability, 2011), melhorando a sua resiliência e estabilidade. O contínuo desenvolvimento destas tecnologias prevê reduções do preço de venda (IEA, 2020), tornando a rede mais flexível e apta a responder às flutuações da procura de energia, assegurando as necessidades de consumo existentes.

Desta forma, existem múltiplas aplicações dos sistemas de armazenamento de energia na integração de fontes de geração fotovoltaica. Na Tabela 4, são apresentados alguns exemplos da sua aplicação.

Tabela 4- Aplicações de baterias na integração da fonte de geração FV, (Reliability, 2011)

Aplicação	Definição
Rede de energia	A bateria carrega com energia de baixo custo da rede, e descarrega durante os períodos de elevado custo.
Geração renovável (FV)	A bateria carrega com energia da fonte renovável (em períodos de baixo consumo), descarregando nos períodos de elevada procura de energia.
Capacidade do sistema	Diminuiu a necessidade de instalação de uma nova fonte de geração.
Regulação do consumo de energia	Reconcilia diferenças momentâneas entre o fornecimento e consumo de energia em uma determinada área ou localidade.
Apoio de fornecimento	Mantém a operação do sistema quando a geração ou rede estão indisponíveis, evitando interrupções de fornecimento.
Apoio de distribuição de energia	Melhora o desempenho do sistema de distribuição, compensando as irregularidades e interrupções de energia.
Suporte de congestionamento	Evita custos relativos ao congestionamento, descarregando durante o pico de procura de energia.

De acordo com a tabela anterior, é notório que o desempenho do sistema FV com baterias conectado à rede varia consoante a sua aplicação, podendo ser formuladas diferentes estratégias de gestão de energia.

2.3. Estratégias de Gestão de Energia

Como referido anteriormente, o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia depende do modo de operação da bateria. Segundo o artigo (Y. Zhang et al., 2017) são propostos vários cenários de operação, determinando o dimensionamento ótimo da bateria a instalar num sistema FV conectado à rede.

Desta forma, são identificados e descritos em seguida os tipos de estratégias de operação mais comuns de implementar, das quais: a estratégia convencional de operação e a estratégia de deslocamento dinâmico de preço de carga. Dentro de cada estratégia de operação são definidas diferentes condições, consoantes os parâmetros do fluxo de potência na instalação. Cada condição é representada por um problema de programação em tempo discreto. Assim, sabendo qual a potência consumida pela carga ($P_{Consumida}(t)$) e a gerada pelo fotovoltaico ($P_{FV}(t)$), é calculada a potência da bateria ($P_{Bat}(t)$) e da rede ($P_{Rede}(t)$) no sistema para um horizonte de tempo horário equivalente à sua energia.

Para a correta compreensão do funcionamento das estratégias de gestão de energia, é efetuada a descrição individual dos respectivos cenários, averiguando o modo de interação entre os diferentes constituintes da instalação (sistema FV, baterias, rede e consumidor).

2.3.1. Estratégia Convencional de Operação

A estratégia convencional de operação, corresponde ao modo de operação padrão do sistema. Esta estratégia é comumente utilizada em sistemas FV com baterias conectados à rede, onde o objetivo consiste em minimizar o consumo de energia proveniente da rede. Assim, o controlo de cargas e descargas da bateria são realizadas pela relação entre a geração FV e o consumo de energia.

O funcionamento da bateria pode ser descrito pelo balanço de potência no sistema, obtendo as seguintes relações algébricas apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5- Descrição do funcionamento da estratégia convencional de operação

Descrição do Funcionamento	Condição Estabelecida
Excesso de produção FV, carregamento da bateria. A energia excedente após o carregamento é exportada para a rede.	$\frac{P_{Consumida}(t)}{\eta_{inv}} - P_{FV}(t) < 0$
Sem excedente de produção FV, a bateria descarrega. Importação de energia da rede, caso a bateria não satisfaça os consumos de energia.	$\frac{P_{Consumida}(t)}{\eta_{inv}} - P_{FV}(t) > 0$
Limite de potência de carga e descarga da bateria. Potência de descarga tem sinal positivo.	$\begin{cases} P_{Bat}(t) \geq P(Carga)_{m\acute{a}x} \\ P_{Bat}(t) \leq P(Descarga)_{m\acute{a}x} \end{cases}$

De modo a garantir o funcionamento da estratégia convencional de operação, é necessário que se verifiquem as restrições apresentadas na Tabela 6, tendo como parâmetros de entrada a variável SOC da bateria, assim como o consumo e geração de energia no sistema.

Tabela 6- Restrições da estratégia convencional de operação do sistema

Descrição da Restrição	Condição Estabelecida
Balanço do fluxo de potência	$(P_{FV}(t) + P_{Bat}(t)) \cdot \eta_{inv} = P_{Consumida}(t) - P_{Rede}(t)$
Sentido do fluxo de potência, exportada do lado DC para AC	$(P_{FV}(t) + P_{Bat}(t)) \geq 0$

2.3.2. Estratégia de Deslocamento Dinâmico do Preço de Carga

A estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga consiste no controle de energia com base no preço da energia elétrica. Assim sendo, o sistema de armazenamento de energia funciona consoante a informação fornecida pelo controlador de carga. Através da manipulação dos parâmetros recebidos pelo controlador, como o preço máximo ($Tarifa_{sup}$) e mínimo ($Tarifa_{inf}$) da energia elétrica durante o dia, são definidos os períodos de carga e descarga da bateria. Desta forma, a bateria é carregada quando o preço de energia é baixo e descarregada quando as tarifas energéticas atingem o valor máximo (deslocamento de carga).

Esta estratégia para além de operar tendo em conta as tarifas, também tem como objetivo diminuir a energia importada da rede. Deste modo, são efetuadas comparações entre o preço máximo e mínimo de referência, e as tarifas em tempo real recebidas pelo controlador ($Tarifa(t)$).

A Tabela 7 representa as condições de funcionamento definidas pela estratégia de deslocamento dinâmica do preço de carga.

Tabela 7- Restrições da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga

Condição (D0)	Condição (D1)	Condição (D2)
$Tarifa(t) > Tarifa_{sup}$	$Tarifa_{inf} \leq Tarifa(t) \leq Tarifa_{sup}$	$Tarifa(t) < Tarifa_{inf}$
$(P_{FV}(t) + P_{Bat}(t)) \cdot \eta_{inv} = P_{Consumida}(t) - P_{Rede}(t)$	$(P_{FV}(t) + P_{Bat}(t)) \cdot \eta_{inv} = P_{Consumida}(t) - P_{Rede}(t)$	$(P_{FV}(t) + P_{Bat}(t)) \cdot \eta_{inv} = P_{Consumida}(t) - P_{Rede}(t)$
$\begin{cases} P_{Bat}(t) \geq 0 \\ P_{Bat}(t) \leq P(Descarga)_{m\acute{a}x} \end{cases}$	$\begin{cases} P_{Bat}(t) \geq P(Carga)_{m\acute{a}x} \\ P_{Bat}(t) \leq 0 \end{cases}$	$P_{Bat}(t) = P(Carga)_{m\acute{a}x}$

Assim, recorrendo à utilização desta estratégia verifica-se que quando o preço da energia ($Tarifa(t)$) é menor que o preço mínimo de referência ($Tarifa_{inf}$), condição D2, a bateria é carregada pela rede à máxima potência de carga ($P(Carga)_{m\acute{a}x}$). O balanço de potência é representado pela igualdade que descrevem o fluxo de energia no sistema. Quando o preço de energia elétrica está entre os preços máximo e mínimo, condição D1, a bateria não pode ser descarregada, porém pode ser carregada se houver excesso de produção FV. Quando o preço de energia é superior ao máximo estabelecido ($Tarifa_{sup}$), a bateria é descarregada seguindo a condição D0.

Ao aplicar esta estratégia de operação, devem ser otimizadas as variáveis de decisão, como a capacidade da bateria e os parâmetros de operação referentes ao preço máximo e mínimo de energia.

2.4. Algoritmos Genéticos

A otimização de um determinado problema pode ser obtida através de vários modelos matemáticos. Para que a solução do problema seja corretamente validada, é necessário que o modelo matemático seja bem formulado e implementado. Este processo é muitas vezes complexo, uma vez que os problemas de otimização podem ter um grande número de variáveis, comprometendo a implementação do modelo. Assim, devido à complexidade do sistema, os métodos iterativos tradicionais podem não ser os indicados, recorrendo-se à utilização de AGs (*Algoritmo Genético*) para a determinação da solução ótima do problema. Deste forma, para compreender o funcionamento e implementação de um algoritmo genético é essencial definir os seguintes conceitos (Kumar et al., 2020):

- **Função de Custo:** Funcional, métrica ou sistema que descreve o problema de otimização cujo mínimo se pretende calcular. É também denominada de função objetivo.
- **Variáveis de Decisão:** Variáveis independentes que estão presentes na função de custo, onde a combinação dos resultados desta variáveis definem uma solução possível para o problema.
- **Restrições:** Limitações impostas ao problema de otimização, definindo restrições à função de custo, provocando alterações no domínio da função.
- **Região de Busca:** Representa a região do espaço definida pelas variáveis de decisão e delimitada pelas restrições, representando o domínio da função de custo. É também denominada de espaço de solução.
- **Ponto Ótimo:** É o ponto da região de busca onde a função de custo é máxima ou mínima.

A solução ótima do problema é determinada através da especificação dos diferentes parâmetros acima enunciados. Posto isto, é necessário perceber o comportamento da função de custo implementada, uma vez que esta corresponde ao critério de funcionamento do sistema. A função de custo pode apresentar múltiplos extremos, onde a inicialização das variáveis de decisão pode influenciar a solução da otimização, não permitindo ou mesmo eliminando a sua solução. Assim, o algoritmo utilizado pode ficar estagnado num extremo local, comprometendo a eficiência do projeto.

Generalizando, os problemas de otimização podem ser divididos em dois tipos de métodos, lineares e não lineares. Estes métodos são caracterizados como determinísticos, onde é esperada sempre a mesma solução (considerando intervalos de amostra iguais), ou estocásticos onde as características aleatórias dos processos evolutivos não garantem sempre a mesma solução, para condições iniciais iguais.

Este tipo de algoritmos (AG) que solucionam problemas de otimização, têm vindo a ganhar uma grande expressividade no mundo da engenharia, em particular nas áreas de energia. Assim, para o dimensionamento ótimo de um sistema FV com baterias conectado à rede podem ser utilizadas técnicas de otimização computacionais, para a determinação de uma solução ótima do sistema. Segundo os artigos (Najafi Ashtiani et al., 2020; Regis et al., 2019), são propostas diferentes soluções para o problema de dimensionamento ótimo através de outros algoritmos evolutivos baseados em inteligência coletiva, como a Otimização por Enxame de Partículas (PSO-*Particle Swarm Optimization*), ou Otimização por Colônia de Formigas (ACO-*Ant Colony Optimization*), entre outros algoritmos. Desta forma, torna-se necessário descrever qual o processo de implementação utilizado nos estudos mencionados anteriormente, Secção 2.1, generalizando uma metodologia.

2.4.1. Função Objetivo

Para a implementação de um algoritmo genético é essencial definir as variáveis de decisão e as funções de custo a utilizar no processo de otimização. No dimensionamento ótimo de um sistema FV com baterias conectado à rede, podem ser considerados diferentes critérios para a determinação da solução ótima. Tipicamente, para projetos de dimensionamento recorrer-se às seguintes variáveis de decisão: potência FV, capacidade da bateria e parâmetros de operação do sistema. Deste modo, de acordo com os estudos enunciados na Secção 2.1, são especificadas diferentes funções de objetivo para o cálculo das respetivas variáveis. Na Tabela 8, são ilustradas diferentes funções de objetivo selecionadas pelos vários autores, para a otimização do dimensionamento do sistema.

Tabela 8- Funções objetivo para a otimização de sistemas FV com baterias conectados à rede

Autores	Funções de objetivo					
	SSR (<i>Self Sufficiency Ratio</i>)	NPV (<i>Net Present Value</i>)	TCO (<i>Total Cost of Ownership</i>)	VD (<i>Voltage Deviation</i>)	Custo de operação	<i>Payback Period</i>
(Y. Zhang et al., 2017)	✓	✓	-	-	-	-
(Worighi et al., 2019)	-	-	✓	✓	-	-
(Badawy et al., 2016),	-	-	-	-	✓	-
(Bandyopadhyay et al., 2020)	✓	-	-	-	-	✓

Generalizando, existem múltiplos critérios que podem ser utilizados para o dimensionamento ótimo de uma instalação elétrica renovável. Assim sendo, a utilização de algoritmos genéticos consiste na maximização ou minimização das métricas estabelecidas, obtendo a solução ótima para a configuração do sistema. De notar que, o AG apenas estabelece operações de minimização, pelo que a maximização de uma função é efetuada por o processo inverso (minimização). Posto isto, um problema de otimização com restrições pode ser descrito pela equação (2.3), onde f representa a função de objetivo e g e h as restrições do problema.

$$\begin{cases} \min_x f(x) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)) \\ g(x) \geq 0, h(x) = 0 \end{cases} \quad (2.3)$$

2.4.2. Funcionamento e Propriedades

Após a especificação dos critérios de otimização a utilizar no dimensionamento de sistemas FV com baterias conectados à rede, é importante caracterizar o funcionamento do algoritmo genético na determinação da solução ótima do problema. Tendo como base a teoria Neodarwiniana da evolução, é possível propor um algoritmo padrão, Tabela 9, que descreva o comportamento dos algoritmos genéticos. Desta forma, o algoritmo parte de uma população de candidatos à solução do problema, onde cada indivíduo codifica um ponto da região de busca. Estes indivíduos reproduzem-se entre si, gerando descendentes que herdam algumas das suas características. Durante este processo os descendentes podem sofrer mutações genéticas, conferindo variabilidade à população. A seleção natural é aplicada através da função objetivo, que retorna um valor correspondente à adaptação ou qualidade do indivíduo. A comparação dos valores da função de objetivo resulta numa competição pela sobrevivência, onde existe uma vantagem seletiva dos indivíduos com melhor adaptação, formando uma nova geração. O critério de paragem corresponde, geralmente, ao número máximo de gerações ou à obtenção da solução ótima do sistema, através do valor da função objetivo que garante o máximo ou o mínimo da função para uma determinada tolerância.

Tabela 9- Algoritmo genético padrão (AG)

Pseudocódigo	
Entrada:	N_{pop} - Número de indivíduos população pc - Probabilidade de recombinação pm - Probabilidade de mutação
Saída:	P - População final de soluções
Inicialização:	População, $P \leftarrow inicializada(N_{pop})$ Avaliação população, $f \leftarrow avalia(P)$
Repetir:	$k \leftarrow 1$ Selecionar pais, $P' \leftarrow seleciona(P, f)$ Recombinar pares de pais, $P'' \leftarrow reproduz(P', f, pc)$ Mutar os descendentes, $P''' \leftarrow varia(P'', pm)$ Avaliar novos candidatos, $f \leftarrow avalia(P''')$ Selecionar nova população, $P \leftarrow seleciona(P''', f)$ $k \leftarrow k + 1$
Até	Condição de paragem ser satisfeita

Estes algoritmos são de objetivo único, no entanto alguns estudos recorrem ao conceito de dominância de Pareto para a formulação de critérios multiobjectivos (Y. Zhang et al., 2017), obtendo-se um conjunto de soluções ótimas entre duas funções de objetivo (frente de Pareto).

3

Metodologia

3.1. Descrição da Metodologia

Neste Capítulo é descrita a metodologia da dissertação, que propõe o dimensionamento de um sistema fotovoltaico com baterias conectado à rede. O dimensionamento da instalação pretende determinar a potência FV e capacidade da bateria a implementar, recorrendo a algoritmos genéticos para a resolução de um problema de otimização.

Desta forma, para a realização do dimensionamento é necessário ter em conta o funcionamento dos diferentes componentes na instalação, Capítulo 2. Posto isto, é essencial descrever os parâmetros referentes ao módulo FV, inversor e bateria. Para a formulação do sistema FV, devem ser definidas as variáveis que relacionam a produção e conversão de energia elétrica, especificando-se os seguintes dados:

- Localização geográfica e respetivos dados meteorológicos;
- Potência fotovoltaica instalada (variável de decisão);
- Eficiência dos equipamentos elétricos (módulos FV e inversor);
- Preço dos equipamentos (módulo FV e inversor).

De seguida, devem ser especificadas as características do sistema de armazenamento de energia, onde são considerados os parâmetros:

- Capacidade nominal (variável de decisão);
- Profundidade de descarga (DOD);
- Potência máxima de carga e descarga;
- Eficiência;
- Número de ciclos disponíveis (tempo de vida útil);
- Preço da bateria.

Em virtude dos parâmetros que caracterizam o sistema FV com baterias conectado à rede, é fundamental caracterizar o cliente energético, identificando os seus consumos e tarifas de energia. Após a recolha de todos os dados, é feita a seleção da estratégia de gestão de energia, calculando os respetivos indicadores de desempenho. Por conseguinte, definindo os

indicadores de desempenho como funções objetivo/custo do algoritmo genético, são aplicados os métodos de otimização de objetivo único e multiobjetivo para a determinação das variáveis de decisão do sistema. Outros métodos podem ser aplicados, uma vez parametrizada a simulação do sistema. A Figura 12, ilustra o diagrama referente à metodologia desenvolvida.

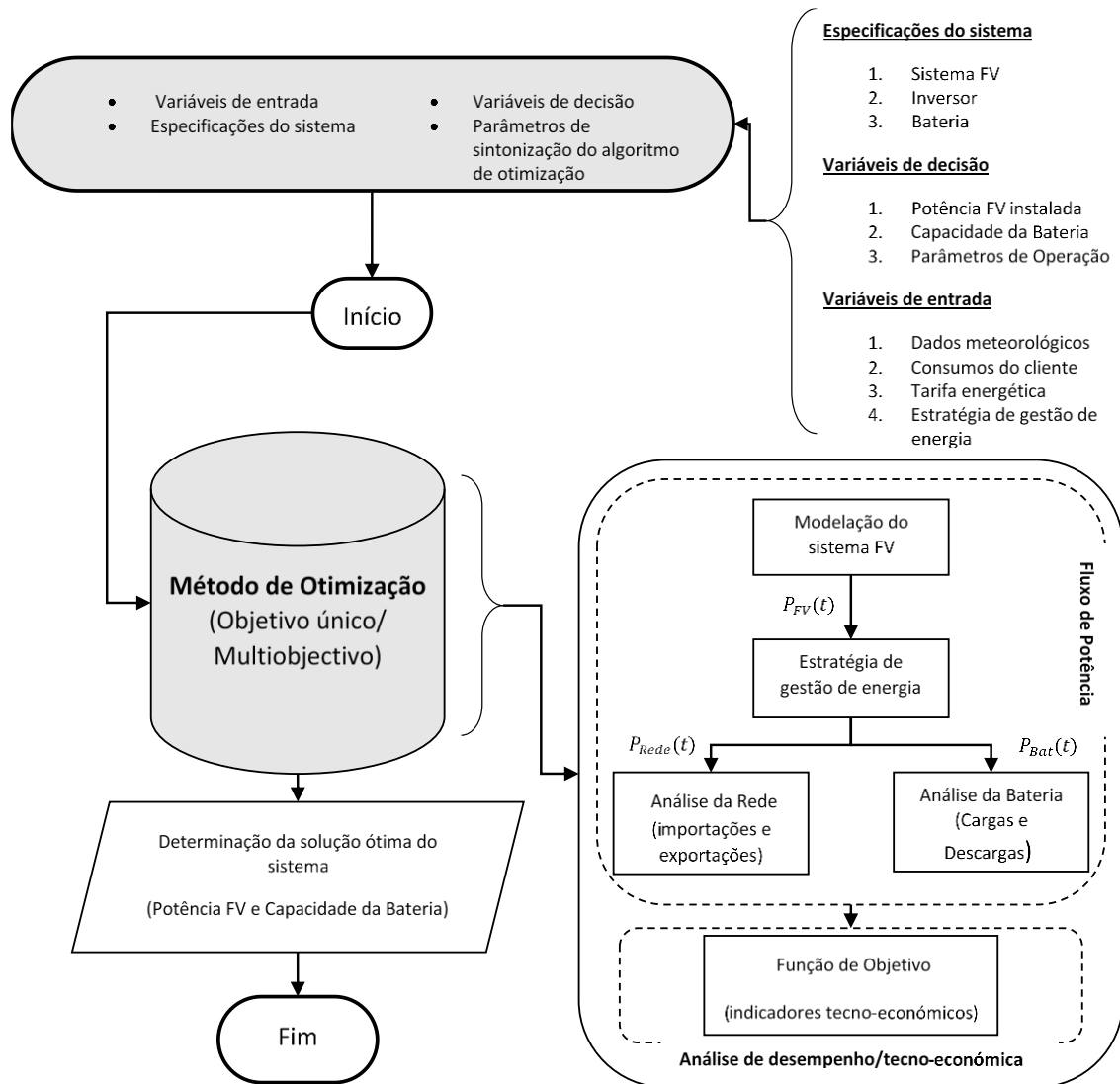


Figura 12- Diagrama da metodologia desenvolvida

Sabendo que a solução ótima de dimensionamento depende de múltiplas varáveis, é apresentada uma análise de sensibilidade aos resultados obtidos, averiguando a viabilidade tecno-económica da aplicação deste sistema para um determinado consumidor energético. Esta análise tem o intuito de complementar a metodologia desenvolvida, reforçando as conclusões da dissertação.

4

Implementação

4.1. Descrição da Implementação

Neste capítulo é feita a descrição da implementação da metodologia definida anteriormente, apresentando-se as ferramentas utilizadas e as dificuldades encontradas ao longo do seu desenvolvimento. A implementação da metodologia foi realizada em *MATLAB R2016a* e *EXCEL*, permitindo a recolha e análise de dados referentes a um estudo de caso particular.

Tendo em conta os diferentes componentes presentes na instalação, são criadas estruturas de dados que caracterizam o funcionamento tecno-económico do sistema FV com baterias conectado à rede. As Tabelas 10 a 14, apresentam as estruturadas de dados definidas para a simulação do sistema.

Tabela 10- Estrutura de dados do modelo FV

Estrutura do Modelo Fotovoltaico	Descrição
Potência FV instalada, (P_{STC})	Variável de otimização. Potência pico FV em condições STC. Unidade: kWp.
Temperatura Nominal Ambiente, (T_{Nom})	Constante definida como 20 °C. Condições nominais.
Irradiância Nominal, (G_{Nom})	Constante definida como 0,8 kW/m ² . Condições nominais.
NOCT (<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>)	Parâmetro variável. Depende da tecnologia. Unidade: °C.
Coefficiente de Potência da Temperatura, (a_p)	Parâmetro variável. Depende da tecnologia FV. Unidade: %/°C.
Fator de Balanço do Sistema, ($\eta_{Sistema}$)	Coefficiente percentual de perdas do sistema FV.

	Contabiliza perdas de sujidade, envelhecimento, sombreamento, etc. Pode variar entre [0,95; 1].
Perdas Anuais, ($\eta_{Perdas\ anuais}$)	Coeficiente percentual de degradação anual do módulo FV. Normalmente assume o valor de 1% de degradação ao ano.

Tabela 11- Estrutura de dados do modelo da bateria

Estrutura do Modelo da Bateria	Descrição
Capacidade da bateria, (C_{Bat})	Variável de otimização. Capacidade nominal do componente. Unidade: kWh.
SOC mínimo, (SOC_{min})	Valor mínimo que a bateria pode atingir numa descarga.
SOC máximo, ($SOC_{máx}$)	Valor máximo do estado de carga da bateria. Normalmente assume o valor 1.
Eficiência de Carga, (η_{Carga})	Coeficiente percentual de perdas no carregamento da bateria.
Eficiência de Descarga, ($\eta_{Descarga}$)	Coeficiente percentual de perdas no descarregamento da bateria.
Razão de Potência, ($C_{Razão}$)	Grandeza que determina a potência máxima de carga e descarga da bateria.
Número de ciclos, ($N_{Ciclos\ totais}$)	Número de ciclos que a bateria suporta em média para uma determinada profundidade de descarga.
Ano máximo de reposição	Número médio de anos que a bateria pode suportar a instalação.
Reposição	Variável binária que define se ocorre ou não reposição do componente para um determinado ano, 1 ou 0 respetivamente.

Tabela 12- Estrutura de dados do modelo do inversor

Estrutura do Modelo do Inversor	Descrição
Eficiência do Inversor, (η_{inv})	Coefficiente percentual que representa o rendimento do inversor. Normalmente assume valores compreendidos entre [0,90; 0,96].
Reposição	Variável binária que define se ocorre ou não reposição do componente para um determinado ano, 1 ou 0 respetivamente.

Tabela 13- Estrutura de dados dos custos da instalação

Estrutura dos Custos da Instalação	Descrição
Custo do Fotovoltaico, (CU_{FV})	Custo do fotovoltaico por potência nominal instalada. Unidade: €/kWp.
Custo de Operação e Manutenção, ($CU_{O\&M}$)	Custo anual de operação e manutenção do sistema FV.
Custo do Inversor, (CU_{inv})	Custo do inversor por potência nominal. Unidade: €/kW.
Custo da Bateria, (CU_{Bat})	Custo da bateria por capacidade nominal instalada. Unidade: €/kWh.
Fator de Custo da Instalação do Sistema, ($coef_{instalação}$)	Coefficiente que estabelece o custo de instalação do sistema FV com baterias conectado à rede.

Tabela 14- Estrutura de dados do planeamento do projeto (dimensionamento do sistema)

Estrutura do Planeamento do Projeto	Descrição
Horizonte de Planeamento do Sistema, (H)	Representa o tempo de estudo do sistema FV com baterias conectado à rede. Normalmente assume uma duração entre 20 e 25 anos.
Taxa de atualização, (d_r)	Custo do Capital ou rentabilidade de um investimento financeiro com risco idêntico. Parâmetro varável consoante o projeto.

Após a inicialização dos parâmetros de funcionamento do sistema, devem ser introduzidos os dados meteorológicos, bem como os consumos e tarifas de energia do cliente para uma base temporal horária. Desta forma, é importante descrever como se processa a produção FV, o armazenamento de energia na bateria e a interação da rede aplicada a uma estratégia de gestão de energia, estabelecendo o cálculo dos indicadores desempenho tecno-económicos.

4.1.1. Formulação do Sistema Fotovoltaico

Para o cálculo da produção de energia fotovoltaica, foi considerado o modelo que relaciona a temperatura da célula com a temperatura ambiente e irradiância, conjugando com as propriedades técnicas do módulo FV selecionado. Deste modo, a temperatura de célula é expressa pela equação (4.0), onde as constantes da temperatura e irradiância correspondem aos parâmetros de funcionamento em regime nominal.

$$T_{cél}(t) = T_{amb}(t) + G(t) \cdot \frac{(NOCT - T_{nom})}{G_{nom}} \quad (4.0)$$

A equação (4.1), demonstra uma relação de proporcionalidade entre a irradiância incidente no plano do módulo e a potência máxima produzida FV, quando a temperatura da célula é de 25 °C.

$$P(G(t), 25^\circ)_{máx} = \frac{P_{STC} \cdot G(t)}{1 \text{ (kW/m}^2\text{)}} \quad (4.1)$$

Atendendo às equações (4.0) e (4.1), é possível determinar a potência fotovoltaica produzida, recorrendo ao valor do coeficiente de potência da temperatura (a_p) do módulo FV. O sistema de equações (4.2), apresenta o respetivo cálculo.

$$\begin{cases} P(T_{cél}(t), G(t)) = P(G(t), 25^\circ)_{máx} \cdot (1 + a_p \cdot \Delta T) \\ \Delta T = T_{cél}(t) - 25^\circ \end{cases} \quad (4.2)$$

Assim, sabendo que o sistema FV não é ideal, são ainda consideradas perdas que caracterizam o balanço do sistema, assim como perdas anuais associadas ao envelhecimento por degradação dos painéis. Deste modo, a potência de saída produzida pelo sistema FV é expressa pela equação (4.3).

$$P_{FV}(t) = P(T_{cél}(t), G(t)) \cdot (1 - \eta_{Perdas\ anuais}) \cdot \eta_{Sistema} \quad (4.3)$$

De notar que, as equações descrevem a potência FV de produção para uma ordem de grandeza de kW, considerando um horizonte temporal anual com uma taxa de amostragem horária, atribuindo valores equivalentes à energia produzida pelos mesmos.

4.1.2. Formulação do Funcionamento da Bateria

A implementação do modelo da bateria pode ser descrita pelo balanço de energia produzida e consumida no sistema. Assim, a equação (4.4) expressa esta relação para o lado DC da instalação através do balanço de potência entre os consumos ($P_{Consumida}(t)$) e a geração FV ($P_{FV}(t)$), determinando a potência de carga ($P_{Carga}(t)$) e descarga ($P_{Descarga}(t)$) da bateria, equações (4.5).

$$P_{Balanço}(t) = \frac{P_{Consumida}(t)}{\eta_{inv}} - P_{FV}(t) \quad (4.4)$$

$$P_{Bat}(t) = \begin{cases} P_{Descarga}(t) = P_{Balanço}(t) \cdot \eta_{Descarga}, & P_{Balanço}(t) > 0 \\ P_{Carga}(t) = P_{Balanço}(t) \cdot \frac{1}{\eta_{Carga}}, & P_{Balanço}(t) < 0 \end{cases} \quad (4.5)$$

Deste modo, quando o balanço de potência é positivo, a bateria descarrega energia assegurando os consumos num determinado instante. Por outro lado, para valores negativos de balanço de potência, a bateria carrega utilizando o excesso de energia FV produzida. Deste modo, é possível descrever o comportamento da bateria no sistema recorrendo ao cálculo do parâmetro SOC, expresso pelo sistema de equações (4.6).

$$\begin{cases} SOC(t+1) = SOC(t) + \frac{|P_{Bat}(t)|}{C_{Bat}}, & \text{Bateria carrega} \\ SOC(t+1) = SOC(t) - \frac{|P_{Bat}(t)|}{C_{Bat}}, & \text{Bateria descarrega} \end{cases} \quad (4.6)$$

O parâmetro SOC relaciona o fluxo de potência que entra e sai da bateria, com a eficiência e capacidade nominal (C_{Bat}) disponível do equipamento. Assim sendo, para a correta caracterização da bateria é necessário ainda definir as restrições associadas ao parâmetro SOC, definindo a equação (4.7).

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{máx} \quad (4.7)$$

Através desta restrição é possível garantir a profundidade de descarga da bateria, expressa pela equação (4.8).

$$DOD = SOC_{m\acute{a}x} - SOC_{min} \quad (4.8)$$

Outra restrição a ter em consideração é a velocidade de carga e descarga da bateria, estabelecendo-se um limite de energia que pode ser recebida ou cedida num determinado instante pelo sistema de armazenamento de energia. Esta condição é definida pela equação (4.9), que relaciona a capacidade e a razão de descarga da bateria ($C_{Raz\grave{a}o}$), exportando o excesso de energia disponível para a rede caso não se assegure a respetiva restrição.

$$P_{Bat}(t) \leq P(Carga, Descarga)_{m\acute{a}x} = C_{Raz\grave{a}o} \cdot C_{Bat} \quad (4.9)$$

Contudo, uma vez que o tempo de vida da bateria é variável consoante as suas especificações de funcionamento e grau de utilização no sistema, é importante definir um modelo de reposição do componente na instalação. Estes modelos são bastante complexos de implementar uma vez que consideram um grande número de fatores de controlo para atingir o tempo de reposição ideal da bateria. Desta forma, procedeu-se à simplificação de vários modelos, construindo uma métrica que definisse a reposição do componente na instalação.

Para a definição desta métrica é necessário especificar qual a relação existente entre o número de ciclos da bateria e a sua profundidade de descarga (DOD), estabelecendo uma regressão polinomial entre estes dois parâmetros. Estabelecida a regressão polinomial, é feita a verificação do ponto de recarga da bateria, calculando o número de ciclos que a bateria tem para a profundidade de descarga onde ocorre o recarregamento da bateria. Deste modo, este procedimento é representado através das seguintes expressões.

$$Ciclos_{interrumpidos}(t) = BatteryCycles(coef_{poli}, DOD(t)) \quad (4.10)$$

$$Den_{rainflow} = \sum \frac{1}{Ciclos_{interrumpidos}(t)} \quad (4.11)$$

$$Y_{Reposi\c{c}\tilde{a}o} = \frac{1}{Den_{rainflow}} \quad (4.12)$$

Dada a inviabilidade desta métrica, optou-se por considerar um outro método para a estimativa do ano de reposição da bateria. Este consiste na contagem do número de ciclos que a bateria executa ao longo do seu funcionamento, e quando este atingir o número médio de ciclos de descarga indicado pelo fabricante, proceder-se-á à sua reposição.

4.1.3. Formulação da Rede de Energia

A rede completa o balanço de energia entre o lado DC e AC da instalação. O lado DC contempla o sistema FV com baterias, enquanto o lado AC representa a rede e os consumos de energia. Realizando o cálculo do fluxo de potência necessário para assegurar o consumo de energia do cliente, é elaborado a balanço de potência para o lado AC, determinando-se a potência de rede através da equação (4.13).

$$P_{Rede}(t) = P_{Consumida}(t) - (P_{FV}(t) + P_{Bat}(t)) \cdot \eta_{inv} \quad (4.13)$$

Atendendo aos sentidos do fluxo de potência na instalação, é estipulada a relação entre a potência importada e exportada da rede, de acordo com o sistema de equações (4.14).

$$\begin{cases} P_{Rede}(t) > 0, & P_{Rede}(t) = P_{importada}(t) \\ P_{Rede}(t) = 0, & \text{Balanço nulo} \\ P_{Rede}(t) < 0, & P_{Rede}(t) = P_{exportada}(t) \end{cases} \quad (4.14)$$

4.1.4. Formulação dos Indicadores de Desempenho

O dimensionamento de um sistema FV com baterias conectado à rede tem por base a análise de indicadores técnico-económicos que validam a viabilidade do projeto. Deste modo, recorrendo ao Estado da Arte da dissertação (Capítulo 2), são definidos os indicadores mais relevantes a ter em consideração no estudo do dimensionamento ótimo da instalação, dos quais:

- SSR-*Self Sufficiency Ratio*;
- NPV-*Net Present Value*;
- NPC-*Net Present Cost*;
- *Payback Period*;
- TIR-Taxa Interna de Rendibilidade;
- LCOE-*Levelized Cost of Energy*;
- LCOS- *Levelized Cost of Storage*.

Procedendo à descrição dos indicadores de desempenho utilizados, a Autossuficiência (SSR) do sistema é definida pela equação (4.15). Este parâmetro representa a penetração de energia renovável na instalação, através da relação entre a potência importada da rede e a potência consumida pelo consumidor.

$$\%SSR = \left(1 - \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{importada}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} P_{consumida}(t)} \right) \cdot 100 \quad (4.15)$$

O indicador NPV e NPC representam os fluxos de caixa acumulados (*cash flow*) e custos anuais líquidos da instalação para um dado horizonte de planeamento (tempo de vida da tecnologia fotovoltaica), respetivamente. Estes dois indicadores são bastante semelhantes de calcular, com a diferença que o NPV contabiliza também as receitas geradas da instalação de um sistema FV com baterias conectado à rede. Deste modo, é necessário especificar qual o investimento inicial (*Invest*), o custo de operação e manutenção ($C_{O\&M}$), o custo de reposição (C_R), as receitas do sistema (R), e a taxa de atualização (d_r) para um determinado horizonte de planeamento do projeto (H). As equações (4.16) e (4.17) apresentam as expressões referentes aos respetivos indicadores económicos, onde y representa o ano de exploração do projeto.

$$NPV = \sum_{y=1}^H \frac{R(y) - C_{O\&M}(y) - C_R(y)}{(1 + d_r)^{y-1}} - Invest \quad (4.16)$$

$$NPC = \sum_{y=1}^H \frac{C_{O\&M}(y) + C_R(y)}{(1 + d_r)^{y-1}} + Invest \quad (4.17)$$

A TIR representa a taxa interna de rendibilidade do projeto, e define o valor da taxa de atualização necessária para que o NPV seja nulo. Pode-se afirmar que um projeto é viável se a TIR for superior à taxa de atualização considerada. Este indicador é calculado através da equação (4.18).

$$0 = \sum_{y=1}^H \frac{R(y) - (C_{O\&M}(y) + C_R(y))}{(1 + TIR)^{y-1}} + Invest \quad (4.18)$$

O *Payback Period* representa o período de retorno do investimento, e define o número de anos que o projeto leva a recuperar o capital investido por completo. O sistema de equação (4.19) representa a condição que permite calcular este indicador. Nesta dissertação é utilizado apenas o termo *Payback*, referente ao período de retorno do investimento.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{y=1}^{Ano} \frac{R(y)}{(1 + dr)^{y-1}} \geq \sum_{y=1}^{Ano} \frac{C_{O\&M}(y) + C_R(y)}{(1 + dr)^{y-1}} + Invest \\ Payback = (Ano - 1) + \frac{\sum_{y=1}^{(Ano-1)} R(y) - C_{O\&M}(y) - C_R(y) - Invest}{\sum_{y=1}^{(Ano)} R(y) - C_{O\&M}(y) - C_R(y) - Invest} \end{array} \right. \quad (4.19)$$

O LCOE representa o custo normalizado de energia, indicando o custo de produção de energia fotovoltaica para um determinado horizonte de planeamento do projeto. Este indicador é expresso pela equação (4.20).

$$LCOE = \frac{Invest + \sum_{y=1}^H \left(\frac{C_{O\&M}(y) + C_R(y)}{(1+dr)^{y-1}} \right)}{\sum_{y=1}^H \left(\frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{FV}(t)}{(1+dr)^{y-1}} \right)} \quad (4.20)$$

O LCOS representa o custo normalizado de armazenamento de energia. Este indicador é definido pelo quociente entre os custos totais abrangidos pela instalação de baterias e a quantidade de energia armazenada pelo equipamento, formulando a equação (4.21).

$$LCOS = \frac{Invest + \sum_{y=1}^H \left(\frac{C_{O\&M}(y) + C_R(y)}{(1+dr)^{y-1}} \right)}{\sum_{y=1}^H \left(\frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{Descarga}(t)}{(1+dr)^{y-1}} \right)} \quad (4.21)$$

Após a especificação dos indicadores tecno-económicos utilizados, é necessário definir as expressões referente ao cálculo das variáveis financeiras presentes nos respetivos indicadores. Deste modo, é construído o sistema de equações (4.22), que descreve o investimento inicial do projeto em conjunto com os custos de implementação e operação do sistema.

$$\begin{cases} C_{Bat_{total}} = CU_{Bat} \cdot C_{Bat} \\ C_{FV_{total}} = CU_{FV} \cdot P_{STC} + CU_{inv} \cdot P_{inv} \\ C_{instalação} = coef_{instalação} \cdot (C_{FV_{total}} + C_{Bat_{total}}) \\ Invest = C_{FV_{total}} + C_{Bat_{total}} + C_{instalação} \\ C_{O\&M} = CU_{O\&M} \cdot P_{STC} \end{cases} \quad (4.22)$$

Em suma, o cálculo dos custos é efetuado através da multiplicação entre o custo por unidade do componente (CU) e a capacidade ou potência nominal do respetivo equipamento. O custo de reposição (C_R), corresponde ao custo total do equipamento que se pretende substituir num determinado ano. As receitas do sistema (R) são calculadas através do balanço entre as importações e exportações de energia realizadas para a rede, segundo a tarifa de energia aplicada ao consumidor, deduzindo o sistema de equações (4.23). Assim, este parâmetro é obtido através da soma entre as receitas geradas pelo sistema de energia renovável (R_{ER}) e as receitas da exportação de energia para rede (R_{EX}), formulando a equação (4.24).

$$\begin{cases} R_{ER} = \sum_{t=1}^{8760} (P_{Consumida}(t) - P_{importada}(t)) \cdot Tarifa(t) \\ R_{EX} = \sum_{t=1}^{8760} P_{exportada}(t) \cdot Tarifa(t) \end{cases} \quad (4.23)$$

$$R = R_{ER} + R_{EX} \quad (4.24)$$

De forma a esquematizar a implementação dos indicadores de desempenho utilizados na análise do dimensionamento ótimo de sistemas FV com baterias conectados à rede, é construída a Tabela 15 com o respetivo pseudocódigo.

Tabela 15- Algoritmo padrão de cálculo dos indicadores de desempenho

Pseudocódigo	
Entrada:	<p>x- Array com a solução do sistema, (Potência STC FV e Capacidade da Bateria)</p> <p>$O_{Estratégia}$- Estratégia de gestão de energia</p> <p>$Custo$- Estrutura de dados dos custos da instalação</p> <p>$Planeamento$- Estrutura de dados do planeamento do projeto</p> <p>$Tarifa$- Tarifa de energia do cliente, (€/kWh)</p>
Saída:	<p>NPV- Net Present Value, (€)</p> <p>NPC- Net Present Cost, (€)</p> <p>$Payback$- Período de Retorno do Investimento, (anos)</p> <p>TIR- Taxa Interna de Rentabilidade, (%)</p> <p>$LCOE$- Levelized Cost of Energy, (€/kWh)</p> <p>$LCOS$- Levelized Cost of Storage, (€/kWh)</p> <p>SSR- Self-Sufficiency Ratio, (%)</p>
Inicialização:	<p>Calcular o investimento inicial ← $Invest$</p> <p>Calcular custos de operação e manutenção ← $C_{O\&M}$</p>
Repetir:	<p>$y \leftarrow 1$: <i>Horizonte de planeamento</i>, (Amostra temporal anual de 20 anos)</p> <p>Calcular as receitas ← $R(y)$</p> <p>Calcular custos de operação e manutenção ← $C_{O\&M}(y)$</p>
Se:	<p>Reposição=1</p> <p>Calcular custos de reposição ← $C_R(y)$</p>
Fim:	<p>Calcular indicadores de desempenho, ($NPV, NPC, Payback, TIR, LCOE, SSR$)</p> <p>$y \leftarrow y + 1$</p>
Até	<p>Condição de paragem ser satisfeita</p>

4.2. Estratégia Convencional de Operação

Com a especificação dos parâmetros de entrada do sistema, é realizada a formulação da estratégia de gestão de energia convencional. Esta estratégia opera com base na relação produção/consumo de energia FV, estabelecendo os períodos de carga e descarga da bateria, Secção 2.3.1. Assim, de acordo com o funcionamento dos componentes presentes na instalação, é implementado o algoritmo que descreve o fluxo de potência do sistema FV com baterias conectado à rede. Na Tabela 16, é esquematizado o pseudocódigo referente à implementação da estratégia convencional de operação.

Tabela 16- Algoritmo padrão da Estratégia Convencional de Operação

Pseudocódigo	
Entrada:	
	<i>x</i> - Array com a solução do sistema, (Potência STC FV e Capacidade da Bateria)
	<i>FV</i> - Estrutura de dados do fotovoltaico
	<i>Bat</i> - Estrutura de dados da bateria
	<i>Inv</i> - Estrutura de dados do inversor
	<i>Planeamento</i> - Estrutura de dados do planeamento do projeto
	<i>Consumos</i> - Dados do perfil de carga do cliente
	<i>G</i> - Dados da irradiância incidente no plano do módulo FV
	<i>T_{amb}</i> - Dados da temperatura ambiente
Saída:	
	<i>P_{FV}(t)</i> - Produção FV, (kW ⇔ kWh)
	<i>SOC(t)</i> - State of Charge da bateria, (%)
	<i>P_{rede}(t)</i> - Potência importada e exportada para a rede, (kW ⇔ kWh)
Repetir:	<i>t</i> ← 1 : 8760 <i>h</i> , (Amostra temporal horária do diagrama de carga)
	Calcular a produção FV ← <i>P_{FV}(t)</i>
	Calcular balanço de potência DC ← $P_{Balanço}(t) = \frac{P_{Consumida}(t)}{\eta_{inv}} - P_{FV}(t)$
Se:	<i>P_{Balanço}(t)</i> < 0, (Bateria carrega)
	Calcular <i>SOC(t)</i>
	Calcular <i>P_{Rede}(t)</i>
Senão:	<i>P_{Balanço}(t)</i> > 0, (Bateria descarrega)
	Calcular <i>SOC(t)</i>
	Calcular <i>P_{Rede}(t)</i>
Fim	

Calcular o modelo do tempo de vida da bateria
 $t \leftarrow t + 1$

Até Condição de paragem ser satisfeita

Posto que, o projeto é definido para um dado horizonte temporal anual, a simulação terá de ser repetida o número de vezes correspondentes aos anos de estudo da instalação, considerando as perdas anuais existentes nos componentes elétricos. Após a implementação da estratégia de gestão de energia, é implementado o cálculo dos indicadores de desempenho do sistema, detalhadamente definidos na Secção 4.1.4.

4.3. Estratégia de Deslocamento Dinâmico do Preço de Carga

Para a implementação da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga são tidos em conta os mesmos parâmetros utilizados na implementação da estratégia convencional de operação, com a diferença que nesta estratégia é considerada a evolução do preço da tarifa ao longo do tempo. Como descrito na Secção 2.3.2, esta estratégia é definida pelas alterações do preço de energia elétrica em função dos limites tarifários definidos, determinando os ciclos de carga e descarga da bateria. Assim, contrariamente à estratégia convencional de operação, esta estratégia permite carregar a bateria com energia importada da rede a baixo custo, estabelecendo os ciclos de descarga para períodos do dia onde o preço da energia atinge um maior valor. Na Tabela 17, é representado o pseudocódigo referente à implementação da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga.

Tabela 17- Algoritmo padrão da Estratégia de Deslocamento Dinâmico do Preço de Carga

Pseudocódigo	
Entrada:	
	<i>x</i> - Array com a solução do sistema, (Potência STC FV e Capacidade da Bateria)
	<i>Limites</i> -Array com os limites do preço de energia, (<i>Tariffa_{Sup}</i> , <i>Tariffa_{Inf}</i>)
	<i>FV</i> - Estrutura de dados do fotovoltaico
	<i>Bat</i> - Estrutura de dados da bateria
	<i>Inv</i> - Estrutura de dados do inversor
	<i>Planeamento</i> - Estrutura de dados do planeamento do projeto
	<i>Consumos</i> - Dados do perfil de carga do cliente
	<i>G</i> - Dados da irradiância incidente no plano do módulo FV
	<i>T_{amb}</i> - Dados da temperatura ambiente
	<i>Tariffa</i> - Tarifa de energia do cliente, (€/kWh)

Saída:

$P_{FV}(t)$ - Produção FV (kW \Leftrightarrow kWh)

$SOC(t)$ - State of Charge da bateria (%)

$P_{Rede}(t)$ - Potência importada e exportada para a rede (kW \Leftrightarrow kWh)

Repetir: $t \leftarrow 1 : 8760 h$, (Amostra temporal horária do diagrama de carga)

Calcular a produção FV $\leftarrow P_{FV}(t)$

Calcular balanço de potência DC $\leftarrow P_{Balanço}(t) = \frac{P_{Consumida}(t)}{\eta_{inv}} - P_{FV}(t)$

Se: $Tariff(t) \geq Tariffa_{Sup}$, (Bateria descarrega)

Se: $P_{Balanço}(t) > 0$, (Bateria descarrega para a carga)

Calcular $SOC(t)$

Calcular $P_{Rede}(t)$

Senão: $P_{Balanço}(t) < 0$, (Bateria descarrega para a rede)

Calcular $SOC(t)$

Calcular $P_{Rede}(t)$

Fim

Senão Se: $Tariffa(t) \leq Tariffa_{Inf}$, (Bateria carrega)

Se: $P_{Balanço}(t) < 0$, (Bateria carrega da rede)

Calcular $SOC(t)$

Calcular $P_{Rede}(t)$

Senão: $P_{Balanço}(t) > 0$, (Bateria carrega da rede)

Calcular $SOC(t)$

Calcular $P_{Rede}(t)$

Fim

Senão: $Tariffa_{Inf} < Tariffa(t) < Tariffa_{Sup}$, (Bateria carrega com FV ou não descarrega)

Se: $P_{Balanço}(t) < 0$, (Bateria carrega com excesso FV)

Calcular $SOC(t)$

Calcular $P_{Rede}(t)$

Senão: $P_{Balanço}(t) > 0$, (Bateria não descarrega)

Calcular $SOC(t)$

Calcular $P_{Rede}(t)$

Fim

Fim

Calcular o modelo do tempo de vida da bateria

$t \leftarrow t + 1$

Até Condição de paragem ser satisfeita

Replicando o fluxo de potência para o horizonte de planeamento do projeto, são obtidos os parâmetros de saída anuais do sistema. Contudo, é possível averiguar que na definição desta estratégia de gestão de energia ocorre a venda de energia elétrica à rede quando a tarifa é superior ao limite estabelecido, através da descarga da bateria. Este efeito não deve ser considerado, uma vez que o preço de venda de energia na maior parte dos casos é baixo, comparativamente com o valor das tarifas. Assim, é considerada uma nova versão desta estratégia, onde a descarga de energia da bateria para a rede não é realizada para o aumento de benefícios económicos. Por fim, é implementado o cálculo dos indicadores de desempenho do sistema, Secção 4.1.4, reproduzindo-se o estudo da viabilidade tecno-económica da instalação.

4.4. Métodos de Otimização

Com o objetivo de realizar um estudo de viabilidade tecno-económica da instalação de baterias em sistemas FV conectados à rede, são utilizados dois métodos de otimização. O primeiro método consiste na aplicação de algoritmos genéticos para descobrir a solução ótima do dimensionamento do sistema, retornando o valor da potência FV e capacidade da bateria a instalar, maximizando ou minimizando uma dada função objetivo. Este método corresponde ao foco do desenvolvimento da análise tecno-económica da implementação de sistemas FV com baterias conectados à rede, para um determinado consumidor de energia elétrica. De forma a complementar esta análise, é implementado um segundo método de dimensionamento, através do cálculo dos respetivos indicadores de desempenho para vários valores de potência FV e capacidade da bateria. Este método é denominado por método iterativo.

Deste modo, para a realização do estudo de viabilidade tecno-económica da instalação, são ainda incorporados diferentes cenários de custos de equipamentos (FV, baterias, entre outros), aos métodos de otimização considerados. Posto isto, é possível produzir uma análise de sensibilidade referente às vantagens e desvantagens da instalação destes sistemas para um determinado consumidor de energia.

4.4.1. Método com Recurso a Algoritmos Genéticos

A implementação de algoritmos genéticos para a otimização do dimensionamento de um sistema FV com baterias conectado à rede é realizado através da seleção de um dado indicador de desempenho tecno-económico como função objetivo do sistema, obtendo-se uma solução que satisfaça o critério de minimização ou maximização dessa função. A aplicação de algoritmos genéticos foi efetuada com o recurso à *toolbox* de otimização global do *MATLAB R2016a*, onde na Tabela 18 são representados os parâmetros de configuração do algoritmo.

Tabela 18- Parâmetros de configuração do algoritmo genético

Parâmetros de configuração do AG	Descrição
Tamanho da população	50
Fração de Elite	0.05
Fração de Pareto	0.35
Seleção	Torneio
Tamanho do torneio	4
Função de Crossover	Intermédio
Fração de Crossover	1
Função de Mutação	Restrição dependente
Número máximo de gerações	200
Função de tolerância	0.0001

Para uma correta implementação do AG ao dimensionamento do sistema, devem ser considerados critérios de paragem no processo de otimização, evitando iterações infinitas quando a convergência do algoritmo não é verificada. Deste modo, são definidos os critérios de paragem tendo em conta o número máximo de gerações e a tolerância da função objetivo, onde a primeira restrição força a paragem do algoritmo após correr o número máximo de gerações definidas e a segundo termina a otimização se a tolerância for inferior ao valor estabelecido. Este método ajuda a resolver o problema de otimização, fornecendo a solução ótima de dimensionamento do sistema. Contudo, uma vez que o processo otimização tem apenas em consideração um dado indicador de desempenho como função objetivo, a solução ótima pode-se verificar inconveniente quando comparada com outro indicador. Desta forma, é implementada uma otimização multiobjectivo que determina a frente de Pareto do dimensionamento do sistema, com base numa relação entre dois indicadores tecno-económicos. No entanto, como este tipo de algoritmos são ferramentas heurísticas, este método pode não garantir o alcance da solução ótima global.

4.4.2. Método Iterativo

O método iterativo consiste no cálculo dos vários indicadores de desempenho para diferentes soluções de dimensionamento. Este cálculo é efetuado com base numa simulação paramétrica entre as variáveis de decisão do sistema (potência pico FV e a capacidade da bateria), determinando a evolução dos indicadores de desempenho em função das soluções consideradas. Em suma, este método surge como alternativa à otimização por algoritmos genéticos, eliminando a natureza estocásticas das simulações/soluções. Deste modo, o método iterativo pode ser esquematizado pelo pseudocódigo representado na Tabela 19.

Tabela 19- Algoritmo padrão método iterativo

Pseudocódigo	
Entrada:	<p>$O_{Estratégia}$- Estratégia de gestão de energia $Consumos$- Dados do perfil de carga do cliente G- Dados da irradiância incidente no plano do módulo FV T_{amb}- Dados da temperatura ambiente $Planemento$- Estrutura de dados do planeamento do projeto $Tarifa$- Tarifa de energia do cliente, (€/kWh)</p>
Saída:	<p>NPV- Net Present Value, (€) NPC- Net Present Cost, (€) $Payback$- Período de Retorno do Investimento, (anos) TIR- Taxa Interna de Rentabilidade, (%) $LCOE$- Levelized Cost of Energy, (€/kWh) $LCOS$- Levelized Cost of Storage, (€/kWh) SSR- Self-Sufficiency Ratio, (%)</p>
Inicialização:	<p>Potência máxima FV instalada $\leftarrow Máx_{FV}$ Potência mínima FV instalada $\leftarrow Min_{FV}$ Andamento da potência FV instalada $\leftarrow Step_{FV}$ Capacidade máxima instalada $\leftarrow Máx_{Bat}$ Capacidade mínima instalada $\leftarrow Min_{Bat}$ Andamento da capacidade instalada $\leftarrow Step_{Bat}$</p>
Repetir:	<p>$i \leftarrow Min_{FV}$, (Percorre a amostra de soluções com um $Step_{FV}$ até o $Máx_{FV}$)</p>
Repetir:	<p>$j \leftarrow Min_{Bat}$, (Percorre a amostra de soluções com um $Step_{Bat}$ até o $Máx_{Bat}$) $O_{Estratégia}$- Estratégia de gestão de energia Calcular indicadores de desempenho, ($NPV, NPC, Payback, TIR, LCOE, SSR$) $Step_{Bat} \leftarrow Step_{Bat} + j$</p>
Até	<p>Condição de paragem ser satisfeita $Step_{FV} \leftarrow Step_{FV} + i$</p>
Até	<p>Condição de paragem ser satisfeita</p>

Estudo de Caso

5.1. Descrição do Estudo de Caso

A análise do dimensionamento do sistema FV com baterias conectado à rede é reproduzida para um estudo de caso específico, onde se pretende averiguar a viabilidade da implementação destes sistemas para diferentes estratégias de gestão de energia. O estudo de caso corresponde a um consumidor industrial que opera em BTE (*Baixa Tensão Especial*) com uma tarifa de energia tetra-horária, localizado em Portugal. Este consumidor opera no setor alimentar, mais especificamente na área dos produtos congelados, e pretende atingir alguma independência energética com a instalação de sistemas FV com baterias conectados à rede. No contexto da implementação deste tipo de sistemas, é necessário descrever as características do espaço onde serão colocados os componentes da instalação. O edifício está orientado para Su-Sudeste, apresentando uma área útil no telhado para a instalação de painéis FV de 125 m² (25 m × 5 m) com uma inclinação de 15°. Assim, de forma a eliminar as questões de auto-sombreamento, entre os módulos FV, é considerada uma disposição paralela à superfície do telhado, atribuindo a orientação do edifício (Su-sudeste). As baterias são colocadas numa zona protegida, cumprindo com todos os regulamentos de segurança e qualidade. No Apêndice B, encontra-se disponível o esquema da instalação com as respetivas características.

5.1.1. Características Meteorológicas

As características meteorológicas da localização geográfica da instalação são um parâmetro muito importante a ter em consideração para a implementação de sistemas produção de energia renovável. Neste caso, o estudo é direcionado para a implementação de um sistema FV, sendo essencial analisar a disponibilidade de recurso solar para o dimensionamento da instalação. Deste forma, recorrendo à base de dados do *National Solar Radiation Database* (NSRDB, 2021), foram retirados os registos meteorológicos TMY (*Typical Meteorological Year*) referentes à localização geográfica do consumidor. As Figuras 13 e 14 representam a irradiância horizontal global e temperatura ambiente para uma amostra temporal horária, respetivamente.

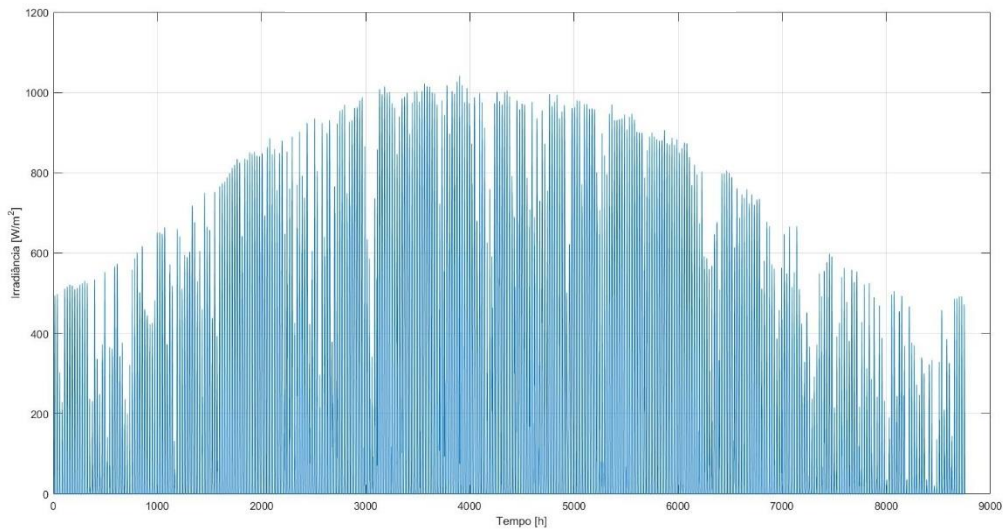


Figura 13- Irradiância horizontal global, (NSRDB)

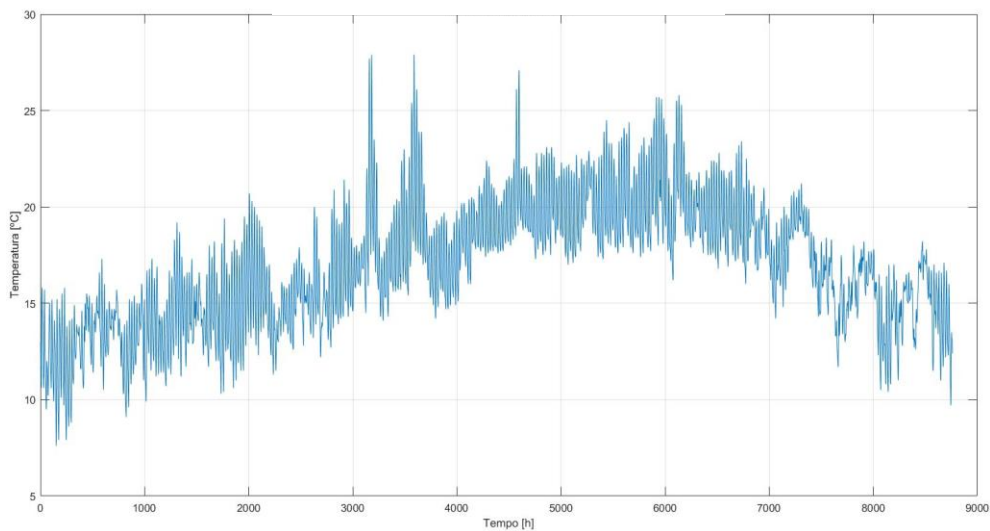


Figura 14- Temperatura Ambiente, (NSRDB)

Sabendo que, o sistema FV é instalado tendo em conta as características do espaço, como a inclinação do telhado e sua orientação, é utilizado o *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS, 2021) de modo a obter a irradiância global incidente no plano do módulo FV. A Figura 15 ilustra os dados registados da irradiância incidente no plano da instalação fotovoltaica. De notar que o PVGIS devolve apenas a média da irradiância global

incidente no plano para cada mês do ano, considerando esses valores iguais para os respectivos dias do mês.

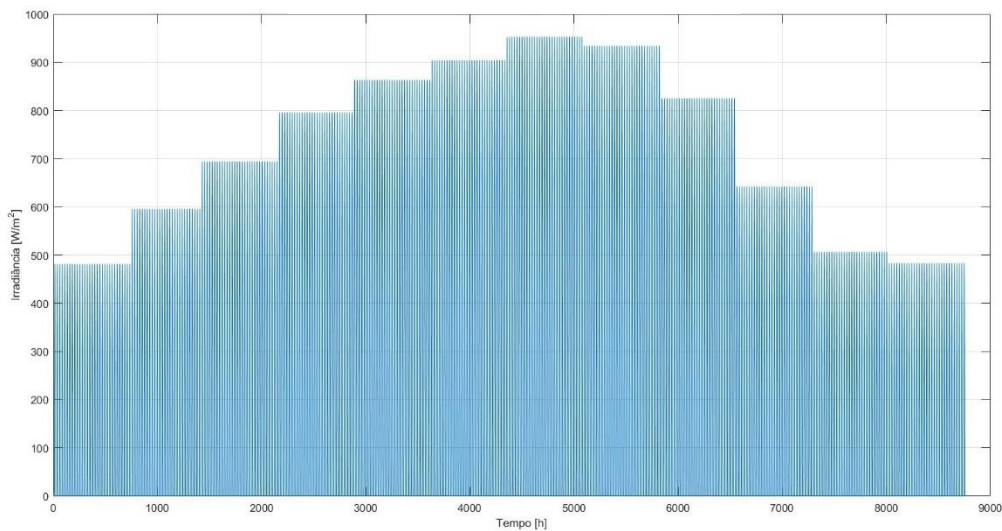


Figura 15- Irradiância global incidente no plano do módulo FV (inclinação: 15°; Azimute: Sudeste), (PVGIS)

Deste modo, para a simulação do sistema FV são utilizados os dados referentes à temperatura ambiente e irradiância global incidente no plano do módulo FV, determinando a energia gerada pelo sistema fotovoltaico para um ano típico de produção.

5.1.2. Características do Perfil de Carga

O perfil de carga do consumidor é utilizado para a simulação do sistema FV com baterias conectadas à rede. Neste estudo, é analisado o perfil de carga do consumidor industrial descrito na Seção 5.1. Assim, para a formulação deste parâmetro foram registrados os consumos horários de energia efetuados durante um ano através de contadores inteligentes (*Smart Meters*), esquematizando a Figura 16 com o perfil de carga do cliente industrial para uma amostra de 8760 horas.

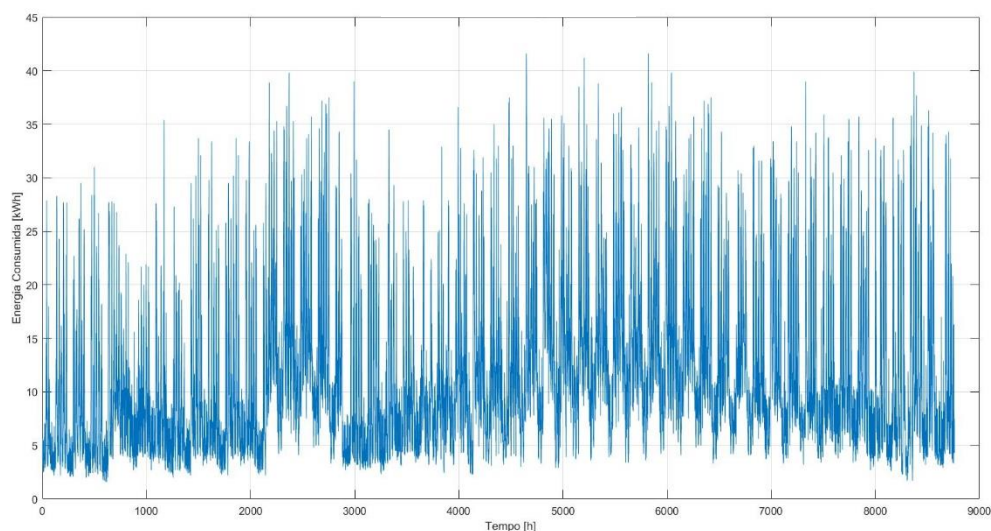


Figura 16- Perfil de carga do consumidor industrial

De acordo com os dados registados na Figura 16 é apresentada a Tabela 20 com a estatística de consumo de energia para um ano típico de funcionamento do cliente industrial.

Tabela 20- Estatista de consumos do cliente industrial

Descrição	Estatística de Consumo
Consumo total anual (MWh)	97,09
Consumo máximo anual (kWh)	41,60
Consumo mínimo anual (kWh)	1,60
Consumo anual em horas de super vazio (MWh)	10,61
Consumo anual em horas de vazio normal (MWh)	18,86
Consumo anual em horas de cheia (MWh)	52,58
Consumo anual em horas de ponta (MWh)	15,04
Consumo médio diário (kWh)	11,08
Valor máximo da média diária (kWh)	17,90
Valor mínimo da média diária (kWh)	6,55

Atendendo à informação da Tabela 20, é importante averiguar quais os períodos do ano onde o consumo de energia é superior, permitindo caracterizar de forma mais detalhada o cliente em estudo. Assim, recorrendo à Figura 17 são apresentados os consumos de energia mensais, onde é possível de destacar que no Verão o consumo de energia é maior do que no Inverno. Contextualizando os consumos de energia com o setor de operação do cliente, verifica-se que

os dados fazem sentido, uma vez que no Verão é necessária uma elevada quantidade energia para garantir a temperatura de congelação dos produtos comercializados pela empresa.

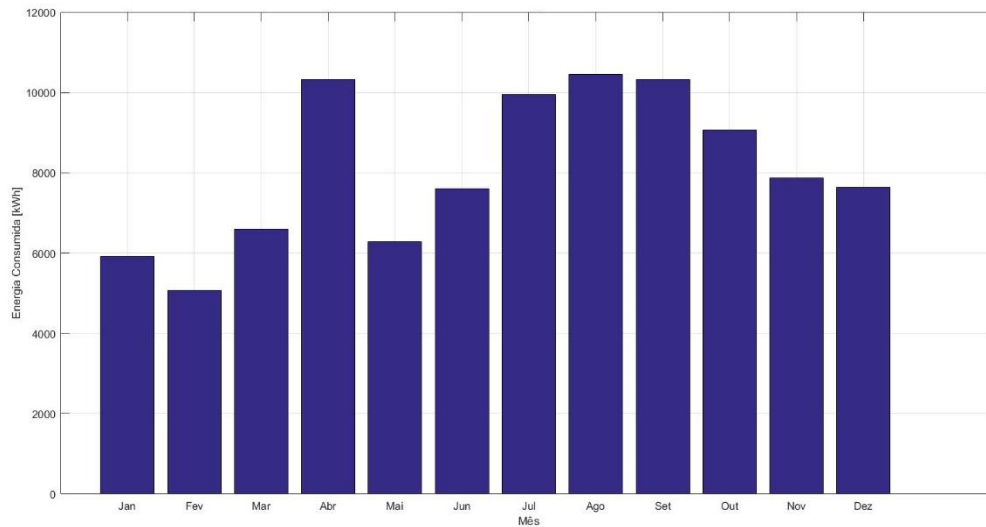


Figura 17- Consumo mensal de energia

Dado que se trata de um consumidor industrial, importa referir que os horários de maior consumo são diferentes comparativamente a um consumidor residencial/doméstico. Esta relação acontece, uma vez que um consumidor doméstico tem maiores necessidades energéticas tipicamente num horário pós-laboral, ao contrário de um consumidor industrial. Na Figura 18 é representada a média dos consumos de energia por hora do consumidor industrial para os ciclos de Verão e Inverno.

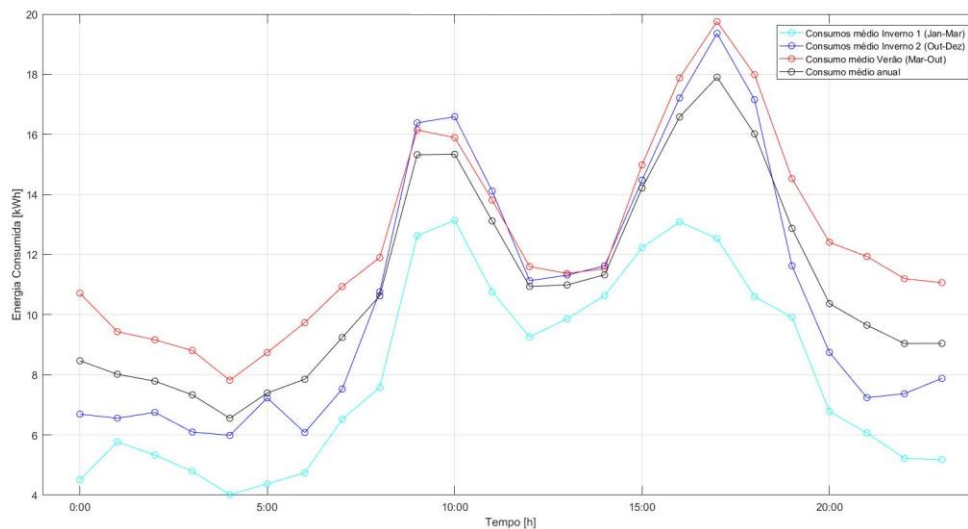


Figura 18- Média horária dos consumos de energia

5.1.3. Característica da Tarifa Energética

A tarifa energética do consumidor corresponde a um parâmetro de entrada para simulação do dimensionamento do sistema. Deste modo, é necessário caracterizar o regime de operação do cliente. Recorrendo ao regulamento tarifário estabelecido pela ERSE (*Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*), para um cliente que opera em regime BTE com uma tarifa tetra-horária, são estabelecidos dois ciclos com quatro períodos horários com diferentes preços de energia. Para cada ciclo há um horário de Verão e de Inverno, que reflete a alteração da hora legal. Interligando o preço estipulado da fatura de energia do cliente com o regulamento tarifário da ERSE, são formuladas as Tabelas 21 e 22 com a informação dos respetivos ciclos, períodos e preços de energia do consumidor.

Tabela 21- Tarifa energética, ciclo de Inverno

Clico de Inverno						
Ciclos Diários	Energia (€/kWh)	Rede (€/kWh)	Tarifa total (€/kWh)	Horas (h)		
Super vazio	0,03849	0,0190	0,05749	2:00-6:00		
Vazio normal	0,05138	0,0213	0,07268	22:00-2:00	6:00-8:00	
Ponta	0,08287	0,0914	0,17427	9:00-10:30	18:00-20:30	
Cheia	0,07343	0,0599	0,13333	8:00-9:00	10:30-18:00	20:30-22:00

Tabela 22- Tarifa energética, ciclo de Verão

Clico de Verão						
Ciclos Diários	Energia (€/kWh)	Rede (€/kWh)	Tarifa total (€/kWh)	Horas (h)		
Super vazio	0,03849	0,0190	0,05749	2:00-6:00		
Vazio normal	0,05138	0,0213	0,07268	22:00-2:00	6:00-8:00	
Ponta	0,08287	0,0914	0,17427	10:30-13:00	19:30-21:00	
Cheia	0,07343	0,0599	0,13333	8:00-10:30	13:00-19:30	21:00-22:00

De notar que a tarifa total é calculada a partir da soma entre o termo do preço de energia e o termo do preço de utilização da rede. Outro aspeto a ter em consideração são os períodos horários estabelecidos pela ERSE, que não podem ser aplicados à simulação do dimensionamento do sistema, uma vez que se tem em consideração uma simulação horária. Desta forma, é efetuado um ajuste aos períodos tarifários, recorrendo a uma aproximação dos intervalos padronizados pela ERSE. No Apêndice C, encontram-se disponíveis as tarifas energéticas referentes aos ciclos de Verão e Inverno, utilizadas na simulação do sistema.

6

Análise de Resultados

6.1. Cenários de Simulação

Os cenários propostos são definidos com base no artigo (Schopfer et al., 2018), onde é elaborado um estudo de viabilidade tecno-económica da implementação destes sistemas, de acordo com a análise de sensibilidade do preço de venda dos respetivos componentes. O artigo estima uma redução significativa do preço dos componentes, admitindo que em 2030 as baterias possam atingir um valor de 200 €/kWh a 250 €/kWh, dependendo do fabricante e da tecnologia utilizada. Relativamente ao sistema FV, é considerada uma variação de preços compreendida entre os 1000 e 1500 €/kWp. Assim, sabendo que o custo dos componentes é um dos fatores influenciadores na determinação do dimensionamento da instalação, são estabelecidos diferentes cenários de simulação para os métodos de otimização desenvolvidos em Secção 4.4.

O método de otimização com recurso a algoritmos genéticos de objetivo único, permite determinar o dimensionamento ótimo da instalação, tendo em conta a estratégias de gestão de energia utilizada. Assim, são realizadas várias simulações onde o preço do FV é fixo e se assumem valores de 1000 €/kWp e 1500 €/kWp, enquanto o preço da bateria varia entre 200 a 500 €/kWh. Para o método de otimização multiobjectivo são definidos dois cenários de custo, que representam os valores limites do preço dos componentes da instalação. Deste modo, são especificados um cenário favorável de baixo custo e um cenário desfavorável de elevado custo. Por último, o método iterativo recorre aos dois cenários de custo utilizados na otimização multiobjectivo, calculando-se a evolução dos indicadores de desempenho descritos na Secção 4.1.4. Para a simulação deste método é necessário definir a mesma região de soluções para ambas as estratégias de gestão de energia, produzindo um termo de comparação entre os resultados obtidos. Na Tabela 23, são apresentados os cenários de simulação aplicados ao dimensionamento da instalação.

Tabela 23- Cenários de simulação aplicados ao dimensionamento da instalação

Método de otimização	Cenários de custo	Custo do FV (€/kWp)	Custo das Bateria (€/kWh)	Indicadores de desempenho
AG de objetivo único	Desfavorável de elevado custo	1500	500	-SSR -NPV -TIR -Payback
	Intermédio		300	
	Intermédio		200	
	Intermédio	1000	500	
	Intermédio		300	
	Favorável de baixo custo		200	
AG multiobjectivo	Desfavorável de elevado custo	1500	500	-SSR e NPV -NPC e NPV
	Favorável de baixo custo	1000	200	-TIR e NPV -Payback e NPV
Iterativo	Desfavorável de elevado custo	1500	500	-SSR -NPV -NPC
	Favorável de baixo custo	1000	200	-TIR -Payback -LCOE -LCOS

6.2. Estratégia Convencional de Operação

Em concordância com o procedimento de implementação da estratégia convencional de operação, apresentado detalhadamente na Secção 4.2, é simulado o funcionamento da instalação para um ano típico de consumos efetuados pelo cliente industrial.

Para a simulação do funcionamento da instalação é necessário definir as variáveis de decisão do sistema, que correspondem à potência FV e à capacidade da bateria instaladas. Uma vez definidas estas variáveis, é possível executar a simulação do fluxo de potência do sistema. Tendo em conta o modo de funcionamento da estratégia convencional de operação, estima-se que a capacidade da bateria terá de ser sempre inferior à potência FV instalada. Assim, considerando que se pretende implementar um sistema FV de 20 kWp acoplado a um sistema de armazenamento de energia de 5 kWh com DOD de 80%, é representado na Figura 19 a simulação do diagrama de carga da respetiva instalação.

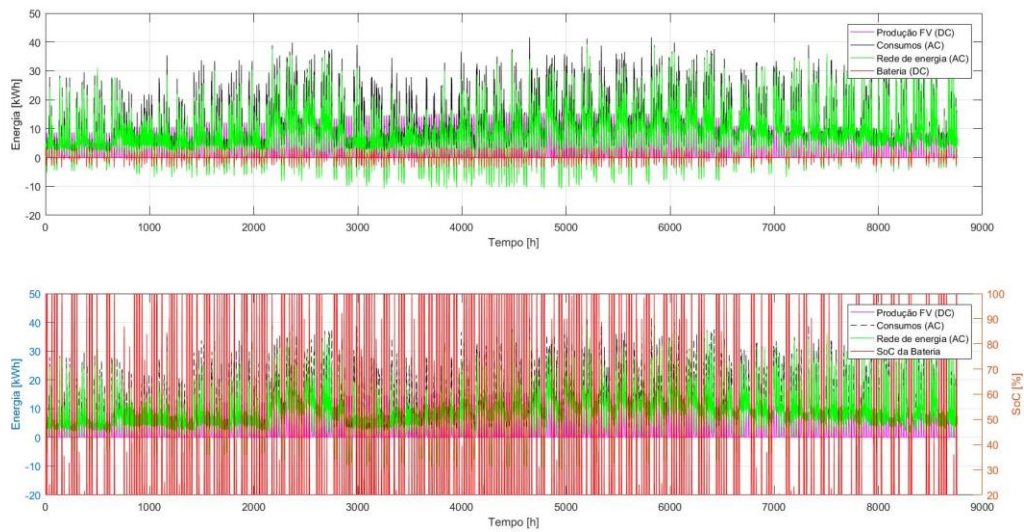


Figura 19- Diagrama de carga da estratégia convencional de operação

Como se pode observar na Figura 19, não é possível garantir que a bateria carregue totalmente durante o dia e descarregue durante a noite, aproveitando o excesso de energia fotovoltaica produzida. Isto deve-se ao facto de o cliente consumir grande parte da energia gerada pelos painéis FV. Deste forma, ampliando a Figura 19 para as primeiras 24 horas, é possível realizar um diagnóstico mais preciso do balanço de energia no sistema, esquematizado na Figura 20.

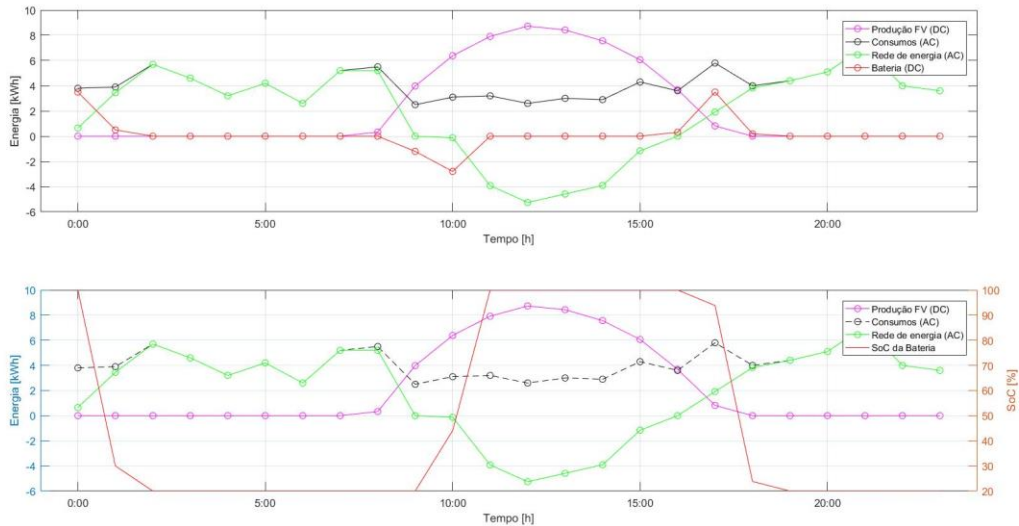


Figura 20- Diagrama de carga da estratégia convencional de operação para as primeiras 24h de funcionamento

Analisando o fluxo de potência referente à Figura 20, verifica-se que a bateria começa totalmente carregada, uma vez que o gráfico representa as primeiras 24 horas. Com a ausência de produção FV, a bateria descarrega, alimentando o consumidor industrial. A importação de energia da rede acontece quando não existe produção FV nem energia armazenada na bateria. Neste caso a bateria permanece descarregada com um SOC de 20%, garantindo a profundidade de descarga do componente. Quando a produção FV é superior aos consumos de energia, a bateria carrega realizando um ciclo de carga, exportando o resto da energia não aproveitada para rede a um preço de venda nulo.

Assumindo os custos dos componentes apresentados na Tabela 24, em conjunto com o valor do investimento inicial do projeto, são calculados os indicadores de desempenho técnico-económicos para um horizonte de planeamento de 20 anos, Figura 21.

Tabela 24- Custo dos componentes para a simulação dos indicadores de desempenho

Estrutura dos Custos da Instalação	Custo Definido
Custo da Instalação Fotovoltaica	1000 €/kWp
Custos de Operação e Manutenção	10 €/kWp
Fator de Custo da Instalação do Sistema	0,1
Custo das Baterias	500 €/kWh
Investimento Inicial	24750 €

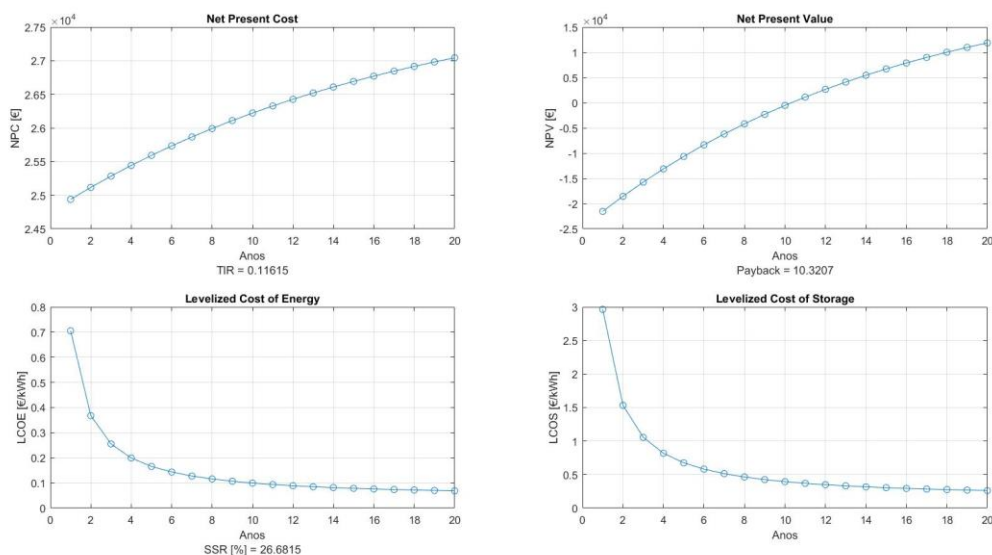


Figura 21- Cálculo dos indicadores de desempenho para um horizonte de planeamento de 20 anos

De acordo com os resultados obtidos da Figura 21, é possível averiguar que o consumidor recupera o investimento inicial ao fim de 10,3 anos, obtendo um *cash-flow* acumulado atualizado de 11879 € com a sua implementação. O parâmetro NPC representa os custos totais anuais da instalação, onde são adicionados os custos de operação e de manutenção ao investimento inicial do projeto. Analisando o parâmetro LCOE, verifica-se que o preço normalizado de produção de energia fotovoltaica diminui ao longo dos anos, convergindo para um valor aproximado de 0,069 €/kWh. Esta diminuição permite validar a implementação do sistema FV, uma vez que o preço de produção de energia é inferior à tarifa energética do cliente. Contrariamente, segundo o indicador LCOS, a convergência não é suficiente para garantir que a implementação de um sistema de armazenamento de energia seja economicamente viável, uma vez que este indicador atinge um valor de 0,261 €/kWh, ultrapassando o preço de energia nas horas de ponta. Contudo, comparando o valor da TIR de 11,6% com a taxa de atualização utilizada de 6%, pode-se afirmar que o investimento é lucrativo e atrativo para o cliente, embora possa não representar a solução ótima do dimensionamento do sistema. Deste modo, deve ser realizada a simulação dos métodos de otimização desenvolvidos para a determinação do dimensionamento da instalação.

6.2.1. Método de Otimização de Objetivo Único com Algoritmos Genéticos

A utilização de algoritmos genéticos para a otimização de um sistema FV com baterias conectado à rede, permite a determinação da solução ótima a instalar com base na maximização ou minimização dos indicadores de desempenho. Deste modo, considerando as especificações de funcionamento dos componentes da instalação, apresentados no Apêndice D, é executada a otimização do dimensionamento para os diferentes cenários de custo definidos na Secção 6.1, construindo as Tabelas 25 a 28 com os respetivos resultados obtidos.

Tabela 25- Otimização do indicador de desempenho SSR

Parâmetros de simulação		Variáveis de decisão		Objetivo
Custo do FV (€/kWp)	Custo das Baterias (€/kWh)	Potência FV instalada (kWp)	Capacidade da Bateria (kWh)	SSR (%)
1500	500	222,84	359,63	100
1000	300			
	200			

Tabela 26- Otimização do indicador de desempenho NPV

Parâmetros de simulação		Variáveis de decisão		Objetivo
Custo do FV (€/kWp)	Custo das Baterias (€/kWh)	Potência FV instalada (kWp)	Capacidade da Bateria (kWh)	NPV (€)
1500	500	12,12	1	3168,10
	300	12,12	1	3388,10
	200	12,12	1	3498,10
1000	500	23,96	1	12640,56
	300	23,96	1	12860,66
	200	26,96	11,21	13199,45

Tabela 27- Otimização do indicador de desempenho *Payback*

Parâmetros de simulação		Variáveis de decisão		Objetivo
Custo do FV (€/kWp)	Custo das Baterias (€/kWh)	Potência FV instalada (kWp)	Capacidade da Bateria (kWh)	<i>Payback</i> (anos)
1500	500	7,47	1	14,81
	300	6,93	1	14,40
	200	6,54	1	14,18
1000	500	7,97	1	8,58
	300	7,42	1	8,31
	200	6,93	1	8,16

Tabela 28- Otimização do indicador de desempenho TIR

Parâmetros de simulação		Variáveis de decisão		Objetivo
Custo do FV (€/kWp)	Custo das Baterias (€/kWh)	Potência FV instalada (kWp)	Capacidade da Bateria (kWh)	TIR (%)
1500	500	7,47	1	8,25
	300	6,94	1	8,49
	200	6,54	1	8,63
1000	500	7,95	1	14,18
	300	7,40	1	14,61
	200	6,94	1	14,85

Analisando os resultados obtidos da otimização do sistema para diferentes cenários de custo, é visível que nem sempre a solução ótima pode ser aplicável num contexto realista, dado que existem restrições físicas e técnicas associadas à instalação. A solução que maximiza o indicador SSR, Tabela 25, é um exemplo claro da impossibilidade da sua implementação, uma

vez que seria necessária uma grande área para a instalação de painéis FV, assim como um grande investimento inicial. Desta forma, embora seja assegurada a autossuficiência energética do cliente industrial, não são verificadas vantagens económicas para este.

Outro aspeto importante de salientar é o comportamento escalável do dimensionamento ótimo do sistema quando aplicada a estratégia convencional de operação, dado que o algoritmo apenas considera a instalação de baterias quando a produção FV é suficiente para garantir ganhos económicos com as descargas efetuadas pelas mesmas. Na Tabela 26 é destacado esse efeito, uma vez que consoante a variação do custo da bateria a solução difere significativamente, descartando-se a sua implementação para um custo superior a 200 €/kWh. Relacionando os resultados obtidos da otimização do indicador NPV e *Payback*, Tabela 26 e 27, pode-se constatar que o período de retorno não diminui com a instalação de baterias, o que é normal uma vez que o investimento inicial aumenta. Porém, o mesmo não acontece com indicador NPV que determina um ponto ótimo com a instalação de baterias quando o custo do FV é de 1000 €/kWp e o custo de baterias de 200 €/kWh. Comparando as soluções de otimização entre os indicadores TIR e *Payback*, Tabelas 27 e 28 respetivamente, verifica-se que os resultados são bastante semelhantes, dado que estes parâmetros tendem a atingir o ponto ótimo para menores valores de investimento com o maior retorno económico possível.

Em suma, pode-se verificar que para este tipo de estratégia de gestão de energia a implementação de baterias não tem um grande peso no aumento de desempenho dos respetivos indicadores. Contudo, o cliente industrial pode beneficiar economicamente com a instalação de módulos FV, uma vez que todos os indicadores devolvem um valor considerável de potência FV a instalar. Avaliando as soluções ótimas referentes à potência FV instalada, é visível que ambas estão compreendidas entre 7 e 12 kWp para um cenário de custo desfavorável. Assim sendo, comparando as soluções obtidas com os consumos de energia, é notório que a potência FV instalada tem tendência a convergir para o valor médio diário dos consumos de energia do cliente (11,08 kWh/dia), evitando a exportação de energia para a rede. Relativamente à instalação de baterias, é reforçada a ideia de que seria necessário implementar uma maior capacidade de produção fotovoltaica, que permitisse assegurar um maior aproveitamento de energia fase ao investimento do componente.

6.2.2. Método de Otimização Multiobjectivo com Algoritmos Genéticos

Mantendo os parâmetros de funcionamento do sistema, Apêndice D, é efetuada a otimização multiobjectivo para os respetivos cenários de custo, determinando a frente de Pareto entre os indicadores de desempenho apresentados na Secção 6.1. Os resultados obtidos da otimização multiobjectivo são apresentados por uma figura que contém quatro gráficos.

Cada gráfico representa uma relação diferente entre as soluções de otimização calculadas pelo algoritmo, definindo:

- A relação de otimização entre dois indicadores de desempenho tecno-económicos, frente de Pareto, (Gráfico 1);
- As soluções determinadas para a otimização dos respetivos indicadores de desempenho, região de soluções (Gráfico 2);
- A variação dos indicadores de desempenho, em função da capacidade da bateria, (Gráfico 3);
- A variação dos indicadores de desempenho, em função da potência FV instalada, (Gráfico 4).

Na Figura 22 é ilustrado o esquema referente aos resultados obtidos da simulação do método de otimização multiobjectivo.

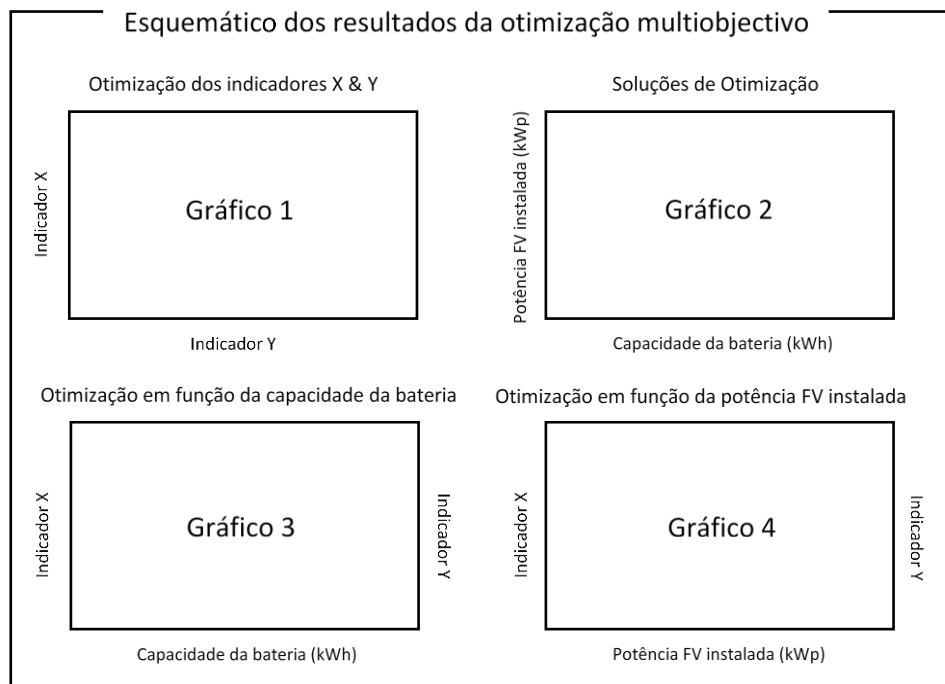


Figura 22- Diagrama esquemático dos resultados obtidos da simulação do método de otimização multiobjectivo

Deste modo, é possível retirar algumas conclusões entre o custo dos equipamentos e as soluções de otimização que visam atingir os pontos ótimos de dimensionamento, tendo em consideração dois indicadores de desempenho.

Otimização Multiobjectivo SSR-NPV

A Figura 23, referente ao cenário de baixo custo, demonstra que quando aplicado o algoritmo multiobjectivo a região de busca da solução ótima entre os indicadores SSR e NPV permanece praticamente constante para a potência FV instalada, variando a capacidade da bateria. Este efeito ocorre, uma vez que a solução ótima da potência FV instalada que maximize os dois indicadores é aproximadamente a mesma, atingindo um valor de 25 kWp. Contrariamente, o aumento da capacidade da bateria provoca uma relação inversamente proporcional entre os dois indicadores, constatando que a solução ótima de implementação está contida num espaço de resultados entre os 9 kWh a 11,5 kWh. Assim, se o consumidor pretender maximizar o valor do NPV a solução ótima a implementar seria 9 kWh, ou 11,5 kWh se a opção for maximizar o SSR.

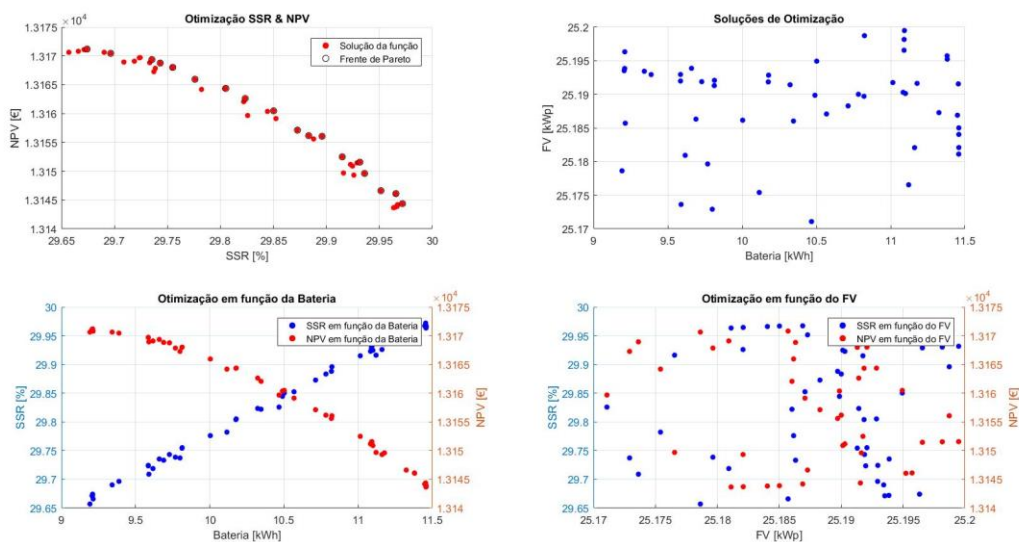


Figura 23- Otimização multiobjectivo SSR-NPV, cenário de baixo custo

Para o cenário de elevado custo, verifica-se a mesma relação entre os indicadores SSR e NPV, onde o aumento do SSR provoca uma diminuição do NPV, Figura 24. Porém, para este cenário o NPV atinge valores inferiores, ocorrendo prejuízo para um grande número de soluções calculadas. Assim, este cenário apenas considera vantajosa a instalação de baterias, quando a potência FV está compreendida entre 10 e 15 kWp, sendo possível implementar um sistema de armazenamento de energia com uma capacidade definida entre 1 e 4 kWh. Estas soluções de instalação não se verificam viáveis, uma vez que a margem de lucro ao fim de 20 anos é baixa. Deste modo, também é possível averiguar que a relação entre a potência FV e a capacidade da bateria mantêm-se aproximadamente igual, sendo que para o cenário de elevado custo a instalação de baterias não se verifica lucrativa. Isto acontece devido ao

aumento do preço da bateria, que em função da estratégia convencional de energia não permite diminuir o preço de descarga de energia para valores inferiores aos da tarifa do cliente. Assim, é preferível recorrer à rede para satisfazer as necessidades energética do consumidor, em horas de baixa produção fotovoltaica.

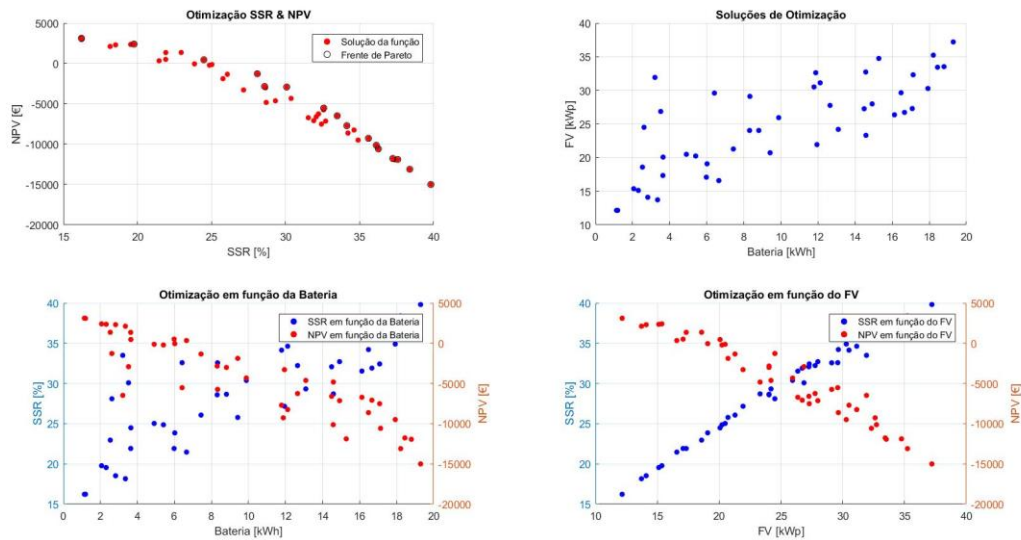


Figura 24- Otimização multiobjetivo SSR-NPV, cenário de elevado custo

Otimização Multiobjetivo NPC-NPV

Considerando os resultados da otimização multiobjetivo para os indicadores NPC e NPV, representados pelas Figuras 25 e 26 para os respectivos cenários de custos de equipamentos, pode-se constatar que existe uma relação não linear de proporcionalidade, onde o aumento do NPV origina maiores valores de NPC. Assim, recorrendo à Figura 25 as soluções que melhor se ajustam aos indicadores calculados assumem um valor de potência FV entre 1 e 20 kWp para uma capacidade de bateria compreendida entre 1 e 10 kWh. Deste modo, sabendo que o NPC tem um comportamento linear com as soluções de dimensionamento, para maiores valores de potência FV e capacidade bateria o NPC do projeto aumenta, provocando em simultâneo um aumento não linear do indicador NPV. Assim, caso a potência FV seja inferior a 20 kWp, as soluções referentes à capacidade da bateria têm valores consideravelmente pequenos em relação aos consumos horários do cliente industrial para se considerar a instalação de baterias num cenário de baixo custo.

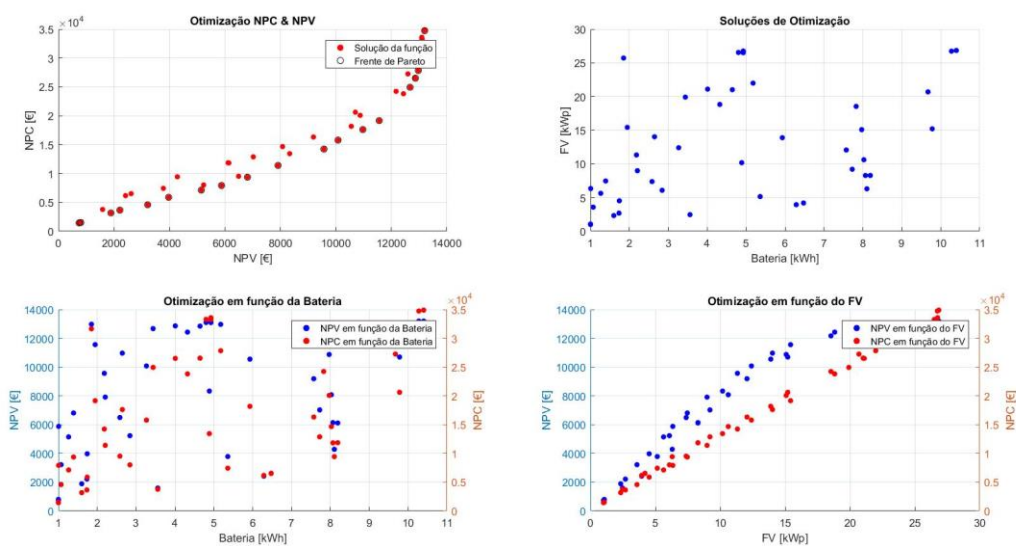


Figura 25- Otimização multiobjectivo NPC-NPV, cenário de baixo custo

Para o cenário de elevado custo, Figura 26, as soluções referentes ao NPV tendem a estabilizar para uma potência FV de 10 kWp, desprezando o valor económico que a implementação bateria fornece ao cliente. Este efeito é verificado, uma vez que a capacidade da bateria assume um valor aproximado de 1 kWh, solução residual em comparação com os consumos horários do cliente industrial. Assim, de acordo com o gráfico que expressa a variação dos indicadores de desempenho com a potência FV instalada, verifica-se que os painéis FV oferecem uma melhor relação custo/receita do que as baterias.

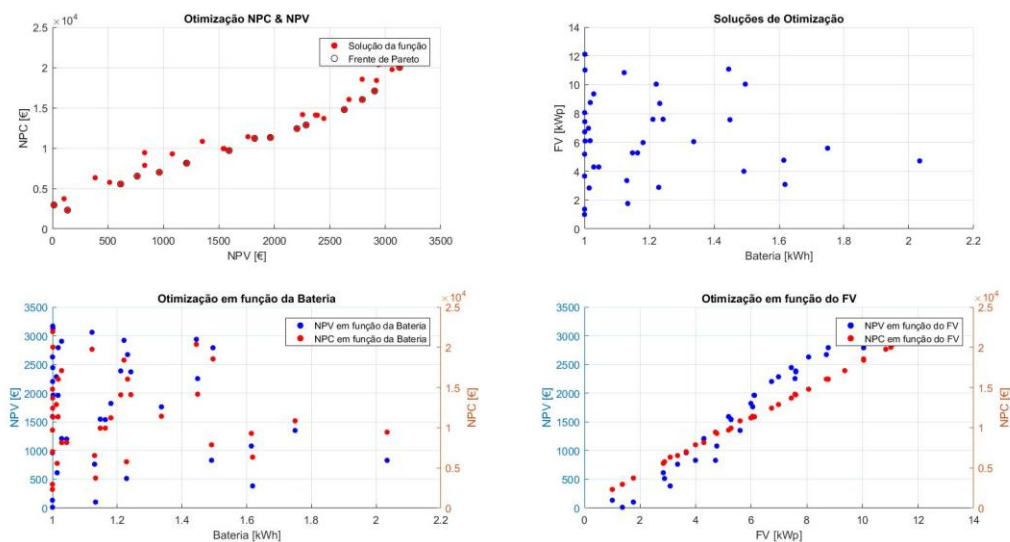


Figura 26- Otimização multiobjectivo NPC-NPV, cenário de elevado custo

Otimização Multiobjectivo TIR-NPV

Na Figura 27 e 28 são representados os resultados obtidos da otimização multiobjectivo entre os indicadores TIR e NPV, para os respectivos cenários de custo. Analisando a Figura 27, é claro que as soluções de otimização calculados pelo algoritmo estão maioritariamente localizadas para um espaço de resultados compreendido entre os 6 e 20 kWp de potência FV, e 1 a 3 kWh de capacidade da bateria. Deste modo, verifica-se que TIR tem um comportamento decrescente com o aumento da potência FV e da capacidade da bateria, contrariamente ao NPV que aumenta com ambas as soluções. Comparado estes resultados com resultados obtidos da otimização de objetivo único, pode afirmar-se que a solução ótima corresponde à intersecção entre as soluções registadas. Contudo, esta simulação reforça a ideia de que a implementação de baterias não se verifica eficaz para a estratégia de gestão de energia convencional, uma vez que a capacidade da bateria determinada assume um valor baixo em comparação com os consumos do cliente industrial.

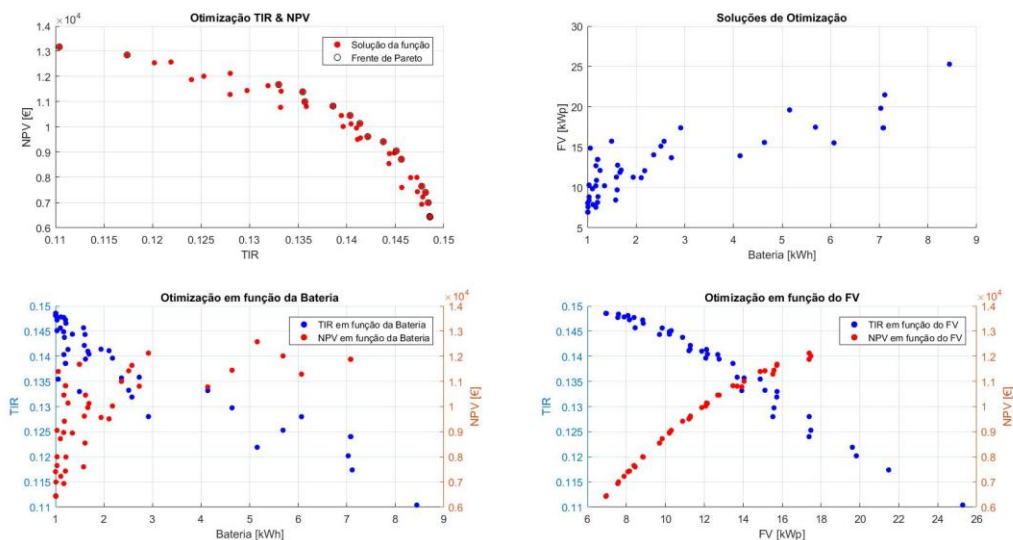


Figura 27- Otimização multiobjectivo TIR-NPV, cenário de baixo custo

Na Figura 28, verifica-se que os valores dos indicadores de desempenho diminuem drasticamente, alterando as soluções de otimização para o cenário de elevado custo. Desta forma, as soluções de otimização estão contidas para uma potência FV instalada entre os 7 e 12 kWp e uma capacidade da bateria de aproximadamente 1 kWh. Uma vez que, a capacidade da bateria permanece desprezável face aos consumos de energia do cliente, é visível que para uma potência FV de 7 kWp a TIR é maximizada, caso contrário o NPV é maximizado para uma potência FV de 12 kWp.

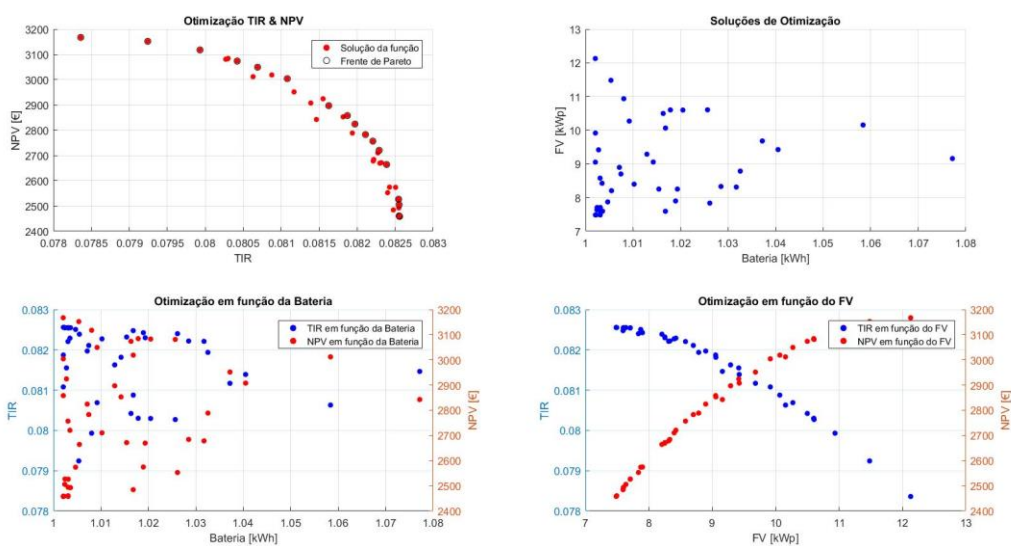


Figura 28- Otimização multiobjectivo TIR-NPV, cenário de elevado custo

Otimização Multiobjectivo *Payback*-NPV

Por último, é simulada a otimização multiobjectivo para os indicadores NPV e *Payback*, considerando os dois cenários de custo de equipamentos. Para o cenário de baixo custo, representado pela Figura 29, observa-se que a região de soluções está compreendida entre 1 e 25 kWp de potência FV instalada e 1 e 25 kWh de capacidade da bateria. De notar que os gráficos referentes à otimização dos indicadores de desempenho são obtidos através dos valores das soluções de otimização determinadas pelo algoritmo. Porém, apenas são ilustrados os resultados que para cada solução de otimização têm um valor real da função objetivo utilizada. Ou seja, uma vez que se trata do indicador *Payback*, nem todas as soluções têm um período de retorno de investimento associado à sua implementação. Deste modo, são representados os pontos para os quais as soluções têm valores negativos de NPV, no entanto não são representadas as mesmas soluções para o indicador *Payback*, dado que para esta situação não se verifica retorno do investimento. Deste modo, a maximização do NPV implica selecionar o maior valor potência FV da região de soluções resultante, não garantindo a mesma relação para a capacidade da bateria. Por outro lado, a minimização do *Payback* implica selecionar o menor valor de ambas as soluções de otimização (potência FV e capacidade da bateria).

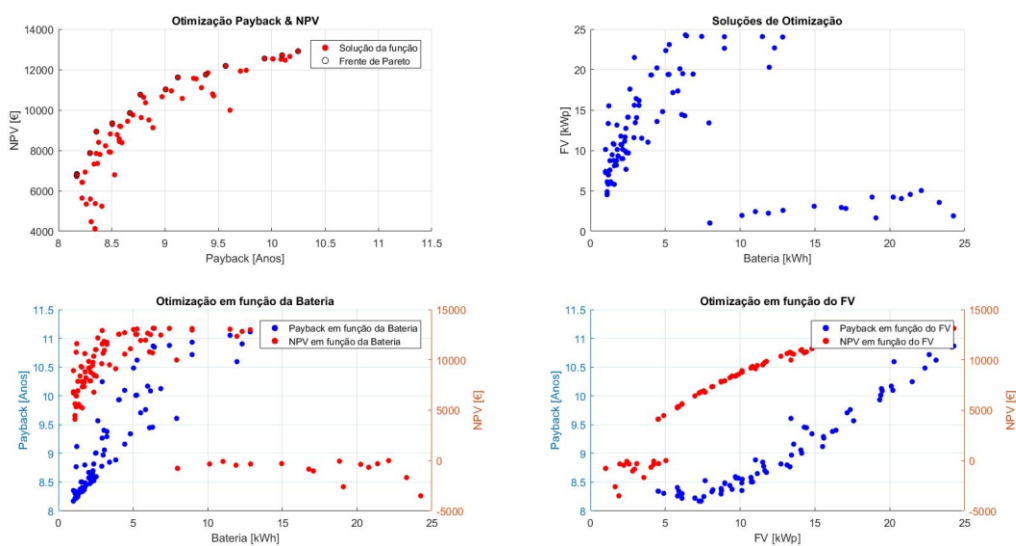


Figura 29- Otimização multiobjectivo *Payback*-NPV, cenário de baixo custo

Analisando o cenário de elevado custo, Figura 30, verifica-se que a solução ótima de dimensionamento é alterada. Para este cenário, é visível que a capacidade da bateria permanece fixa em 1 kWh, enquanto a potência FV instalada varia entre 9 e 12 kWp. Embora o algoritmo considere outras soluções, estas não podem ser consideradas como ótimas, uma vez que os dois indicadores não assumem valores positivos. Assim, sabendo que os indicadores NPV e *Payback* estabelecem um comportamento proporcional não linear, pode ser selecionada uma potência FV de 9 ou 12 kWp. Deste modo, caso se pretenda minimizar o indicador *Payback* deve-se optar por instalar um sistema FV de 9 kWp, contrariamente o para uma potência FV de 12 kWp o NPV é maximizado.

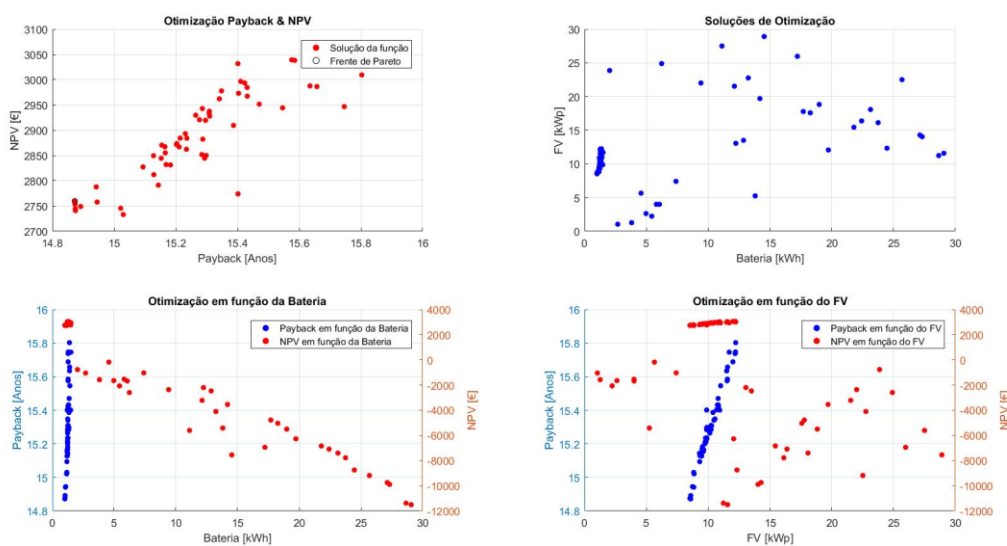


Figura 30- Otimização multiobjectivo *Payback*-NPV, cenário de elevado custo

6.2.3. Método Iterativo

Este método permite ilustrar a evolução dos indicadores de desempenho para os cenários de custo definidos na Secção 6.1, através da variação da capacidade da bateria em função da potência FV instalada (variáveis de decisão). Deste forma, é essencial definir os intervalos de simulação para execução do algoritmo. Assim, atendendo aos resultados obtidos dos métodos de otimização com recurso a AG, é definido um intervalo de simulação com um andamento de potência FV instalada de 5 kWp, com um valor inicial de 5 kWp, até atingir o valor máximo de 60 kWp, enquanto a capacidade da bateria tem um passo de 1 kWh, com um valor inicial de 1 kWh, até atingir um valor máximo de 40 kWh.

Efetuada a simulação deste método para o cenário de baixo custo (favorável), são obtidos os resultados das Figuras 31 e 32. Na Figura 31, são apresentados os gráficos referentes à evolução dos indicadores SSR, LCOE e LCOS para os intervalos de simulação selecionados. Relativamente ao gráfico do SSR, é visível que com o aumento da potência FV e da capacidade da bateria a SSR aumenta, dado que a quantidade de energia importada da rede diminui. Através deste gráfico pode-se constatar que a bateria tem um maior impacto no SSR para valores maiores de potência FV instalada, uma vez que a probabilidade de ocorrer excesso de produção FV durante o dia é maior. O gráfico do LCOE, ilustra o preço normalizado de energia, não dependendo da capacidade da bateria. Contudo, uma vez o custo do componente e a quantidade de energia produzida FV estabelecem uma relação de proporcionalidade, o valor do LCOE permanece contante para as diferentes soluções, convergindo para um preço de produção de 0,064 €/kWh. Este valor está dentro dos padrões de investimento da fonte de

geração FV, sendo inferior ao preço da tarifa energética do consumidor. Por outro lado, o indicador LCOS tem um comportamento diferente, demonstrando uma relação de dependência entre a potência FV instalada e a capacidade da bateria. Para um determinado valor de potência FV instalada, o LCOS tende a aumentar com o aumento da capacidade da bateria. Por exemplo, para valores de potência FV de 5 kWp o LCOS apresenta valores entre os 10 a 23 €/kWh, o que corresponde a um preço de armazenamento de energia extremamente elevado em comparação com o preço das tarifas energéticas do cliente industrial. Isto deve-se ao facto da estratégia de gestão energia elétrica depender apenas da produção FV para o armazenamento de energia, não garantindo grandes períodos de carga e descarga da bateria. Assim sendo, com o aumento da potência FV instalada o indicador LCOS diminuiu abruptamente, compreendendo valores entre os 1,81 e 0,06 €/kWh, sendo que com o aumento da capacidade da bateria este valor tende a aumentar gradualmente.

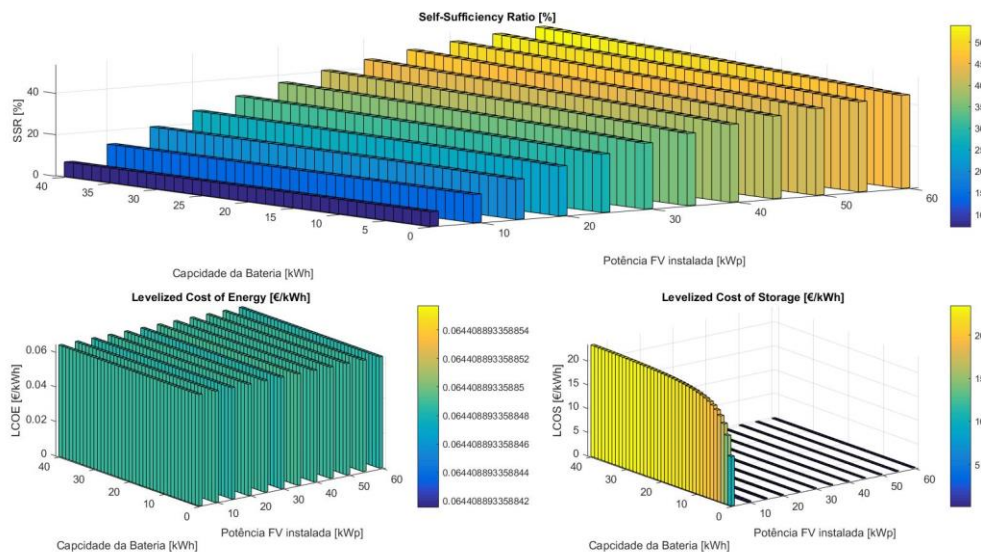


Figura 31- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de baixo custo

Na Figura 32 são representados os gráficos referentes aos indicadores NPV, NPC, TIR e *Payback*. O gráfico do NPV demonstra o impacto que a estratégia de gestão de energia tem no dimensionamento de um sistema FV com baterias conectado à rede. Este indicador revela que a implementação de baterias é lucrativa para maiores valores de potência FV instalada, provocando um sobredimensionamento na instalação que garanta o armazenamento de energia na bateria. Contudo, para uma baixa potência FV instalada a margem para a instalação de baterias é nula, evidenciando baixas receitas, podendo ainda gerar prejuízo para o consumidor. Comparando estes dados com o gráfico da TIR, é visível que a taxa interna de retorno diminui independente das receitas geradas pelo sistema de armazenamento de

energia, questionando a sua viabilidade para uma instalação FV conectado à rede. No entanto, o mesmo não acontece com a implementação de painéis FV, que atinge um ponto máximo da TIR igual a 14,8% para um valor de potência FV instalada de 7 kWp. Analisando o gráfico do *Payback*, pode-se verificar que este estabelece uma relação direta com o gráfico do NPV, dado que o período de retorno de investimento ocorre apenas para valores positivos de NPV. Através deste gráfico, também é possível destacar que a instalação de baterias não melhora o desempenho deste indicador, o que não se observa com o NPV. Assim, embora a instalação de baterias aumente o período de retorno de investimento, para maiores valores de potência FV este indicador tende a ficar constante, podendo verificar que o investimento feito para a implementação de baterias é abatido no final do horizonte de planejamento do projeto.

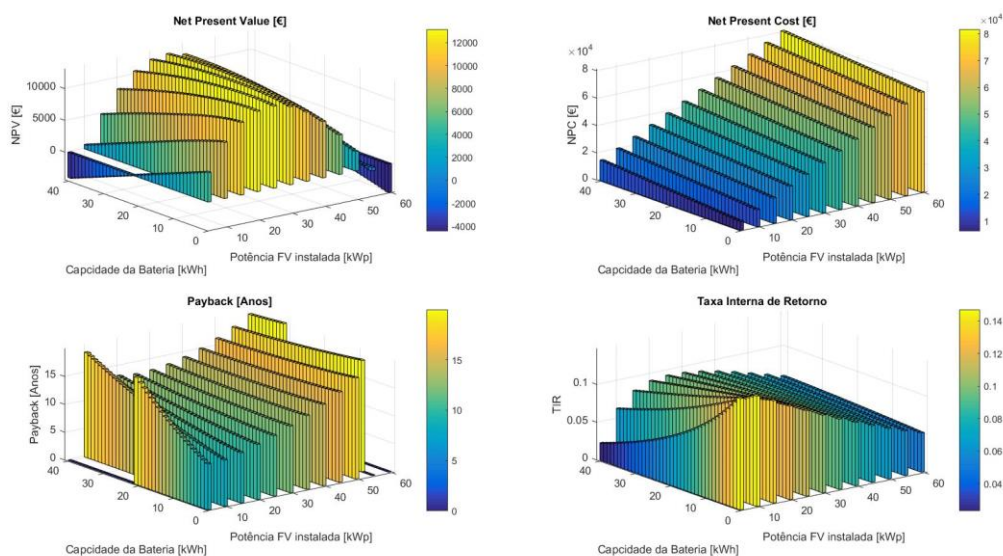


Figura 32- Método iterativo NPV, NPC, TIR, *Payback*, cenário de baixo custo

Após a análise para o cenário de baixo custo, é executada a simulação para o cenário de elevado custo (desfavorável), obtendo os resultados representados nas Figuras 33 e 34. À semelhança da análise anterior, é visível pelas Figuras 33 e 34 que todos os indicadores sofrem uma queda no seu desempenho, o que é normal tendo em conta que o preço dos equipamentos aumenta significativamente. Ainda assim, pode ser destacado pela Figura 33, que o indicador SSR permanece igual, uma vez que este não depende do custo dos componentes. No gráfico do LCOE, ocorre um aumento notório do preço normalizado de energia, atingindo um valor de 0,093 €/kWh, não superando o preço nas horas de ponta e cheia da tarifa de energia do consumidor. O LCOS apresenta um comportamento escalável quando comparado com o cenário de baixo custo. Assim, uma vez que este depende do preço da bateria é normal que o custo normalizado de armazenamento aumente proporcionalmente, sabendo que as condições

de operação são as mesmas. Deste modo, o indicador LCOS está compreendido entre os valores 0,14 e 58 €/kWh, o que em relação ao cenário de baixo custo revela uma diferença substancial de valores.

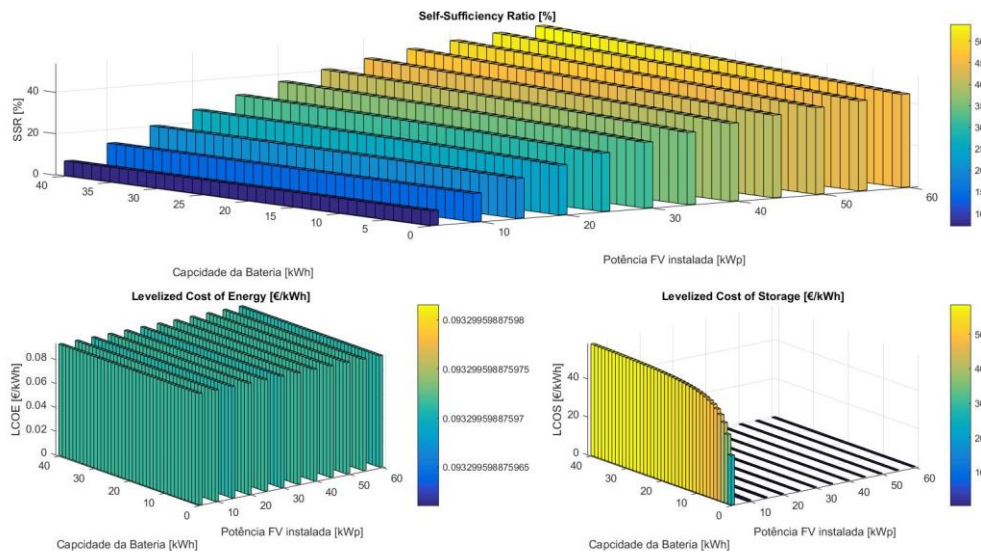


Figura 33- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de elevado custo

Analisando os gráficos da Figura 34, é reforçada a ideia de que o cenário de custo utilizado influencia drasticamente o desempenho dos indicadores tecno-económicos. O gráfico do NPV demonstra que a instalação de baterias não oferece garantias de ganhos económicos, contrariamente ao evidenciado no cenário de baixo custo. Em relação o *Payback*, este aumenta com a implementação de baterias, não convergindo para um valor constante do período de retorno de investimento. Contudo, analisando o gráfico da TIR pode-se retirar que a implementação de um sistema FV tem vantagens económicas para o consumidor industrial, descartando a instalação de um sistema de armazenamento de energia acoplado à geração. Deste modo, é coerente para ambos os métodos de otimização, que a potência FV ótima a instalar corresponde a aproximadamente 7 kWp, solução obtida pela maximização da TIR. Esta solução apresenta a melhor relação entre as receitas e custos do dimensionamento do sistema.

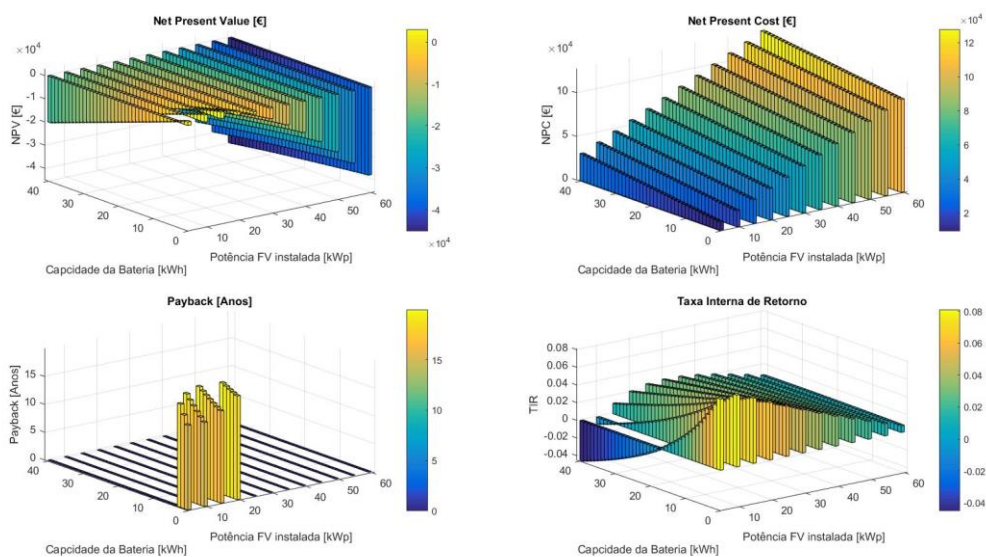


Figura 34- Método iterativo NPV, NPC, TIR, *Payback*, cenário de elevado custo

6.3. Estratégia de Deslocamento Dinâmico do Preço de Carga

A simulação da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga é executada com base no procedimento de implementação descrita na Secção 4.3. Esta simulação é sustentada através dos dados obtidos da estratégia convencional de operação de energia, estabelecendo uma comparação entre os resultados do dimensionamento ótimo da instalação, para um ano típico de funcionamento do cliente industrial.

Para a simulação da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga é necessário definir as variáveis de decisão do sistema, que neste caso correspondem à potência FV, à capacidade da bateria e aos limites superior e inferior da tarifa energética. Atendendo à tipologia de funcionamento desta estratégia, verifica-se que o parâmetro que controla o modo de operação da instalação é a tarifa energética, uma vez que é possível definir diferentes períodos de carga e descarga da bateria consoante os limites tarifários inicializados. Assim, é estimado que a instalação de baterias pode oferecer um maior desempenho económico ao consumidor, uma vez que a bateria opera como um elemento de gestão do preço de compra de energia, não se limitando a carregar com o excesso de energia FV produzida pela geração.

Analisando os diferentes períodos do preço de energia, é possível averiguar que a hipótese mais provável para a seleção do limite tarifário superior está compreendida entre as horas de ponta e cheia, enquanto o limite tarifário inferior compreende as horas de vazio e super vazio. Esta suposição surge através da relação entre os períodos de produção FV e os preços de energia. Ou seja, uma vez que a produção FV ocorre maioritariamente nas horas de cheia, a bateria pode satisfazer os consumos em horas ponta, onde a produção FV é baixa

devido às condições de irradiância e temperatura. Por outro lado, o carregamento da bateria deve ser realizado num período de baixo custo de energia, assegurando o maior desempenho económico possível. Não esquecendo ainda que a bateria pode efetuar ciclos de carga com o excesso de produção FV, para as horas onde a tarifa energética se encontra entre os limites tarifários estabelecidos.

Posto isto, considerando que se pretende instalar um sistema FV de 10 kWp acoplado a um sistema de armazenamento de energia de capacidade igual a 20 kWh com um DOD de 80%, operando para uma tarifa inferior e superior de 0,06 €/kWh e 0,16 €/kWh respetivamente, é representado na Figura 35 a simulação do diagrama de carga da instalação.

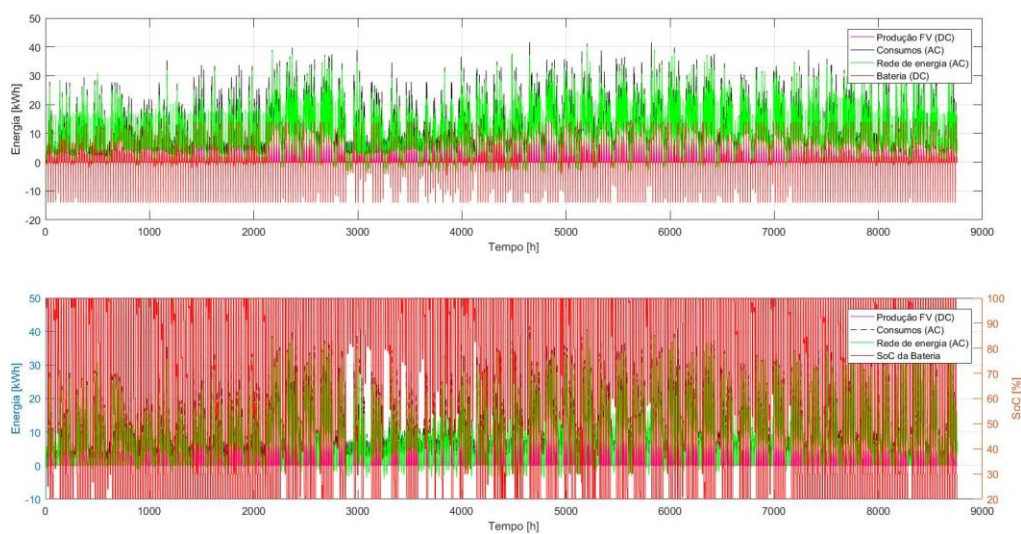


Figura 35- Diagrama de carga da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de caga

Como se observa na Figura 35, a bateria é frequente utilizada para alimentar o consumidor industrial, apresentando uma maior variação do SOC quando comparada com a estratégia convencional de energia. Este facto deve-se, aos múltiplos carregamentos efetuadas pela bateria através da rede de energia. Ampliando a Figura 35 para as primeiras 24 horas, é possível realizar uma análise mais precisa do balanço de energia no sistema, esquematizando a Figura 36.

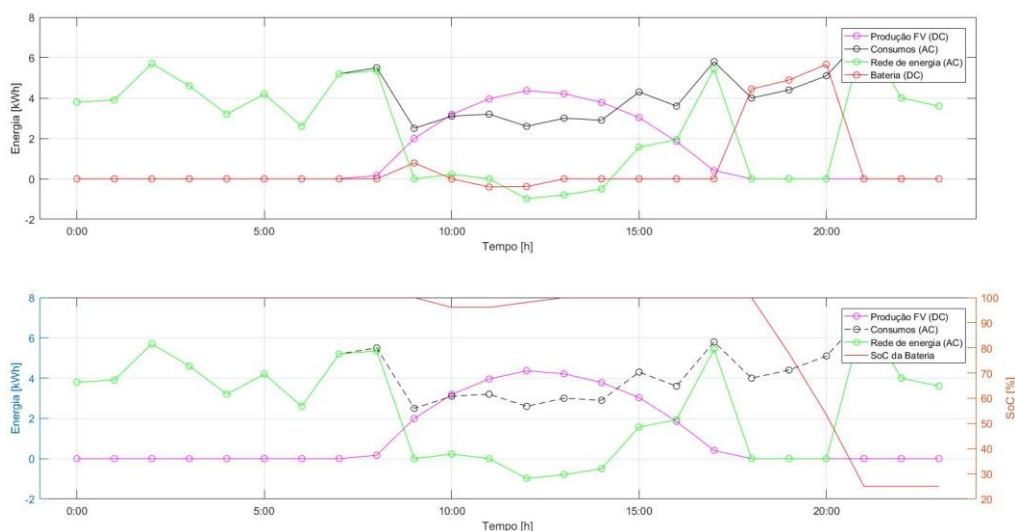


Figura 36- Diagrama de carga da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga para as primeiras 24h de funcionamento

À semelhança da estratégia convencional de operação a bateria começa totalmente carregada, realizando a primeira descarga às 9 horas da manhã, quando o preço de energia é superior a 0,16 €/kWh. Esta descarga acontece porque a energia FV produzida não é suficiente para assegurar os consumos nessa hora. Quando o preço de energia se encontra entre os limites tarifários definidos, a bateria pode carregar com o excesso de energia FV produzida, efeito que ocorre entre as 10 e 17 horas, período correspondente às horas de cheia. Assim que o preço de energia ultrapassa o limite superior da tarifa energética, a bateria descarrega para alimentar os consumos do cliente industrial. Este processo ocorre durante as horas de ponta, assegurando as necessidades energéticas do consumidor entre as 18 e 20 horas. Após a descarga completa da bateria, o SOC é mantido a 20% até ocorrer um novo carregamento. A rede funciona de forma idêntica à estratégia convencional de operação, porém pode disponibilizar mais quantidade de energia para realizar ciclos de carga da bateria, formulando um transitio bidirecional de potência. Deste modo, este processo é repetido ao longo de um ano, e conseqüentemente para o horizonte de planeamento do projeto.

Após a simulação do funcionamento do sistema, são calculados os indicadores de desempenho tecno-económicos da implementação da respetiva solução de dimensionamento. Na Tabela 29 são apresentados o custo dos componentes em conjunto com o investimento inicial do projeto, para um horizonte de planeamento de 20 anos.

Tabela 29- Custo dos componentes para a simulação dos indicadores de desempenho

Estrutura dos Custos da Instalação	Custo Definido
Custo da Instalação Fotovoltaica	1000 €/kWp
Custos de Operação e Manutenção	10 €/kWp
Fator de Custo da Instalação do Sistema	0,1
Custo das Baterias	500 €/kWh
Investimento Inicial	22000 €

Na Figura 37 são apresentados os resultados obtidos dos indicadores tecno-económicos do sistema FV com baterias conectado à rede, associados à respetiva estratégia de gestão de energia.

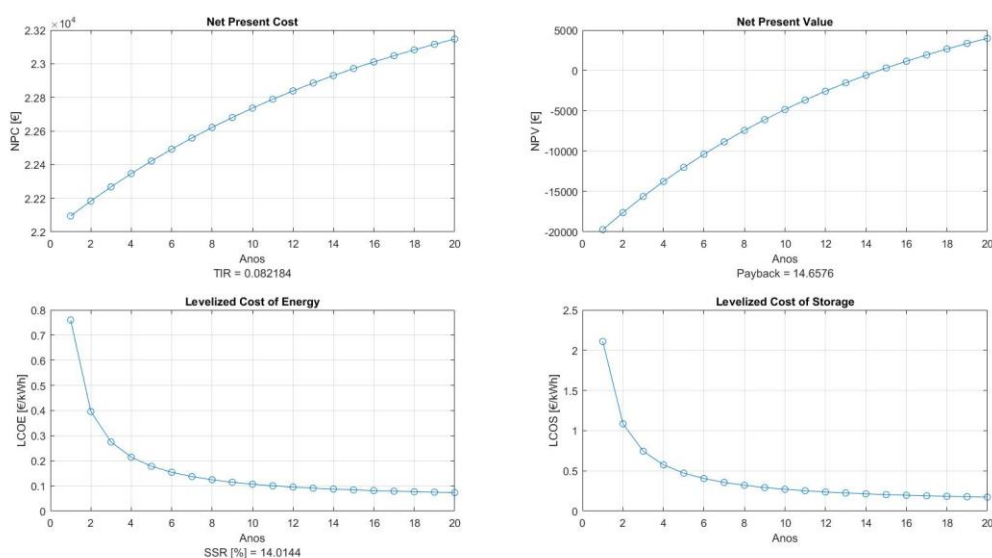


Figura 37- Cálculo dos indicadores de desempenho para um horizonte de planeamento de 20 anos

Obtidos os indicadores de desempenho do sistema, pode-se afirmar que o consumidor recupera o investimento inicial ao fim de aproximadamente 15 anos, obtendo um *cash-flow* acumulado atualizado de 3988,5 € com a sua instalação. A TIR do projeto é de 8,2% ligeiramente superior à taxa de rentabilidade utilizada de 6%, corroborando que a solução utilizada possa não ser o ponto ótimo de dimensionamento do sistema. Comparando os resultados obtidos entre as duas estratégias de gestão de energia, é previsível que as baterias tenham um maior desempenho tecno-económico para a estratégia de deslocamento dinâmico de preço de carga, uma vez que o indicador LCOS apresenta menores valores, atingindo um preço de 0,173 €/kWh. No entanto, é difícil relacionar estas duas estratégias, tendo em conta

apenas um exemplo do funcionamento da estratégia de deslocamento dinâmico de preço de carga. Deste modo, é essencial avaliar os resultados obtidos da aplicação dos dois métodos de dimensionamento, dos quais método com recurso a AG e método iterativo, desenvolvidos em Secção 4.4.

6.3.1. Método de Otimização de Objetivo Único com Algoritmos Genéticos

Neste Secção são apresentados os resultados obtidos do dimensionamento ótimo da instalação com recurso a algoritmos genéticos, considerando a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga. Estabelecendo um termo de comparação entre das duas estratégias de gestão de energia, é executada a otimização do dimensionamento para os parâmetros de funcionamento apresentados no Apêndice D. Assim, de acordo com os diferentes cenários de custo definidos na Secção 6.1, são formuladas as Tabelas 30 a 33 com as respetivas soluções de otimização do sistema.

Tabela 30- Otimização do indicador de desempenho SSR

Parâmetros de simulação		Variáveis de decisão				Objetivo
Custo do FV (€/kWp)	Custo das Baterias (€/kWh)	Potência FV instalada (kWp)	Capacidade da Bateria (kWh)	Tarifa inferior (€/kWh)	Tarifa superior (€/kWh)	SSR (%)
1500	500	111,72	76,08	0,0014	0,1570	59,31
1000	300					
	200					

Tabela 31- Otimização do indicador de desempenho NPV

Parâmetros de simulação		Variáveis de decisão				Objetivo
Custo do FV (€/kWp)	Custo das Baterias (€/kWh)	Potência FV instalada (kWp)	Capacidade da Bateria (kWh)	Tarifa inferior (€/kWh)	Tarifa superior (€/kWh)	NPV (€)
1500	500	11,91	1	0,0674	0,1489	3378,31
	300	12,00	1,48			3601,70
	200	11,90	21,42			4620,51
1000	500	23,82	1			12748,20
	300	24,42	6,22			13155,00
	200	25,36	18,25			14536,29

Tabela 32- Otimização do indicador de desempenho *Payback*

Parâmetros de simulação		Variáveis de decisão				Objetivo
Custo do FV (€/kWp)	Custo das Baterias (€/kWh)	Potência FV instalada (kWp)	Capacidade da Bateria (kWh)	Tarifa inferior (€/kWh)	Tarifa superior (€/kWh)	<i>Payback</i> (anos)
1500	500	6,73	1	0,0674	0,1489	14,40
	300	5,95	1			13,95
	200	1	16,43			13,44
1000	500	7,37	1			8,40
	300	6,48	1			8,11
	200	5,95	1			7,95

Tabela 33- Otimização do indicador de desempenho TIR

Parâmetros de simulação		Variáveis de decisão				Objetivo
Custo do FV (€/kWp)	Custo das Baterias (€/kWh)	Potência FV instalada (kWp)	Capacidade da Bateria (kWh)	Tarifa inferior (€/kWh)	Tarifa superior (€/kWh)	TIR (%)
1500	500	6,75	1	0,0674	0,1489	8,49
	300	6,00	1			8,77
	200	1	16,45			9,11
1000	500	7,37	1			14,46
	300	6,48	1			14,90
	200	6,00	1			15,01

Analisando os resultados obtidos da otimização do sistema para os diferentes cenários de custo, é visível que as soluções de dimensionamento variam consoante a estratégia de gestão de energia utilizada.

A Tabela 30, referente à otimização do indicador SSR para o dimensionamento da instalação, demonstra uma solução impossível de implementar devido às restrições técnicas da instalação. Contudo, é possível de averiguar que o algoritmo não converge o indicador SSR para 100%, uma vez que a bateria apenas realiza descargas num período do dia específico, quando o preço de energia é superior ao limite tarifário calculado (0,1570 €/kWh). Desta forma, para a otimização deste indicador a bateria efetua os carregamentos apenas com o excesso de energia FV produzida, eliminando as importações da rede, descarregando a bateria nas horas

de ponta. Esta condição, faz com que a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga se assemelhe com a estratégia convencional de operação de energia.

Para a otimização dos indicadores económicos (NPV, TIR e *Payback*) são obtidos os seguintes limites tarifários: 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, inferior e superior respetivamente. Estes limites permitem determinar os períodos de carga e descarga da bateria. Deste modo, o algoritmo considera economicamente vantajoso realizar os carregamentos pela rede nas horas de super vazio, descarregando nas horas de ponta, aproveitando o excesso de energia FV produzida nas horas de vazio e cheia.

A Tabela 31, referente à otimização do indicador NPV, mostra que a instalação de baterias tem um maior impacto para a estratégia de deslocamento dinâmico de preço de carga, atribuindo uma solução ótima diferente de 1 kWh para os cenários de custo 1000 €/kWp e 1500 €/kWp de potência FV instalada e 200 €/kWh e 300 €/kWh de capacidade da bateria. Assim sendo, é possível de verificar pelas Tabelas 32 e 33, que a instalação de baterias pode gerar um menor período de recuperação do investimento inicial, aumentado por sua vez a taxa interna de retorno. A valorização do sistema de armazenamento de energia acontece quando o custo do FV é muito superior ao custo das baterias.

Em síntese, pode-se constatar que esta estratégia de gestão de energia apresenta uma melhor relação entre os indicadores de desempenho e as soluções de otimização, (potência FV instalada e capacidade da bateria), dando uma maior relevância à instalação de baterias. Assim, importa referir que consoante o indicador que se pretende otimizar esta estratégia estabelece dois modos de operação, Tabela 34, apresentando uma alternativa mais flexível na gestão de energia do sistema.

Tabela 34- Modos de operação da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga

Tarifas	Modos de Operação	
	Otimização da Autossuficiência	Otimização Económica
Tarifa superior (€/kWh)	0,1570	0,1489
Tarifa inferior (€/kWh)	0,0014	0,0674

6.3.2. Método de Otimização Multiobjectivo com Algoritmos Genéticos

Considerando os resultados obtidos da otimização de objetivo único, é executada a simulação do método de otimização multiobjectivo para os cenários de custo e indicadores desempenho definidos na Secção 6.1. Mantendo os parâmetros de funcionamento do sistema, Apêndice D, são apresentados os gráficos das Figuras 38 a 45 com os resultados obtidas da otimização multiobjectivo. Deste modo, é possível estabelecer uma relação entre as soluções de dimensionamento e dois indicadores de desempenho utilizados, tendo em conta o modo de operação da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga.

Otimização Multiobjectivo SSR-NPV

Na Figura 38 são apresentados os resultados da otimização multiobjectivo entre os indicadores SSR e NPV para o cenário de baixo custo de equipamentos. Esta simulação foi efetuada para os limites de tarifários calculados a partir da otimização do indicador NPV (otimização económica). Como pode ser observado a região de soluções da potência FV ronda os 25,3 kWp, valor que coincide com o ponto ótimo determinado pela maximização do NPV. Em oposição, a capacidade bateria apresenta uma relação de proporcionalidade inversa entre os dois indicadores. Ou seja, com o aumento da capacidade da bateria, observa-se que o NPV aumenta e o SSR diminui. Este efeito ocorre, uma vez que existe uma maior quantidade de energia importada da rede nas horas de super vazio, aumentando a rentabilidade do projeto. Assim, a solução ótima determinada para a capacidade da bateria será aproximada à calculada na otimização de objetivo único. Visto que, a autossuficiência é um indicador técnico que não evidencia lucro para o cliente, a solução que oferece melhor valor económico assume uma capacidade de 17,2 kWh. Outro aspeto interessante de avaliar é o comportamento das soluções de otimização em relação aos indicadores SSR e NPV, que demonstram uma relação oposta em comparação com a mesma simulação para a estratégia convencional de operação. Este facto sugere que a implementação de baterias tem um maior desempenho económico para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga. No Apêndice E é repetida a mesma simulação para os limites tarifários calculados a partir da otimização do SSR.

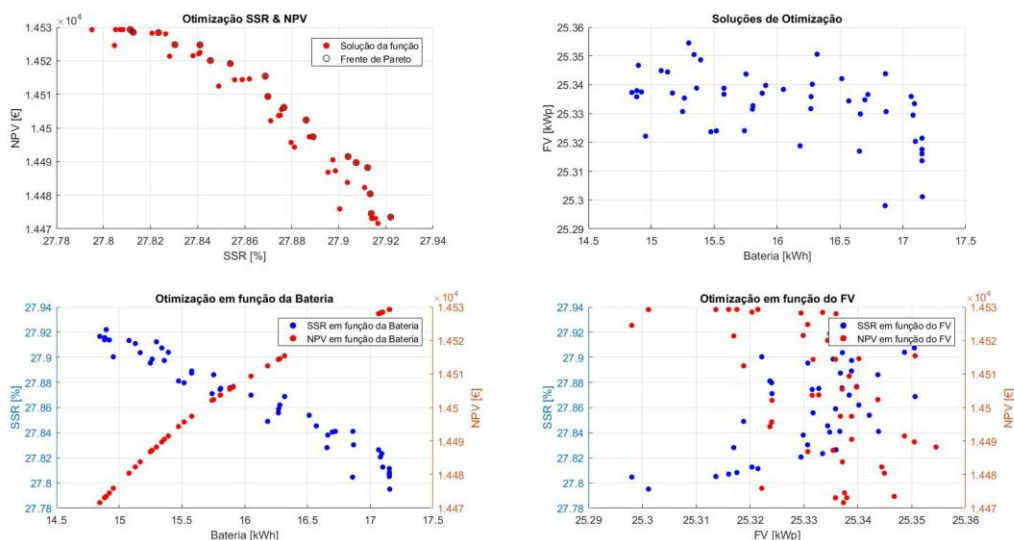


Figura 38- Otimização multiobjectivo SSR-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de baixo custo

Considerando a mesma simulação para o cenário de elevado custo de equipamentos, é ilustrada a Figura 39. Esta simulação apresenta a mesma relação entre o NPV e o SSR, no entanto os valores obtidos da capacidade ótima da bateria em função dos indicadores de desempenho são inconclusivos. Desta forma, relacionando estes dados com os resultados obtidos da otimização de objetivo único, é estimado que para este cenário a viabilidade económica da implementação de baterias não se verifique. Isto significa que a relação entre o preço da bateria e a receita que esta possa gerar ao cliente, não é suficiente para considerar a sua implementação no sistema. Por outro lado, sistema FV permite assegurar a maximização do indicador NPV para uma potência de 12 kWp. No Apêndice E encontra-se disponível a respetiva simulação para os limites tarifários calculados a partir da otimização do indicador SSR.

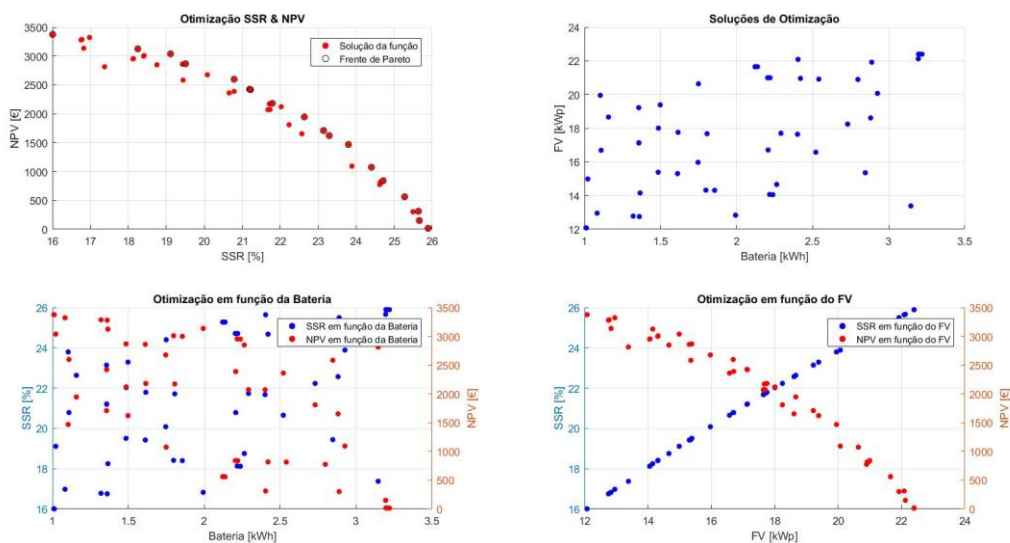


Figura 39- Otimização multiobjective SSR-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de elevado custo

Otimização Multiobjective NPC-NPV

Na Figura 40 e 41, são apresentados os resultados da otimização multiobjective entre os indicadores NPC e NPV, tendo em conta os respetivos cenários custo dos equipamentos. Para ambos os cenários, é visível que as receitas do projeto aumentam com os custos de implementação da solução ótima de dimensionamento. Na Figura 40 observa-se que o algoritmo seleciona uma região de soluções compreendida entre 1 kWp a 25 kWp de potência FV e 1 kWh a 18 kWh de capacidade da bateria. Analisando o gráfico que relaciona a potência FV com os indicadores NPC e NPV é destacado que o NPC aumenta proporcionalmente à potência FV, enquanto o NPV tende a convergir para um valor máximo. Este efeito deve-se ao armazenamento de energia que não permite um aumento expressivo das receitas, quando

comparado com o sistema FV. Contudo, para soluções de maior capacidade o custo e lucratividade são maiores, contrariamente às soluções de menor capacidade. Estabelecendo um termo de comparação entre a mesma simulação para a estratégia convencional de operação, pode-se constatar que a relação entre o NPC e o NPV é mais favorável para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, uma vez que o NPV assume maiores valores.

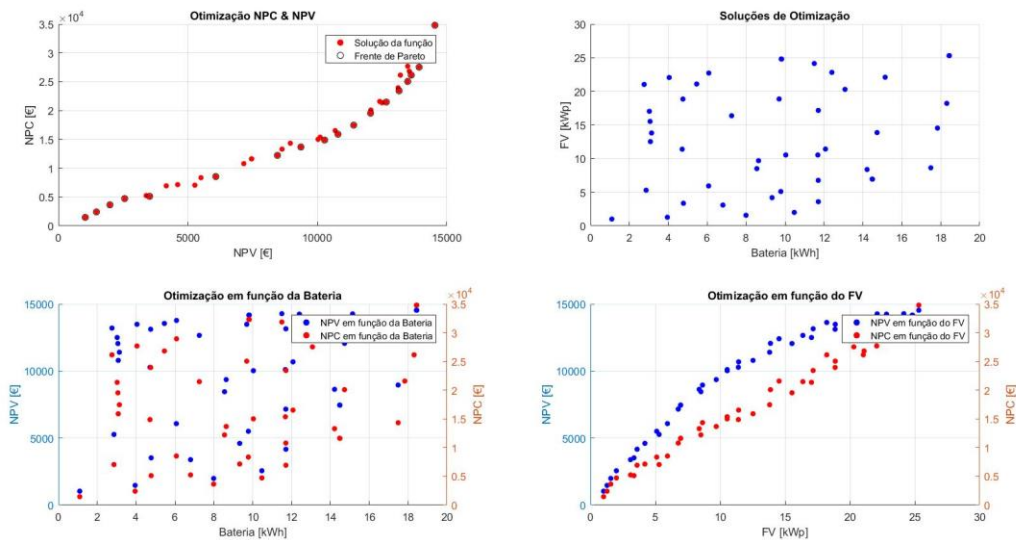


Figura 40- Otimização multiobjectivo NPC-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de baixo custo

Na Figura 41 são apresentados os resultados obtidos entre os indicadores NPC e NPV para o cenário de elevado custo de equipamentos. Assim, com o aumento do custo dos equipamentos em especial das baterias, deixa de ser economicamente viável a instalação destes componentes para o consumo de energia nas horas de ponta da tarifa energética. Este comportamento é visível através das soluções da capacidade da bateria, que compreendem um valor residual para a otimização do dimensionamento do sistema. Deste modo, em comparação com o preço de energia do cliente não se justifica o armazenamento de energia em períodos de baixo preço, uma vez que a diferença entre o investimento e as receitas não é suficiente para aprovar a sua instalação.

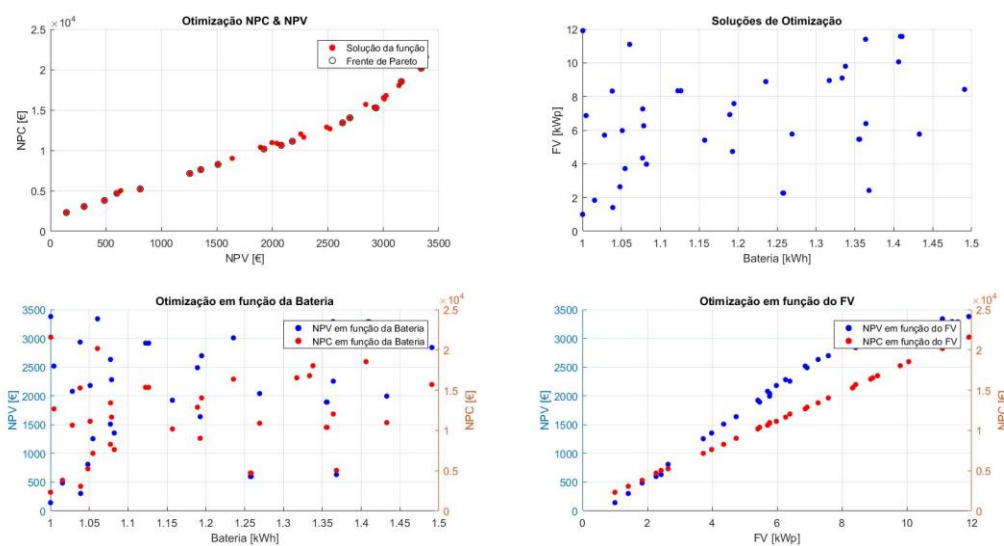


Figura 41- Otimização multiobjectivo NPC-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de elevado custo

Otimização Multiobjectivo TIR-NPV

Executando a otimização multiobjectivo para os indicadores TIR e NPV, observa-se que a instalação de baterias reduz o valor da TIR e aumenta o valor do NPV. Este efeito ocorre também na estratégia de energia convencional de operação. Para o cenário de baixo custo representado na Figura 42, as soluções que melhor se ajustam aos indicadores de desempenho utilizados estão localizadas numa região de solução compreendida entre os 6 kWp e 20 kWp de potência FV e 1 a 20 kWh de capacidade da bateria. Assim, consoante o indicador que se pretenda priorizar, a solução ótima pode variar dentro da região de soluções calculadas pelo algoritmo. Desta forma, dado o comportamento inversamente proporcional entre os indicadores TIR e NPV, observa-se que o NPV tende a aumentar para maiores valores de potência FV e capacidade da bateria, enquanto a TIR considera como solução ótima o menor valor de potência FV e capacidade da bateria pertencente à região de soluções calculada.

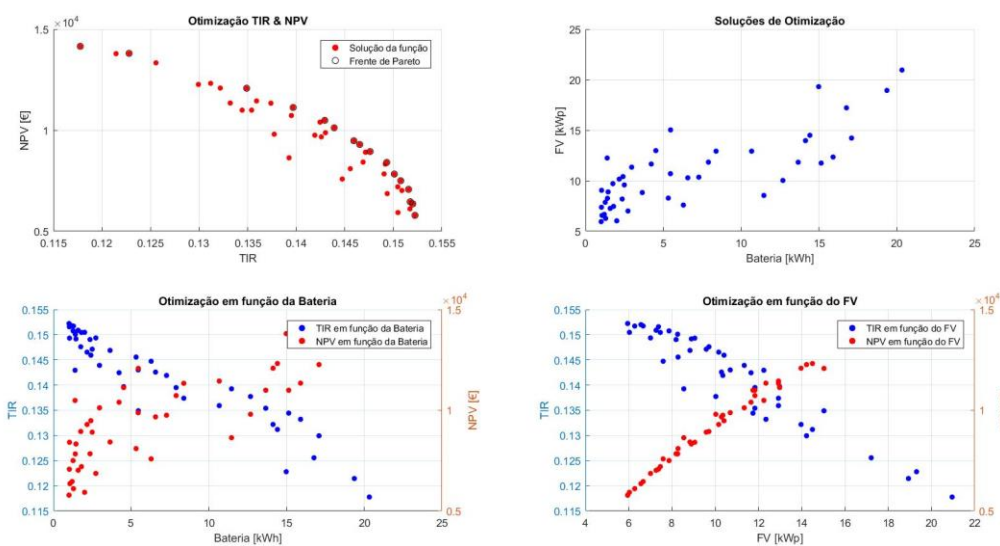


Figura 42- Otimização multiobjectivo TIR-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de baixo custo

Simulando o cenário de elevado custo, Figura 43, verifica-se que a relação entre o NPV e a TIR mantem-se, porém, a instalação de baterias não expressa um aumento significativo do indicador NPV. Ora, este efeito ocorre devido à subida abrupta do preço das baterias. Desta forma, é descartada a hipótese da utilização de um sistema de armazenamento de energia. Contrariamente, a instalação de módulos FV verifica-se rentável. Assim, analisando as soluções de otimização em função da potência FV instalada observa-se que a solução de dimensionamento que melhor se ajusta ao comportamento do indicador NPV, corresponde a uma potência FV de 12 kWp, resultando numa TIR aproximadamente 8% e um NPV de 3400 €. Por outro lado, para maximizar a TIR do projeto deve-se optar por uma potência FV de 7 kWp, garantido um NPV de aproximadamente 2600 € com uma TIR de 8,5%. De notar, que o cenário de elevado custo também considera o aumento do preço do sistema FV, porém ainda se verifica tolerável a sua implementação.

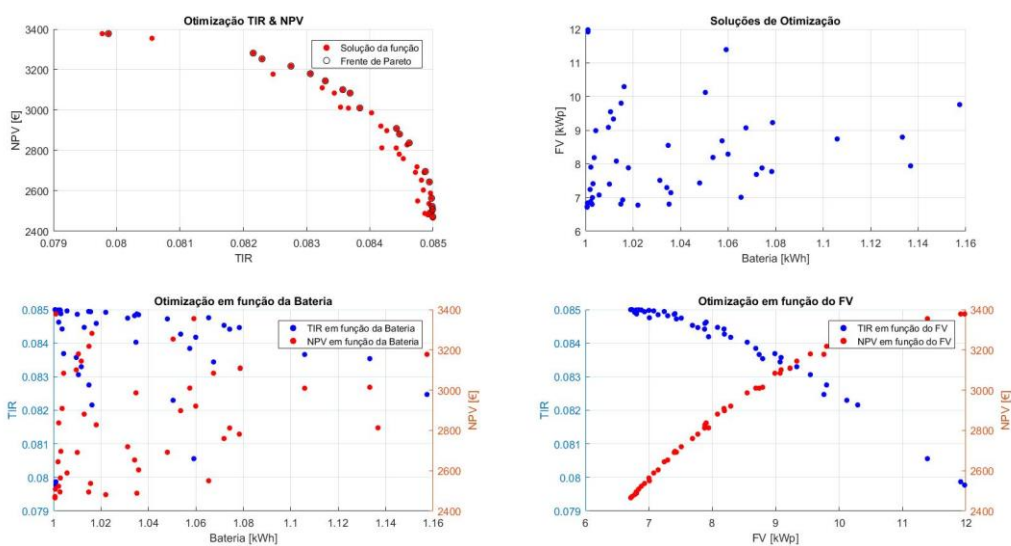


Figura 43- Otimização multiobjectivo TIR-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de elevado custo

Otimização Multiobjectivo *Payback*-NPV

Recorrendo à otimização multiobjectivo entre os indicadores *Payback* e NPV, são apresentados os resultados obtidos nos gráficos das Figuras 44 e 45, para os respectivos cenários de custo. Na Figura 44, referente ao cenário de baixo custo, é possível de verificar que todas as soluções determinadas pelo algoritmo têm um valor positivo de NPV, gerando um período de retorno de investimento dentro do horizonte de planeamento do projeto. Avaliando a relação entre o *Payback* e o NPV, averigua-se que o *Payback* aumenta de forma não linear com o NPV, ou seja, para um maior investimento inicial as receitas e o tempo de amortização do investimento aumentam. Deste modo, sabendo que a região de soluções está compreendida entre 5 a 25 kWp de potência FV e 1 a 20 kWh de capacidade da bateria, a otimização do NPV ocorre para maiores valores de potência FV e capacidade da bateria, enquanto as soluções de otimização do *Payback* tendem a assumir os menores valores da região de soluções calculada.

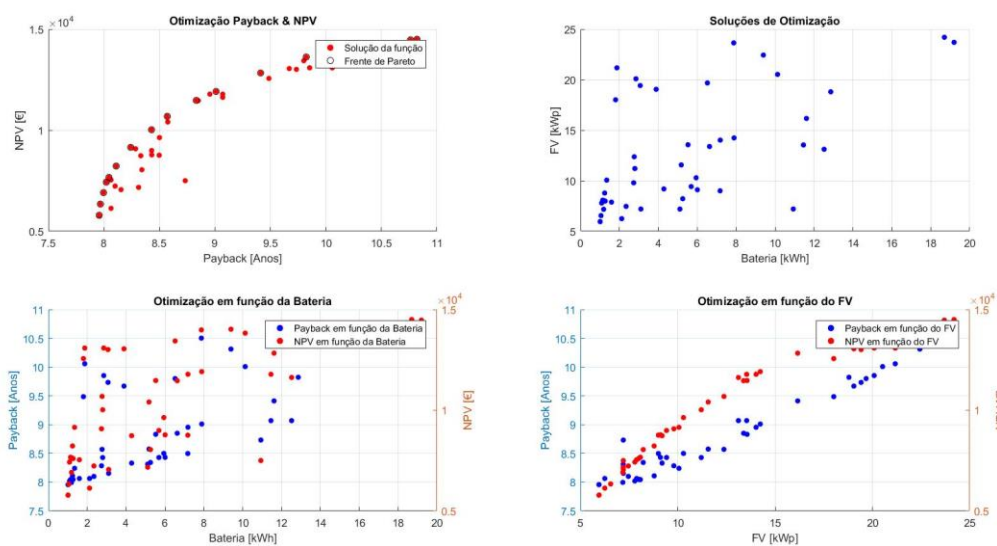


Figura 44- Otimização multiobjectivo *Payback*-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de baixo custo

Estabelecendo uma comparação entre o cenário de baixo custo e o cenário de elevado custo, é notório que a solução de otimização obtida para o primeiro cenário não pode ser aplicada no cenário de elevado custo. Através do gráfico da Figura 45, observa-se que as soluções de otimização estão compreendidas, maioritariamente, entre os valores 5 a 12 kWp de potência FV instalada e 1 a 3 kWh de capacidade da bateria, uma vez que as restantes soluções possuem um valor negativo de NPV, não adquirindo um período de retorno de investimento. Desta forma, consoante o indicador que se pretenda maximizar deve-se optar por instalar apenas um sistema FV, excluindo o sistema de armazenamento de energia. Assim, com o auxílio do gráfico de otimização em função da potência FV, averigua-se que a melhor opção de dimensionamento corresponde a um sistema FV de 12 kWp, optando por otimizar o indicador NPV.

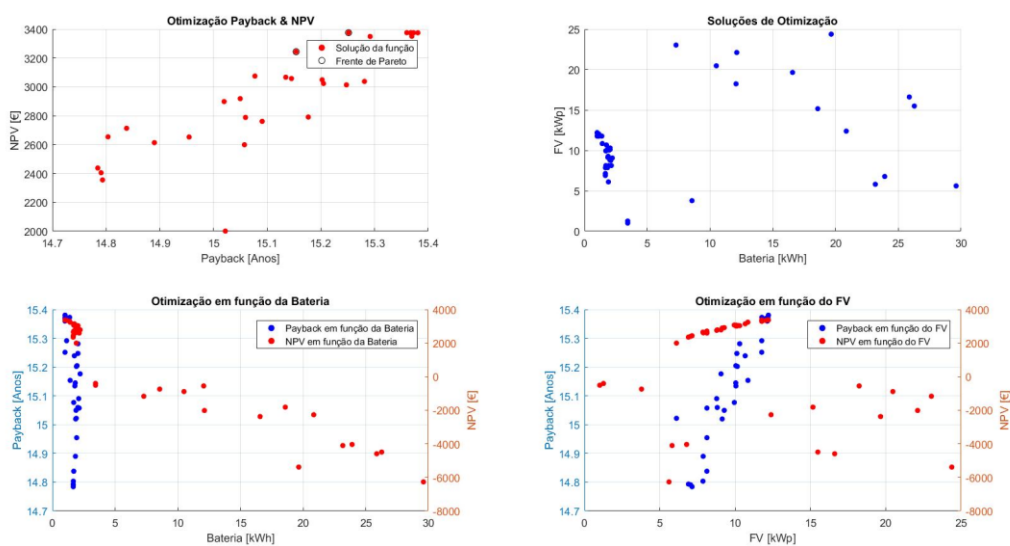


Figura 45- Otimização multiobjectivo *Payback*-NPV para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, cenário de elevado custo

6.3.3. Método Iterativo

Nesta Secção são apresentados os resultados obtidos da simulação do método iterativo para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga. A simulação é efetuada para os mesmos cenários de custo e intervalos de simulação utilizados no estudo da estratégia convencional de operação, Secção 6.2.3, estabelecendo um termo de comparação entre as duas estratégias de gestão de energia. Assim, uma vez que a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga possui dois modos de operação, são considerados os limites tarifários que otimizam os indicadores económicos para a simulação deste método, Secção 6.3.1. No Apêndice F, encontra-se disponível os resultados para a otimização da autossuficiência do sistema.

Executando a simulação do método iterativo para o cenário de baixo custo, são obtidos os resultados das Figuras 46 e 47. Na Figura 46 são apresentados os gráficos referentes à evolução dos indicadores SSR, LCOE e LCOS para os intervalos de simulação selecionados. Analisando o gráfico do SSR, é visível que a autossuficiência aumenta com a potência FV instalada, no entanto com aumento da capacidade da bateria este indicador permanece praticamente inalterável. Este efeito é característico da estratégia de gestão de energia utilizada, uma vez que a instalação de baterias provoca um aumento de energia importada da rede nas horas de baixo preço, onde as importações e os consumos realizados pelo sistema de armazenamento de energia são aproximadamente iguais. De notar que, esta estratégia também considera o aproveitamento de energia fotovoltaica para o carregamento da bateria. Contudo, estima-se que a bateria carrega maioritariamente com energia importada da rede, dado que

nos períodos de baixo preço de energia a produção é baixa, eliminando a possibilidade de aproveitar grandes quantidades de energia FV excedente. Por outro lado, atendendo à simulação do sistema para os limites de tarifários que maximizam o indicador SSR não se verifica esse efeito, uma vez que a rede não é utilizada para efetuar ciclos de carga da bateria. Deste modo, são obtidos resultados semelhantes aos da estratégia convencional de operação, simulação disponível em Apêndice F. O gráfico do LCOE, apresenta o preço normalizado de energia, onde a relação entre o custo e a quantidade de energia produzida pelo sistema FV é idêntico para o intervalo de simulação definido. Deste modo, o valor do LCOE converge para um preço de produção de aproximadamente 0,064 €/kWh. Este valor é análogo ao calculado pela estratégia convencional de operação, sendo que são consideradas as mesmas características de produção e custo para a implementação do sistema FV. Visto que, o valor do LCOE encontra-se dentro dos padrões de preço de produção de energia, é necessário recorrer a outros indicadores para avaliar a potência FV ótima a instalar, sem correr o risco de sobredimensionar o sistema. Analisando o indicador LCOS, é notório que o preço normalizado de armazenamento de energia está compreendido entre 0,05 e 0,09 €/kWh, o que em comparação com o preço de energia elétrica é aceitável, rondando a tarifa nas horas de super vazio e vazio. Este gráfico demonstra que, para maiores valores de potência FV e de capacidade da bateria o LCOS aumenta, uma vez que o preço da bateria aumenta proporcionalmente à sua capacidade, enquanto a quantidade de energia descarregada pela bateria tem tendência a diminuir. Esta diminuição ocorre devido aos períodos de descarga da bateria, que não garantem a total utilização da energia armazenada pelo componente em horas de ponta.

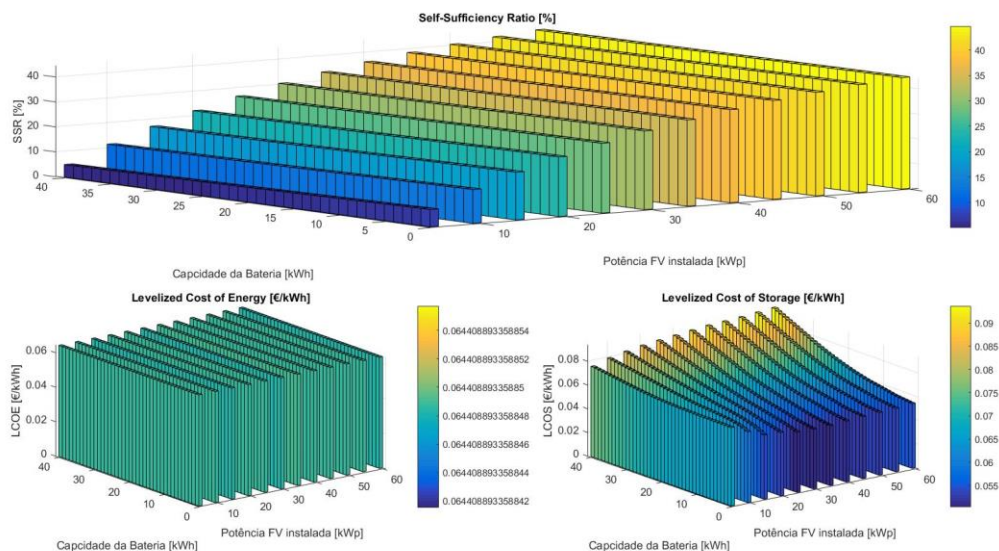


Figura 46- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de baixo custo

Na Figura 47 são representados os gráficos referentes aos indicadores NPV, NPC, *Payback* e TIR, ilustrando a evolução dos respectivos indicadores em função do espaço de resultados considerado. O gráfico do NPV, demonstra que para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga a implementação de bateria não apresenta uma forte dependência com a potência FV instalada. Este efeito ocorre devido ao transito bidirecional de energia entre a rede e a bateria, permitindo alimentar o consumidor a um menor preço de energia. Deste modo, é possível instalar uma bateria para uma baixa potência FV, assegurando a lucratividade do sistema. Contrariamente, para a estratégia convencional de operação é necessário sobredimensionar o sistema FV para validar a implementação de baterias, de modo a garantir ganhos económicos para o cliente industrial. Analisando o gráfico do *Payback*, é possível verificar que a instalação de baterias não melhora o desempenho deste indicador, o que era previsível, uma vez que o investimento inicial aumenta. No entanto, para esta estratégia pode ser instalada uma bateria de maior capacidade, e obter retorno do investimento mais rapidamente quando comparado com a estratégia convencional de operação. O gráfico da TIR ilustra uma relação semelhante à estratégia convencional de operação, onde a taxa interna de retorno diminui independentemente da receita gerada pelo sistema de armazenamento de energia. Contudo, nesta estratégia de gestão de energia não ocorrem descidas abruptas da TIR com o aumento da capacidade da bateria. Isto reforça a ideia de que esta estratégia atribui uma maior viabilidade na implementação de baterias. Relativamente à potência FV instalada, a TIR atinge o seu máximo em 14,8% para uma potência FV de aproximadamente 7 kWp, valor idêntico á estratégia convencional de operação.

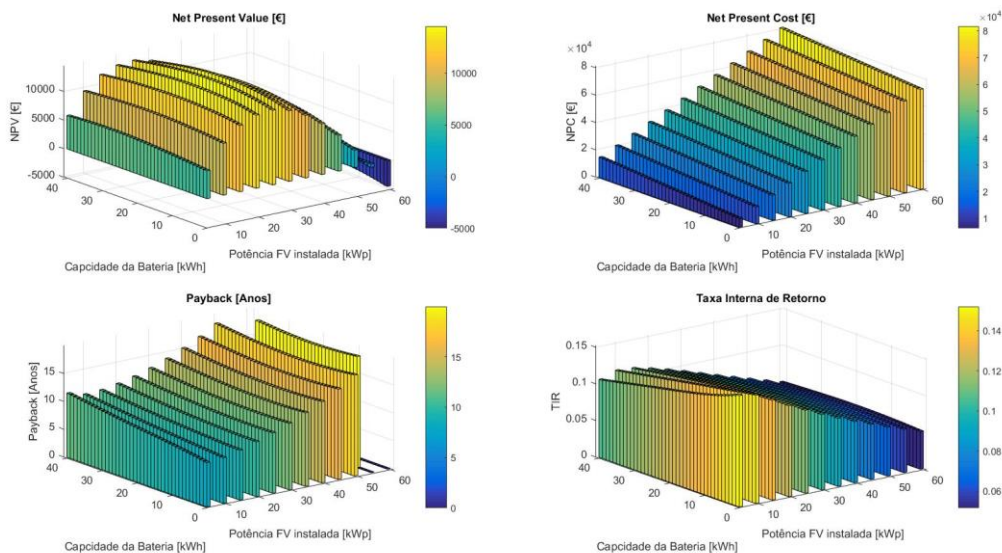


Figura 47- Método iterativo NPV, NPC, TIR, *Payback*, cenário de baixo custo

Seguidamente, é realizada a simulação para o cenário de elevado custo, obtendo os resultados apresentados nos gráficos das Figuras 48 e 49. No Apêndice F, encontra-se disponível a mesma simulação para os limites tarifários que maximizam o indicador SSR (autossuficiência). Como espectável na Figuras 48 para o cenário de elevado custo, os indicadores utilizados sofrem uma quebra abrupta no seu desempenho, com a exceção do SSR que se mantém inalterável, não dependendo do custo dos equipamentos. Analisando o gráfico referente ao LCOE, verifica-se que o preço normalizado de energia, atinge um valor de 0,093 €/kWh, idêntico ao obtido na estratégia convencional de operação sendo que a relação entre custo e produção do sistema FV permanece igual. Este valor aproxima-se do preço de energia nas horas de ponta e cheia, proporcionando um menor custo de energia nesses períodos. De forma análoga, o LCOS apresenta um comportamento escalável quando comparado com o cenário de baixo custo. Este efeito acontece, uma vez que as condições de operação do sistema permanecem iguais. Assim, com o aumento do custo da bateria o preço normalizado de armazenamento de energia também aumenta, compreendendo valores entre 0,13 e 0,23 €/kWh. Em oposição à estratégia convencional de operação, o indicador LCOS não apresenta valores excessivamente elevados. Contudo, para viabilizar a implementação de um sistema de armazenamento de energia seria necessário que o valor de LCOS fosse inferior ao preço de energia nas horas de ponta, período de descarga da bateria, o que muito dificilmente acontece para uma capacidade de armazenamento admissível de implementar.

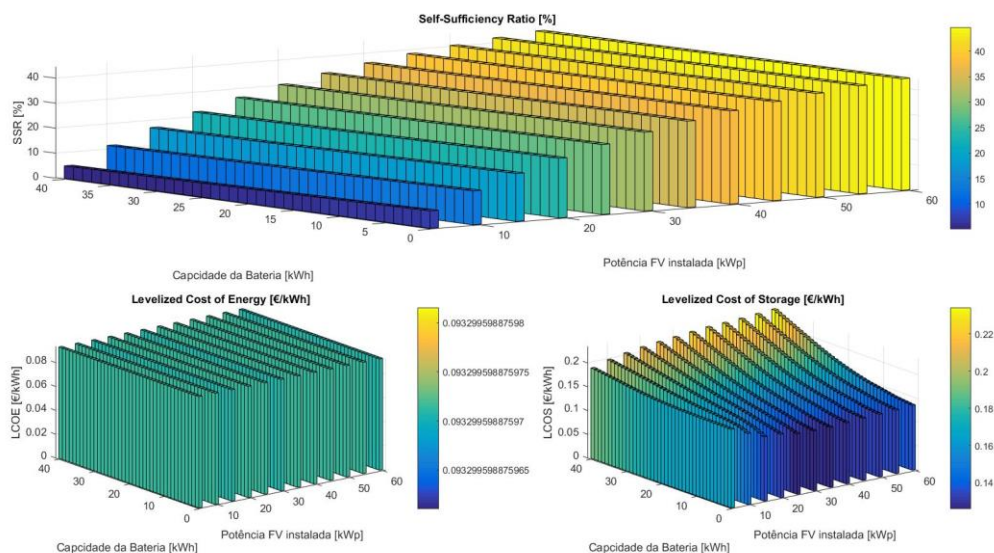


Figura 48- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de elevado custo

Analisando os gráficos da Figura 49, que ilustram a evolução dos indicadores NPC, NPV, TIR e *Payback*, para o cenário de elevado custo de equipamentos, verifica-se que tal como na estratégia convencional de operação, estes indicadores sofrem uma rutura no seu desempenho. Assim, recorrendo ao gráfico do NPV é visível que a inserção de um sistema de armazenamento de energia não oferece lucratividade ao consumidor, dado que com o aumento gradual da capacidade da bateria o valor do NPV diminui. Desta forma, o *Payback* aumenta, o que corresponde a um efeito coerente do comportamento dos indicadores económicos, uma vez que a rentabilidade do sistema diminuiu. Assim, comparando os resultados obtidos das estratégias de gestão de energia para ambos os cenários de custo, é notório que a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga apresenta um melhor comportamento para a inserção de baterias, visto que consegue gerar uma maior receita para as mesmas soluções de dimensionamento do sistema. Este feito deve-se essencialmente às trocas de energia entre a rede e a bateria, que maximizam os ganhos económicos da sua implementação. Contudo, para um custo de baterias de 500 €/kWh, nenhuma das estratégias é capaz de viabilizar a implementação destes sistemas. Tendo em conta o gráfico da TIR, é possível observar que a adição do sistema de armazenamento de energia não apresenta vantagens económicas ao consumidor, no entanto a instalação de um sistema FV pode-se verificar economicamente rentável. Deste modo, à medida que a potência FV aumenta, observa-se que a TIR atinge um ponto máximo de 8%, para uma potência FV de aproximadamente 7 kWp. Este valor coincide com o valor obtido da aplicação do método de dimensionamento com recurso a algoritmos genéticos, fundamentando a coerência da metodologia desenvolvida.

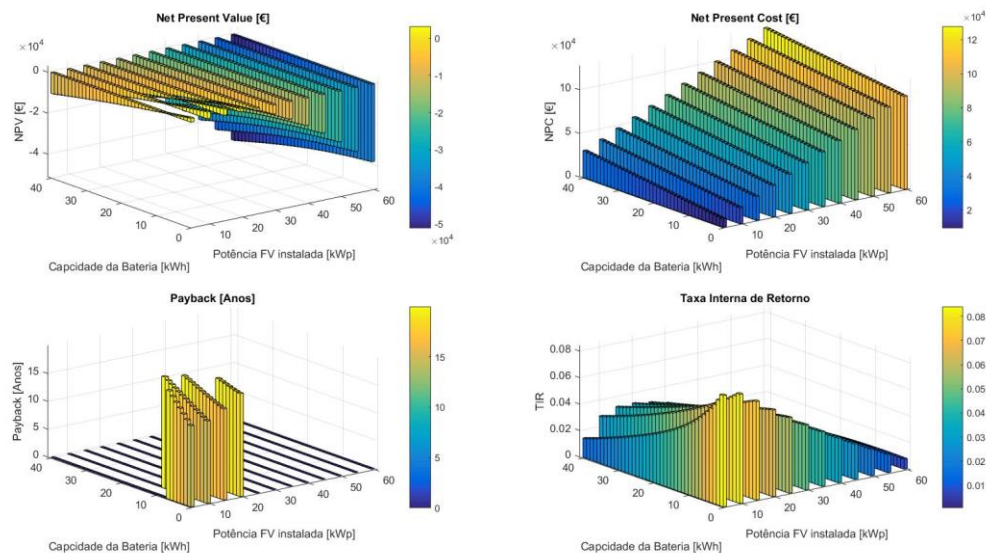


Figura 49- Método iterativo NPV, NPC, TIR, *Payback*, cenário de elevado custo

6.4. Análise de Sensibilidade

Com a determinação das soluções ótimas de dimensionamento aplicadas às respectivas estratégias de gestão de energia, é realizada uma análise de sensibilidades para o funcionamento do sistema FV com baterias conectado à rede. Este estudo permite avaliar se a implementação de baterias em sistema FV é economicamente viável para o consumidor energético, complementando os resultados obtidos dos métodos de dimensionamento desenvolvidos.

Analisando os resultados obtidos da potência FV instalada para ambas as estratégias de gestão de energia, verifica-se que as soluções que melhor otimizam a instalação global estão compreendidas entre os 7 kWp e os 26 kWp. Assim, sabendo que o cliente industrial em média consome 11 kWh de energia diariamente é selecionada uma potência FV instalada de 15 kWp que garanta o autoconsumo e o excedente de energia FV para o seu armazenamento, executando o balanço energético para vários valores de capacidades de bateria. O gráfico da Figura 50, representa o balanço de energia anual para as soluções de armazenamento de energia mais promissoras, determinadas a partir dos métodos de otimização. No Apêndice G encontra-se disponível a tabela de valores referente ao balanço de energia mensal da instalação.

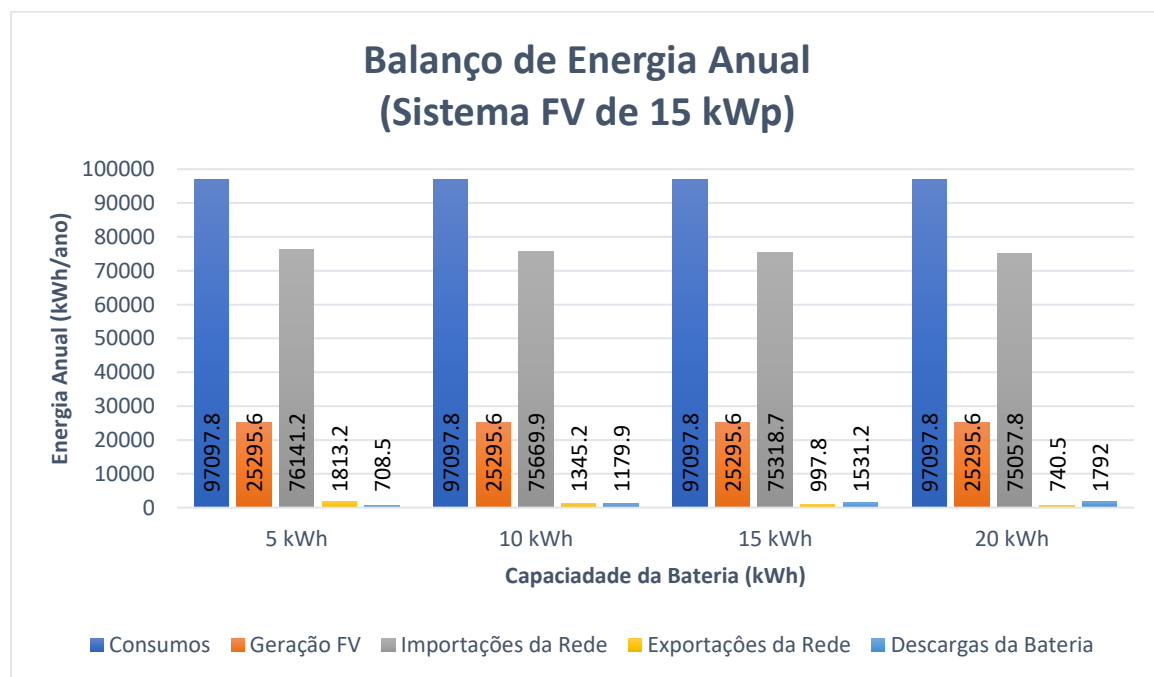


Figura 50- Balanço de Energia Anual de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia convencional de operação

Analisando os dados da Figura 50, é possível destacar o comportamento da instalação com o aumento da capacidade da bateria, relacionando estes valores com os indicadores de desempenho anteriormente calculados para a estratégia convencional de operação. Numa primeira abordagem, pode-se constatar que a quantidade de energia exportada para a rede não é excessivamente grande, contudo pode ser diminuída com a inserção de uma bateria de maior capacidade. Por outro lado, verificada a relação de dependência entre a capacidade da bateria e a potência FV instalada para esta estratégia, é importante realçar quais as vantagens económicas do aproveitamento da energia FV. Desta forma, averigua-se que a quantidade de energia descarregada pela bateria aumenta com a sua capacidade. No entanto, esta relação tende a estabilizar devido à baixa probabilidade de ocorrência de excesso de energia FV produzida. Assim, o sobredimensionamento do sistema FV pode não ser suficiente para gerar lucro com a instalação de baterias, dado que o consumidor tem um perfil de carga muito coincidente com a geração fotovoltaica.

A receita gerada pelo sistema de armazenamento de energia é representada pela Tabela 35, onde é registada a quantidade de energia anualmente descarregada pela bateria, satisfazendo os consumos energéticos do cliente industrial.

Tabela 35- Energia descarregada anualmente pela bateria para a estratégia convencional de operação

Capacidade da Bateria (kWh)	Energia Descarregada Anual pela Bateria (kWh/ano)				Ganho anual (€)
	Horas Super Vazio	Horas Vazio normal	Horas Cheia	Horas Ponta	
5	0	3,60	667,60	37,38	95,78
10	0	7,20	1083,10	89,60	160,55
15	3,10	8,30	1350,30	169,50	210,35
20	6,70	11,90	1548,10	225,40	246,93

Recorrendo à Tabela 35, é notório que a bateria descarrega maioritariamente nos períodos de cheia, não aproveitando os períodos onde o preço de energia é superior (horas de ponta). Assim, os ganhos anuais obtidos pela bateria correspondem a valores residuais da fatura energética do cliente, dificultando a amortização do investimento inicial destes sistemas. Desta maneira, é possível determinar os períodos de retorno do investimento para as diferentes soluções de dimensionamento, apresentando a Tabela 36 com os resultados do *Payback* da instalação de baterias.

Tabela 36- *Payback* do sistema de armazenamento de energia para a estratégia convencional de operação

Custo do Equipamento (€/kWh)	Capacidade da Bateria (kWh)	Investimento (€)	<i>Payback</i> (Anos)
200	5	1000	10,43
	10	2000	12,45
	15	3000	14,26
	20	4000	16,19
300	5	1500	15,65
	10	3000	18,68
	15	4500	21,39
	20	6000	24,29
500	5	2500	26,09
	10	5000	31,14
	15	7500	35,65
	20	10000	40,49

Mantendo os parâmetros de simulação do sistema, Apêndice D, é definido que a bateria opera com um DOD de 80%. Para uma profundidade de descarga elevada, a bateria é capaz de armazenar uma maior quantidade de energia elétrica. Porém, para esta estratégia de gestão de energia a bateria não realiza um grande número de ciclos de descarga, devido á escassez de energia FV excedente. Sabendo que, uma elevada profundidade de descarga provoca uma diminuição do número de ciclos disponíveis pela bateria, os períodos de retorno de investimento calculados apresentam valores bastante elevados para considerar a implementação destes sistemas economicamente viáveis. Isto deve-se ao facto de o período de reposição da bateria estar muito próximo do tempo de amortização do investimento inicial, dado que em média a bateria efetua aproximadamente 263 ciclos de descarga para as diferentes soluções de dimensionamento. Deste modo, considerando uma bateria de lítio com especificações de funcionamento semelhantes às simuladas (3000 ciclos disponíveis), o tempo de reposição do componente é de aproximadamente 11,4 anos. Caso se considere um DOD mais baixo, o número de ciclos disponível aumenta, no entanto, a bateria não é capaz de gerar uma maior receita económica para o cliente, dado que a capacidade da bateria diminui, diminuindo a quantidade de energia armazenada, aumentando por sua vez o *Payback* do sistema.

Relacionando esta análise com os resultados obtidos através dos métodos de otimização desenvolvidos, é visível o motivo pelo qual o algoritmo não prioriza a implementação de baterias na instalação. Este efeito ocorre devido à elevada dependência do sistema FV, que proporciona uma baixa lucratividade e consequentemente altos períodos de retorno de investimento, quando associados à estratégia convencional de operação de energia.

Executando a mesma análise para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga é construído o gráfico da Figura 51, que apresenta o balanço de energia anual da instalação para o modo de operação que visa otimizar os indicadores económicos considerando os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh. No Apêndice H encontra-se disponível a tabela de valores referentes ao balanço de energia mensal do sistema para as respetivas restrições tarifárias. Deste modo, por analogia ao exemplo anterior, é considerada uma potência FV instalada fixa de 15 kWp, variando a capacidade da bateria entre os valores ótimos calculados. De notar que, a potência FV definida está sobredimensionada, contudo isto não vai afetar significativamente o estudo do comportamento da bateria na instalação, dado que esta opera em períodos de baixa produção FV. Assim, é de esperar que a bateria recorra à rede para efetuar a maioria dos carregamentos, tendo ainda a possibilidade de aproveitar energia fotovoltaica.

De forma a realizar uma análise completa do funcionamento da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, no Apêndice H encontra-se também disponível o balanço energético mensal da instalação para os limites tarifários 0,0014 €/kWh e 0,1570 €/kWh, que otimiza o indicador SSR.

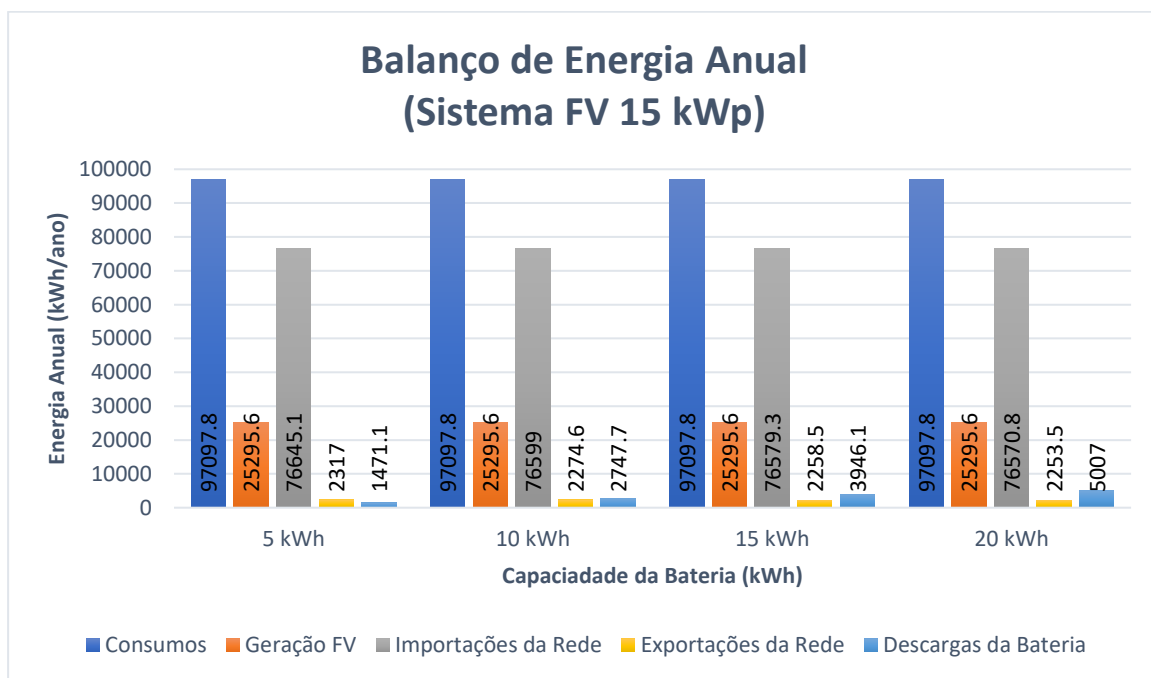


Figura 51- Balanço de Energia Anual de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga

Através do gráfico da Figura 51, é visível que a bateria não aproveita grandes quantidades de energia proveniente da geração FV, dado que a energia exportada para a rede não sofre uma expressiva redução com aumento da sua capacidade. Este efeito acontece, uma vez que os

períodos de carga da bateria ocorrem em horas onde raramente existe excesso de produção FV (horas de super vazio), efetuando a maioria dos carregamentos pela rede a um baixo preço de energia. Em comparação com a estratégia convencional de operação, verifica-se que o aproveitamento de energia FV é inferior, dado que esta estratégia abrange trocas de energia entre a rede e a bateria. Em contrapartida, a quantidade de energia descarregada pela bateria aumenta significativamente. Deste modo, o fator de utilização da bateria é maior quando aplicada a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, permitindo um aumento da lucratividade sem necessidade de sobredimensionar o sistema FV. Outro aspeto a ter em consideração é a quantidade de energia importada da rede, que tem um comportamento não linear com o aumento da capacidade da bateria, uma vez que o razão entre as cargas e descargas efetuados pelo equipamento não são previsíveis. No entanto, os carregamentos efetuados pela rede são realizados a um baixo custo, não afetando expressivamente na fatura mensal de energia do cliente industrial. Posto isto, com base nos dados do balanço de energia do sistema é construída a Tabela 37, onde são apresentados os períodos de funcionamento da bateria para satisfazer as necessidades energéticas do consumidor, determinando a receita da sua instalação de acordo com os limites tarifários calculados (modos de operação).

Tabela 37- Energia descarregada anualmente pela bateria para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga

Tarifa inferior (€/kWh)	Tarifa superior (€/kWh)	Capacidade da Bateria (kWh)	Energia Descarregada Anual pela Bateria (kWh/ano)				Ganho anual (€)
			Horas Super Vazio	Horas Vazio normal	Horas Cheia	Horas Ponta	
0,0674	0,1489	5	0	0	0	1471,2	256,38
		10	0	0	0	2747,8	478,86
		15	0	0	0	3946,2	687,71
		20	0	0	0	5000,7	872,58
0,0014	0,1570	5	0	0	0	612,30	106,70
		10	0	0	0	1011,4	176,25
		15	0	0	0	1257,2	219,08
		20	0	0	0	1387,4	241,78

Analisando os dados da Tabela 37, é notório que a bateria apenas descarrega em horas de ponta, onde a tarifa energética assume o valor de 0,174 €/kWh, enquanto o período de carga varia consoante a maximização do indicador de desempenho utilizado (modo de operação). Para a maximização da recita económica da instalação, os carregamentos ocorrem para uma tarifa inferior a 0,067 €/kWh, correspondendo ao período de super vazio. Em oposição, para a

maximização da autossuficiência a bateria não estabelece trocas de energia com a rede, efetuando os carregamentos apenas pela geração FV. Relacionando estes dois cenários de carga e descarga da bateria verifica-se uma grande diferença entre os ganhos anuais obtidos, onde o cenário que efetua trocas de energia entre a rede e a bateria adquire uma receita muito superior ao cenário de maximização da autossuficiência. Em ambos os cenário/modos de operação observa-se que os ganhos anuais aumentam com a capacidade da bateria, porém, este valor tende a estabilizar mais rapidamente para o modo de operação que visa otimizar a autossuficiência do sistema, dado que este cenário depende apenas da produção fotovoltaica existem. Contrariamente, o modo de operação que otimiza os indicadores económicos permite alcançar uma maior lucratividade, convergindo para uma solução de armazenamento que satisfaça os consumos de energia nas horas de ponta. Assim sendo, é possível constatar que esta estratégia permite gerar uma maior receita independentemente do seu modo de operação quando comparada com a estratégia convencional de operação. Deste modo, é visível que o controlo dos períodos de descarga da bateria é uma tarefa fundamental para viabilizar a utilização destes componentes, proporcionando maiores benefícios económicos. Na Tabela 38, é apresentado o *Payback* da implementação de baterias, tendo em conta os ganhos anuais anteriormente calculados para o cenário de otimização dos indicadores económicos, limites tarifários 0,0674€/kWh e 0,1489€/kWh. No Apêndice I, encontra-se disponível os respetivos resultados para a maximização da autossuficiência.

Tabela 38- *Payback* do sistema de armazenamento de energia para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, (otimização dos indicadores económicos)

Custo do Equipamento (€/kWh)	Capacidade da Bateria (kWh)	Investimento (€)	<i>Payback</i> (Anos)
200	5	1000	3,90
	10	2000	4,17
	15	3000	4,36
	20	4000	4,58
300	5	1500	5,85
	10	3000	6,26
	15	4500	6,54
	20	6000	6,87
500	5	2500	9,75
	10	5000	10,44
	15	7500	10,90
	20	10000	11,46

Analisando os dados da Tabela 38, é visível a diminuição do tempo de amortização do investimento inicial em comparação com a estratégia convencional de operação. Desta forma,

estima-se que a aplicação da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga diminui mais de 60% do tempo de amortização do investimento em baterias. Porém, é notório que a bateria é fortemente descarregada, aumentando o número de ciclos anuais realizados. Desta forma, a bateria efetua cerca de 480 ciclos de descarga, tendo em consideração que este número pode baixar para os 364 ciclos anuais com o ajuste da potência FV instalada. Esta diminuição ocorre quando a bateria é forçada a realizar apenas carregamentos pela rede de energia, evitando o sobredimensionamento do sistema FV. Consequentemente, é possível constatar que a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga provoca uma maior degradação nas baterias, diminuindo o seu tempo de vida útil na instalação, sendo necessário recorrer à sua reposição mais frequentemente. Assim, considerando uma bateria de lítio com 3000 ciclos disponíveis para uma DOD de 80%, estima-se que o ano de reposição aconteça entre os 6,2 e 8,2 anos. Tendo em conta os valores obtidos do *Payback*, Tabela 38, verifica-se aceitável a margem temporal entre o ano de reposição da bateria e o tempo amortização do investimento para os cenários de custo de 200 €/kWh e 300 €/kWh. De notar que esta estratégia permite uma redução da fatura energética do cliente. No entanto, os consumos em horas de super vazio aumentam, levando a uma maior eficácia do funcionamento do sistema de armazenamento de energia. Assim, sabendo que os resultados obtidos são referentes à simulação de um sistema FV com uma potência instalada de 15 kWp, é deduzido que o cliente pode obter um melhor desempenho tecno-económico para uma potência FV na ordem dos 7 kWp, suportando os consumos diários pela geração fotovoltaica. Deste modo, pode ser implementado um sistema de armazenamento de energia para satisfazer os consumos em horas de ponta, através da estratégia deslocamento dinâmico do preço de carga, adquirindo benefícios adicionais da diferença entre as horas de maior e menor preço de energia. Este cenário corresponde ao funcionamento ótimo da instalação, salientando que a implementação de baterias apenas se verifica viável para um custo de aproximadamente 200 €/kWh, o que é ainda difícil de garantir nos tempos atuais. Esta análise é fundamentada com base nos resultados obtidos pelos métodos de otimização do sistema FV com baterias conectado à rede.

No Apêndice J são apresentadas diferentes soluções de dimensionamento para as estratégias de gestão de energia desenvolvidas, considerando o modelo de reposição da bateria com base no número médio de ciclos disponíveis. Estas simulações pretendem demonstrar a relação entre o número de ciclos de descargas que a bateria realiza para uma determinada potência FV instalada, calculando os respetivos indicadores tecno-económicos para um cenário de baixo custo (cenário favorável à implementação de baterias).



Conclusões

7.1. Conclusões da Dissertação

Esta dissertação tem como objetivo fundamental o estudo de viabilidade técnico-económico de sistemas FV com baterias conectados à rede, propondo uma ferramenta de dimensionamento que determine a solução ótima a implementar. Para a formulação desta ferramenta foi construído um algoritmo capaz de descrever o funcionamento da instalação através do balanço de energia entre os consumos e a geração FV. Outras preocupações estiveram presentes, como a parametrização do algoritmo, que permitisse realizar múltiplas simulações para diferentes especificações de funcionamento conduzindo ao dimensionamento da instalação com recurso à otimização de indicadores de desempenho técnico-económicos.

Fundamentando a metodologia de dimensionamento desenvolvida é efetuada a revisão da literatura disponível referente ao estudo de sistemas FV com baterias conectados à rede. Inicialmente é necessário averiguar quais os aspetos em comum abordados nos diferentes artigos, consolidando o argumento da dissertação. Assim, é importante destacar como os componentes presentes na instalação funcionam, generalizando uma arquitetura que descreva o fluxo de potência da instalação. Posto isto, é caracterizado o sistema FV relativamente à produção de energia, a bateria ao armazenamento e o perfil de carga aos consumos do cliente. Uma vez que as baterias apresentam um maior grau de complexidade no sistema, interessa conhecer melhor as suas características de funcionamento, especificações técnicas, segurança de implementação e vantagens de utilização. Em síntese pode-se afirmar que as baterias de lítio têm vindo a popularizar-se em sistemas FV conectados à rede, revelando uma maior longevidade (tempo de vida útil), maior eficiência e elevada densidade de energia, quando comparadas com outros tipos de tecnologias de armazenamento de energia.

Descritos os componentes da instalação são explorados os benefícios e aplicações da inserção de baterias em sistemas fotovoltaicos. Sabendo que estes sistemas correspondem a fontes de produção de energia intermitente e pouco controlável as baterias apresentam uma solução inevitável para o armazenamento de energia. Assim, estes componentes permitem um

melhor aproveitamento da energia fotovoltaica, reduzindo as exportações nas horas onde a oferta é superior à procura.

Deste modo, verifica-se essencial realizar o controlo do sistema de armazenamento de energia para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, aumentando a flexibilidade energética da instalação. Recorrendo aos artigos referenciados, este estudo deteve-se com detalhe em duas estratégias de gestão de energia, que de modo resumido, consistem no seguinte: 1. Estratégia convencional de operação, onde a bateria opera com base no excesso de energia FV produzida, estabelecendo os períodos de carga quando a produção FV é superior aos consumos e os períodos de descarga o oposto; 2. Estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, onde a bateria opera com base na tarifa energética do cliente, definindo os períodos de carga e descarga quando o preço de energia é baixo ou elevado respetivamente. De notar que a estratégia convencional de operação não considera o fluxo bidirecional de energia entre a rede e a bateria, contrariamente à estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga.

Atendendo às estratégias de gestão de energia enunciadas, é possível proceder ao dimensionamento da instalação, determinando as soluções ótimas (potência FV instalada e capacidade da bateria) a implementar. Neste âmbito, foram apresentados dois métodos de otimização para o dimensionamento da instalação, nomeadamente o método com recurso a algoritmos genéticos e o método iterativo. Ambos os métodos são baseados na otimização do sistema através do cálculo dos indicadores de desempenho tecno-económicos, porém o primeiro método recorre a uma simulação estocástica do sistema, enquanto o segundo efetua uma simulação paramétrica. De maneira a acrescentar valor aos resultados da dissertação, o estudo contempla vários indicadores de desempenho para a otimização do dimensionamento do sistema, como o SSR, o NPV, o NPC, a TIR, o *Payback*, o LCOE e o LCOS.

Implementada a ferramenta de dimensionamento, a dissertação debruça-se sobre um estudo de caso particular de um cliente industrial localizado em Portugal, que opera em BTE com uma tarifa de energia tetra-horária. Este cliente tem um consumo médio de energia de aproximadamente 11,08 kWh/dia e um consumo total de 97,09 MWh/ano. Assim, considerando que se pretende instalar um sistema FV com baterias conectado à rede são executados os métodos de otimização para os parâmetros de simulação apresentados no Apêndice D. Uma vez verificada ainda a influência do preço dos equipamentos no dimensionamento da instalação, são elaborados vários cenários de custo que permitem averiguar a viabilidade tecno-económica da sua implementação. Deste modo, é possível estabelecer um termo de comparação entre as diferentes estratégias de gestão energia.

Analisando os resultados obtidos da estratégia convencional de operação para os respetivos métodos de otimização, podem ser retiradas várias conclusões. Segundo o método com recurso a algoritmos genéticos (objetivo único), é possível constatar que apenas os indicadores SSR e NPV permitem a instalação de baterias em sistemas FV para a otimização

da instalação. Como espectável, estes sistemas permitem o aumento da autossuficiência, atingindo uma taxa de 100% para uma potência FV de 222,84 kWp e uma capacidade de bateria de 359,63 kWh. De notar que, esta solução não garante a lucratividade do investimento. Assim, aplicando este método de otimização aos indicadores económicos, é visível que as soluções de dimensionamento variam com o custo do sistema FV e de baterias, onde o NPV é o único indicador a retornar uma solução admissível para a implementação de baterias. Este facto ocorre apenas para um cenário de baixo custo, alcançando uma receita (NPV) de 13199,45 € para uma potência FV de 26,96 kWp e uma capacidade de 11,21 kWh. Contrariamente, os restantes indicadores (TIR e *Payback*) não determinam a implementação de baterias como uma solução que optimize a instalação, devolvendo baixos valores de potência FV instalada na ordem dos 7 kWp, não proporcionando ao armazenamento de energia.

Em seguida, é realizada uma otimização multiobjectivo para dois cenários de custo de equipamento, dos quais, um cenário de baixo custo e um cenário de elevado custo. Esta análise demonstra a relação entre dois indicadores de desempenho, calculando a frende de Pareto do sistema. Através deste método é possível de concluir que, a instalação de baterias apenas se verifica viável quando o sistema é otimizado em função do indicador SSR ou NPV. Este efeito acontece, uma vez que estes indicadores apresentam um maior desempenho com a instalação destes equipamentos em comparação com os outros, (TIR, *Payback* e NPC).

Após esta análise achou-se relevante calcular a evolução dos indicadores tecno-económicos, através do método de dimensionamento iterativo. Recorrendo a esta abordagem é possível verificar como as soluções de dimensionamento influenciam os indicadores de desempenho, relacionando estes resultados com o método de otimização com recurso a algoritmos genéticos. Posto isto, é possível confirmar a coerência dos resultados obtidos pelos métodos anteriores, dada a evolução dos respetivos indicadores utilizados. Este método reforça ainda a elevada dependência entre a potência FV e a capacidade da bateria associada à estratégia convencional de operação. Assim sendo, é destacado o comportamento do indicador LCOS que tende a diminuir para maiores valores de potência FV e baixos valores de capacidade da bateria, comprometendo a viabilidade da aplicação de baterias acopladas a sistemas FV.

Executando os mesmos métodos de otimização para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, são retiradas algumas conclusões diferentes. Primeiramente é verificado que nesta estratégia podem ocorrer trocas de energia entre a rede e a bateria, proporcionando um aumento do fator de utilização do componente. Assim, quando aplicado o método de otimização com recurso a algoritmos genéticos, esta estratégia pode funcionar para dois modos de operação: 1. Otimização da autossuficiência para os limites tarifário 0,1570 e 0,0014 €/kWh; 2. Otimização dos indicadores económicos para os limites 0,1489 e 0,0674 €/kWh. Em síntese, quando se pretende otimizar a autossuficiência, a bateria carrega apenas com a energia FV e descarrega nas horas de ponta, enquanto para a otimização dos indicadores

económicos, a bateria carrega pela rede nas horas de super vazio e descarrega em horas de ponta, permitindo ainda o aproveitamento de energia fotovoltaica. Deste modo, verifica-se que nesta estratégia não é possível atingir uma autossuficiência de 100%, porém as receitas económicas apresentam ser superiores. Este efeito é justificado pelas descargas programadas em horas de ponta, beneficiando da tarifa tetra-horária do cliente. Analisando o valor das soluções ótimas de dimensionamento, é visível que o valor da capacidade da bateria aumenta em função da potência FV instalada, valorizando a sua implementação.

Com a implementação do método de otimização multiobjectivo, pode-se concluir que os indicadores de desempenho possuem um comportamento muito semelhantes à estratégia convencional de operação, quando esta estratégia opera para o modo de otimização da autossuficiência. Por outro lado, quando estamos perante o modo de operação que visa otimizar os indicadores económicos, a autossuficiência tende a diminuir para as soluções que maximizam a lucratividade da instalação. Este facto é explicado pelo aumento das importações de energia pela rede a um baixo preço, descarregando a bateria em períodos de elevado custo (horas de ponta).

Recorrendo ao método iterativo, é claro que a instalação de baterias não está totalmente dependente da geração FV, uma vez que o sistema de armazenamento de energia pode efetuar carregamentos pela rede. Assim sendo, observa-se que os indicadores económicos não apresentam grandes flutuações com a variação da potência FV instalada em função da capacidade da bateria. Os indicadores NPV e LCOS são dois exemplos compreensíveis da baixa dependência entre estes dois componentes. Contudo, indicadores como a TIR e o *Payback* não são capazes de garantir a viabilidade da implementação de baterias, demonstrando apenas ser admissível a implementação do sistema FV.

De salientar que todos as simulações foram realizadas para vários cenários de custo, constando que este parâmetro provoca uma relação de penalização nos indicadores de desempenho.

Por último foi feita uma análise de sensibilidade do funcionamento do sistema FV com baterias conectado à rede para ambas as estratégias de gestão de energia. Este estudo, pretende cruzar os resultados obtidos dos métodos de otimização com o modo de operação da bateria. Assim sendo, são executadas diferentes simulações com uma bateria de 3000 ciclos a um DOD de 80%, variando a sua capacidade para uma potência FV de 15 kWp. Relativamente à estratégia convencional de operação verifica-se que a potência FV não é suficiente para garantir a implementação de um sistema de armazenamento de energia (subdimensionado), uma vez que as receitas geradas pelas descargas de energia da bateria são residuais quando comparados com a fatura energética do cliente. Em adição, observa-se que a bateria efetua cerca de 263 ciclos de descarga para as diferentes soluções de dimensionamento. Deste modo, comparando o ano de reposição da bateria (11,4 anos) com o *Payback* do investimento, averigua-se uma baixa viabilidade económica, dado que apenas para um cenário de baixo

custo (200 €/kWh) o *Payback* é inferior ao seu ano de reposição. Em oposição, na estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga a bateria evidencia uma maior lucratividade para o cliente. Assim, estima-se que a bateria efetue cerca de 480 ciclos, atingindo o ano de reposição aos 8,2 anos. Este resultado manifesta uma relação admissível entre o ano de reposição da bateria e o *Payback* do investimento (3,90 a 6,87 anos) para os cenários de custo de 200 €/kWh e 300 €/kWh.

Concluindo, as soluções de dimensionamento determinadas dependem essencialmente do custo dos componentes fase à sua utilização, (estratégia de gestão de energia). Deste forma, sabendo que o custo atual das baterias ronda os 500 €/kWh, está-se em condições de afirmar que:

Não há viabilidade económica na implementação destes sistemas atualmente,

embora o consumidor reúna algumas características que possam vir a alterar esta afirmação, como o regime de operação em BTE com tarifa tetra-horária e elevados consumos de energia em horas de ponta. Contrariamente, a instalação de painéis fotovoltaicos considera-se rentável sem a inserção de baterias, uma vez que estes sistemas conseguem satisfazer maiores quantidades de energia em relação às baterias, evitando a compra de energia nos períodos de produção fotovoltaica. Finalizando, a viabilidade do projeto passa por uma diminuição expressiva do custo dos componentes, em especial das baterias, e pela construção de uma estratégia de gestão de energia que apresente resultados mais robustos.

7.2. Trabalhos Futuros

Constatada a influência da estratégia de gestão de energia no dimensionamento do sistema FV com baterias conectado à rede, seria interessante desenvolver novas estratégias que tivessem em conta outros parâmetros de funcionamento. Assim, esta dissertação propõe mais uma nova estratégia de gestão de energia, definidas por: estratégia de previsão, onde é formulado um algoritmo preditivo que define os períodos de carga e descarga da bateria com base na previsão da produção FV, permitindo estabelecer uma melhor relação entre a energia carregada pela rede e pelo sistema FV. Deste forma, estima-se um aumento do desempenho associado à implementação destes sistemas, efetuando um melhor controlo dos ciclos de carga e descarga da bateria, prolongando o tempo de vida útil deste equipamento.

Seria também interessante replicar esta análise para um estudo de caso diferente, uma vez que os resultados obtidos dependem de diversos fatores, como por exemplo: condições meteorológicas, tarifas energéticas, especificações da tecnologia e perfil de carga do cliente, complementando o estudo de viabilidade tecno-económica realizado.

Bibliografia

- AbouBakr, M. M., Atallah, A. M., Abdel-Sattar, A., & El-Dessouki, M. A. (2019). Different Aspects That Affect Sizing of Battery Energy Storage in PV Systems. *ACCS/PEIT 2019 - 2019 6th International Conference on Advanced Control Circuits and Systems and 2019 5th International Conference on New Paradigms in Electronics and Information Technology*, 259–262. <https://doi.org/10.1109/ACCS-PEIT48329.2019.9062864>
- Ampere T-Pro*. (2020). <https://ampere-energy.pt/smartbatteries>. Acedido em: 10/03/2021
- Ashok, V. V., Onwudinanti, C., Mouli, G. R. C., & Bauer, P. (2015). Matching PV array output with residential load by optimisation of array orientation. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015, November*. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232610>
- Badawy, M. O., Cingoz, F., & Sozer, Y. (2016). Battery storage sizing for a grid tied PV system based on operating cost minimization. *ECCE 2016 - IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Proceedings, September*. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7854896>
- Bandyopadhyay, S., Mouli, G. R. C., Qin, Z., Elizondo, L. R., & Bauer, P. (2020). Techno-Economical Model Based Optimal Sizing of PV-Battery Systems for Microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(3), 1657–1668. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2936129>
- Battery Company, T. (2012). *Datasheet-105 RE*. https://www.trojanbattery.com/pdf/datasheets/T105RE_TrojanRE_Data_Sheets.pdf. Acedido em: 03/01/2021
- Battery Lifetime*. (2021). <https://cleantechnica.com/>. Acedido em: 09/01/2021
- Bukhari, S. M. A. S., Maqsood, J., Baig, M. Q., Ashraf, S., & Khan, T. A. (2016). Comparison of Characteristics-Lead Acid, Nickel Based, Lead Crystal and Lithium Based Batteries. *Proceedings - UKSim-AMSS 17th International Conference on Computer Modelling and Simulation, UKSim 2015*, 444–450. <https://doi.org/10.1109/UKSim.2015.69>
- De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1), 78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>
- Diouf, B., & Pode, R. (2015). Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. *Renewable Energy*, 76, 375–380. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.058>
- GREENPRO. (2004). *Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalação, Manual resultante do projecto*. <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>. Acedido em: 10/01/2021
- Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J. (2008). Energy storage systems-Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5), 1221–1250. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023>

- Ibrahim, Haider, & Anani, N. (2017). Variations of PV module parameters with irradiance and temperature. *Energy Procedia*, 134, 276–285. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.617>
- IEA. (2017). Energy Efficiency Indicators. *International Energy Agency*. <https://doi.org/10.1787/9789264268692-en>
- IEA. (2018). World Energy Outlook 2018: Highlights. *International Energy Agency*, 1, 1–661.
- IEA. (2020). Clean Energy Innovation: Accelerating technology progress for a sustainable future. *Energy Technology Perspectives 2020*, 61–89.
- Jacobson, M. Z., & Jadhav, V. (2018). World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels. *Solar Energy*, 169(December 2017), 55–66. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.030>
- Kent, R. (2018). Renewables. *Plastics Engineering*, 74(9), 56–57. <https://doi.org/10.1002/peng.20026>
- Kumar, M., Husain, M., Upreti, N., & Gupta, D. (2020). Genetic Algorithm: Review and Application. *SSRN Electronic Journal*, 2(2), 451–454. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3529843>
- Lawder, M. T., Suthar, B., Northrop, P. W. C., De, S., Hoff, C. M., Leitermann, O., Crow, M. L., Santhanagopalan, S., & Subramanian, V. R. (2014). Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014–1030. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2317451>
- LG Chem. (2018). *LG Chem RESU ESS Battery*. August. <https://www.lgchem.com/product/PD00000149>. Acedido em: 10/03/2021
- Li, N., Gao, F., Hao, T., Ma, Z., & Zhang, C. (2018). SOH Balancing Control Method for the MMC Battery Energy Storage System. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(8), 6581–6591. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2733462>
- Longi_LR4-72HIH-450M_Datasheet.pdf*. (2021). https://shop.ibc-solar.de/products/en/shop/PV/Solarmodule/longi_modules/Longi-LR4-72HIH-450M/?card=38065. Acedido em: 12/03/2021
- Najafi Ashtiani, M., Toopshekan, A., Razi Astaraei, F., Yousefi, H., & Maleki, A. (2020). Techno-economic analysis of a grid-connected PV/battery system using the teaching-learning-based optimization algorithm. *Solar Energy*, 203(July 2019), 69–82. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.007>
- Nedumgatt, J. J., Jayakrishnan, K. B., Umashankar, S., Vijayakumar, D., & Kothari, D. P. (2011). Perturb and observe MPPT algorithm for solar PV systems-modeling and simulation. *Proceedings - 2011 Annual IEEE India Conference: Engineering Sustainable Solutions, INDICON-2011*, 1, 6–11. <https://doi.org/10.1109/INDCON.2011.6139513>
- Nguyen, X. H., & Nguyen, M. P. (2015). Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink. *Environmental Systems Research*, 4(1). <https://doi.org/10.1186/s40068-015-0047-9>
- NSRDB. (2021). *National Solar Radiation Database*. <https://nsrdb.nrel.gov/>.

- Observatório da Energia, DGEG, & ADENE. (2020). Energia em Números - Edição 2020. In *Agência para a Energia - ADENE*.
- Pérez-Lombard, L., Ortiz, J., & Pout, C. (2008). A review on buildings energy consumption information. *Energy and Buildings*, 40(3), 394–398. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2007.03.007>
- Power, M., & Less, I. N. (2019). *Lithium Ion Battery Datasheet Battery Management System (Bms)*. 1–4. <https://www.xantrex.com/>
- PVGIS. (2021). *Photovoltaic Geographical Information System*. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- Quiles, E., Roldán-Blay, C., Escrivá-Escrivá, G., & Roldán-Porta, C. (2020). Accurate sizing of residential stand-alone photovoltaic systems considering system reliability. *Sustainability (Switzerland)*, 12(3), 1–18. <https://doi.org/10.3390/su12031274>
- Regis, N., Muriithi, C. M., & Ngoo, L. (2019). Optimal Battery Sizing of a Grid-Connected Residential Photovoltaic System for Cost Minimization using PSO Algorithm. *Engineering, Technology & Applied Science Research*, 9(6), 4905–4911. <https://doi.org/10.48084/etasr.3094>
- Reliability, E. (2011). Electric power industry needs for grid-scale storage applications. *Lightning in a Bottle: Electrical Energy Storage, December*, 231–260.
- Ru, Y., Kleissl, J., & Martinez, S. (2013). Storage size determination for grid-connected photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1), 68–81. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2199339>
- Safari, A., & Mekhilef, S. (2011). Incremental conductance MPPT method for PV systems. *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 000345–000347. <https://doi.org/10.1109/CCECE.2011.6030470>
- Schopfer, S., Tiefenbeck, V., & Staake, T. (2018). Economic assessment of photovoltaic battery systems based on household load profiles. *Applied Energy*, 223(November 2017), 229–248. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.185>
- Truong, C. N., Naumann, M., Karl, R. C., Müller, M., Jossen, A., & Hesse, H. C. (2016). Economics of residential photovoltaic battery systems in Germany: The case of tesla's powerwall. *Batteries*, 2(2). <https://doi.org/10.3390/batteries2020014>
- Vazquez, S., Lukic, S. M., Galvan, E., Franquelo, L. G., & Carrasco, J. M. (2010). Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 57(12), 3881–3895. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2076414>
- Worigi, I., Geury, T., El Baghdadi, M., Van Mierlo, J., Hegazy, O., & Maach, A. (2019). Optimal design of hybrid PV-Battery system in residential buildings: End-user economics, and PV penetration. *Applied Sciences (Switzerland)*, 9(5). <https://doi.org/10.3390/app9051022>
- Zhang, Y., Lundblad, A., Campana, P. E., Benavente, F., & Yan, J. (2017). Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system: A case study in

Sweden. *Energy Conversion and Management*, 133, 249–263. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.060>

Zhang, Z., Wang, J., & Wang, X. (2015). An improved charging/discharging strategy of lithium batteries considering depreciation cost in day-ahead microgrid scheduling. *Energy Conversion and Management*, 105, 675–684. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.07.079>

Apêndice

Apêndice A: Sistemas de armazenamento de energia

Sistema de armazenamento de energia Xantrex

O sistema Xantrex (Power & Less, 2019), utilizado em aplicações móveis é equipado com dispositivos de proteção, apresentando-se no mercado como uma alternativa segura de implementação. Este equipamento é projetado para suportar condições hostis de operação, possuindo 3000 ciclos de descarga com uma elevada densidade de potência. A Tabela 39 resume as especificações técnicas do equipamento.

Tabela 39- Especificações da bateria Xantrex

Especificações	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Tensão da bateria (V)	12	24	51
Capacidade Nominal (Ah)	125/300/450/600/630/ 1260	300	150
Tensão Nominal (V)	12,8	25,6	51,2
Tensão de Carga (V)	14,2 a 14,6	29,2	58,4
Máx. Corrente de Descarga (A)	400	400	225
Máx. Corrente de Carga (A)	400	300	150
Número de Ciclos	2000-3000	2000-3000	2000-3000

Sistema de armazenamento de energia LG Chemical

A LG Chemical (LG Chem, 2018) apresenta uma vasta gama de sistemas de armazenamento de energia, distinguindo-se no mercado pela fácil implementação no setor residencial e comercial. Este sistema apresenta um conjunto de módulos de 48 V com um custo médio de 500 €/kWh a 700 €/kWh. Na Tabela 40 são apresentadas as especificações referentes aos modelos RESU do fabricante LG, para as capacidades 3,3 kWh a 13,1 kWh.

Tabela 40- Especificações da bateria LG Chemical

Modelo (48 V)	RESU3,3	RESU6,5	RESU10	RESU13
Energia Total (kWh)	3,3	6,5	9,8	13,1
Capacidade (Ah)	63	126	189	252
Tensão Nominal (V)	51,8			
Dimensão (W×H×D, mm)	452×403×120	452×656×120	452×484×227	452×626×227
Peso (Kg)	31	52	75	99

Sistema de armazenamento de energia Ampere

O sistema de armazenamento da Ampere (*Ampere T-Pro*, 2020) é constituído por sistema trifásico “All-in-One” modular, com inversor híbrido e bidirecional. Esta nova tecnologia permite alcançar uma maior capacidade, atingindo os 12 kWh sendo ampliável em módulos de 6 kWh até 36 kWh com um inversor híbrido bidirecional de 9 kW. Estes sistemas são direcionados maioritariamente para o setor residencial e industrial, apresentando as seguintes características:

- Monitorização em tempo real do funcionamento da bateria;
- Integração de algoritmos de inteligência artificial, permitindo uma maior independência energética;
- Fácil implementação, adquirindo um desenho modular com capacidade de crescimento face às necessidades energéticas do consumidor;

Contudo, estes sistemas apresentam um custo médio de 900 €/kWh a 1300 €/kWh, ultrapassando o custo padrão deste tipo de tecnologias. Este preço surge da quantidade de ferramentas que este equipamento consegue cobrir na instalação, propondo ainda estratégias de gestão de energia com base nas previsões de produção e flutuações das tarifárias do consumidor. Na Tabelas 41, são ilustradas as especificações técnicas da bateria Ampere T-pro.

Tabela 41- Especificações da bateria Ampere T-Pro

Especificações	Modelo T-pro
Capacidade Nominal (kWh)	12/18/24/30/36
Capacidade Nominal (Ah)	232/348/464/580/698
Tensão Nominal (V)	51,8
Máx. Potência de Carga/Descarga (kW)	9
Profundidade de Descarga (%)	95
Número de Ciclos	>6000
Estimativa do Tempo de Vida Útil (anos)	16
Dimensão (W×H×D, cm)	101×102×74
Peso (Kg)	184 (12 kWh)

Apêndice B: Esquema das características da instalação



Figura 52- Diagrama esquemático da instalação, perspectiva lateral

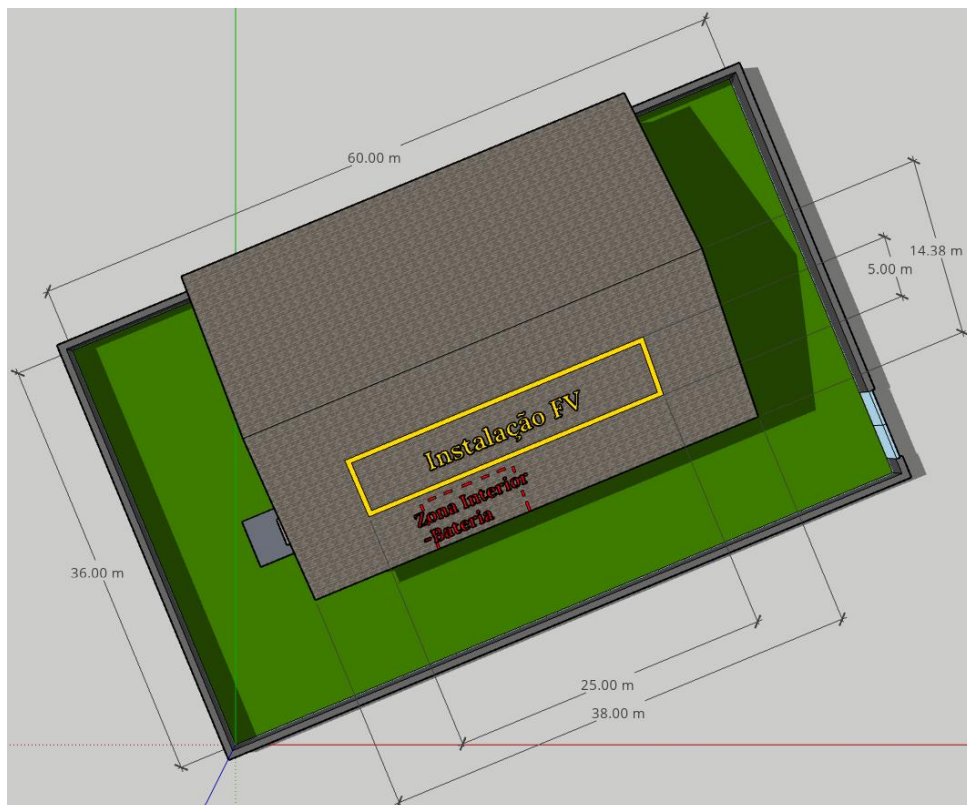


Figura 53- Diagrama esquemático da instalação, perspectiva aérea

Apêndice C: Tarifa energética do consumidor industrial

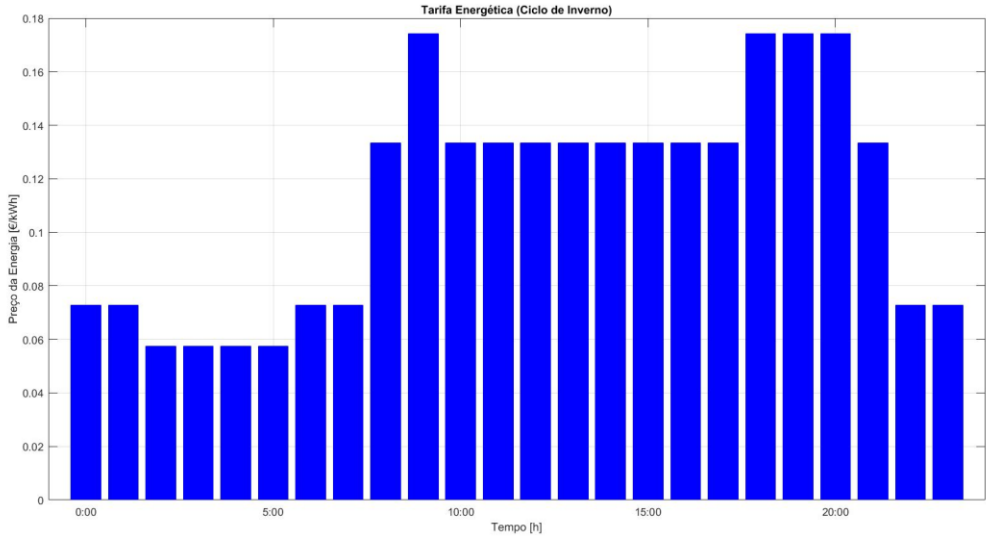


Figura 54- Tarifa de energia para o ciclo de Inverno

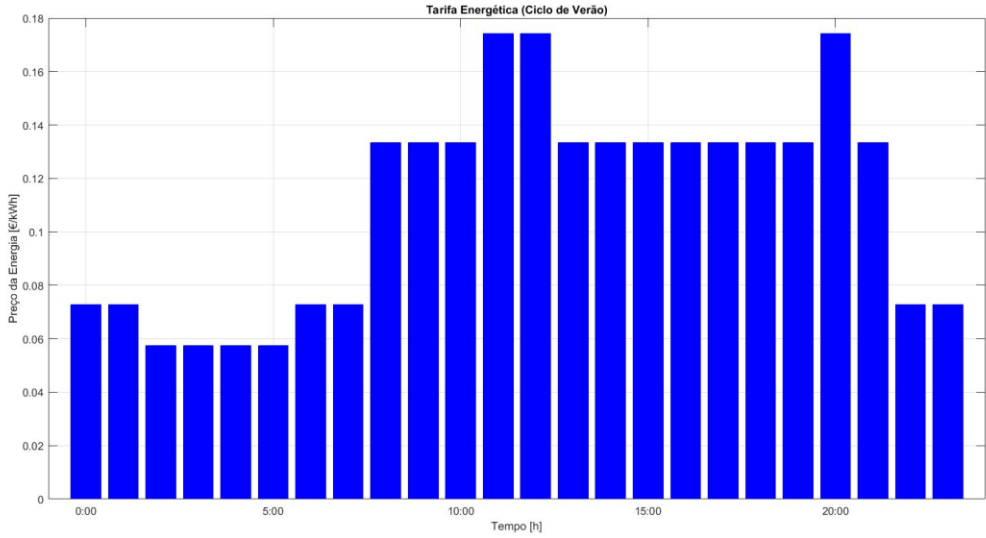


Figura 55- Tarifa de energia para o ciclo de Verão

Apêndice D: Parâmetros de simulação

Na Tabela 42, são apresentados os parâmetros de funcionamento do sistema FV com baterias conectado à rede para a simulação dos métodos de otimização desenvolvidos, aplicados às respectivas estratégias de gestão de energia.

Tabela 42- Parâmetros de simulação utilizados

Estrutura do modelo Fotovoltaico, (<i>Longi_LR4-72HIH-450M_Datasheet.Pdf</i> , 2021)	
Fator de Balanço do Sistema	95%
Temperatura Nominal Ambiente	20 °C
NOCT (<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>)	45±2 °C
Coefficiente de Potência da Temperatura	-0,350 %/°C
Irradiância Nominal	0,8 kW/m ²
Perdas Anuais	1%
Estrutura do Modelo da Bateria	
SOC mínimo	20%
SOC inicial	100%
Eficiência de Carga	90%
Eficiência de Descarga	90%
Ano máximo de reposição	Depende da tecnologia utilizada
Razão de Potência	0,7
Reposição	0
Estrutura do Modelo do Inversor	
Eficiência do Inversor	90%
Reposição	0
Estrutura do Planeamento do Projeto	
Horizonte de Planeamento do Sistema	20 anos
Taxa de atualização	6%

Apêndice E: Soluções de otimização multiobjetivo aplicados ao SSR e NPV

Nas Figuras 56 e 57 são apresentados os resultados obtidos da otimização multiobjetivo entre os indicadores SSR e NPV, para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga. Esta simulação é realizada para os dois cenários de custo de equipamentos definidos em Secção 6.1, considerando os limites tarifários 0,0014 €/kWh e 0,1570 €/kWh que maximizam o indicador SSR. A Figura 56 ilustra os resultados referentes ao cenário de baixo custo, onde é possível verificar que a relação entre as funções de otimização SSR e NPV têm um comportamento semelhante ao observado na estratégia convencional de energia. Deste modo, é destacado que o aumento da capacidade da bateria produz uma diminuição no NPV, aumentando por sua vez o indicador SSR. Posto isto, os limites tarifários têm a capacidade de alterar a dinâmica de operação do sistema, apresentando resultados opostos aos simulados para os limites 0,0674€/kWh e 0,1489€/kWh que maximizam a lucratividade da instalação.

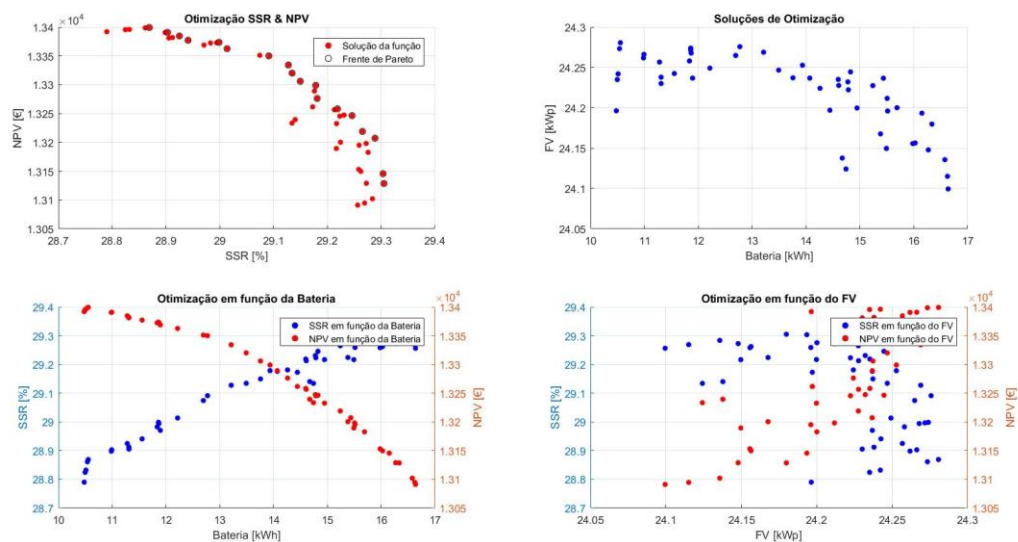


Figura 56- Otimização multiobjetivo SSR-NPV para os limites tarifários 0,0014 €/kWh e 0,1570 €/kWh, cenário de baixo custo

Na Figura 57 são apresentados os resultados obtidos para o cenário de elevado custo de equipamento, atendo à restrição de operação imposta pelos limites tarifários que tendem a maximizar o indicador SSR. Analisando estes resultados, é possível verificar que a relação entre os indicadores SSR e NPV permanece igual. Contudo, o espaço de soluções determinado pelo algoritmo diminui consideravelmente devido ao aumento do custo dos equipamentos. Deste modo, nem todas as soluções devem ser consideradas como ótimas, uma vez que NPV

pode atingir valores negativos para várias soluções de potência FV e capacidade da bateria. Assim, para a simulação deste cenário de operação deve-se considerar uma potência FV na ordem dos 12 kWp, desprezando a utilização de baterias fase aos resultados calculado.

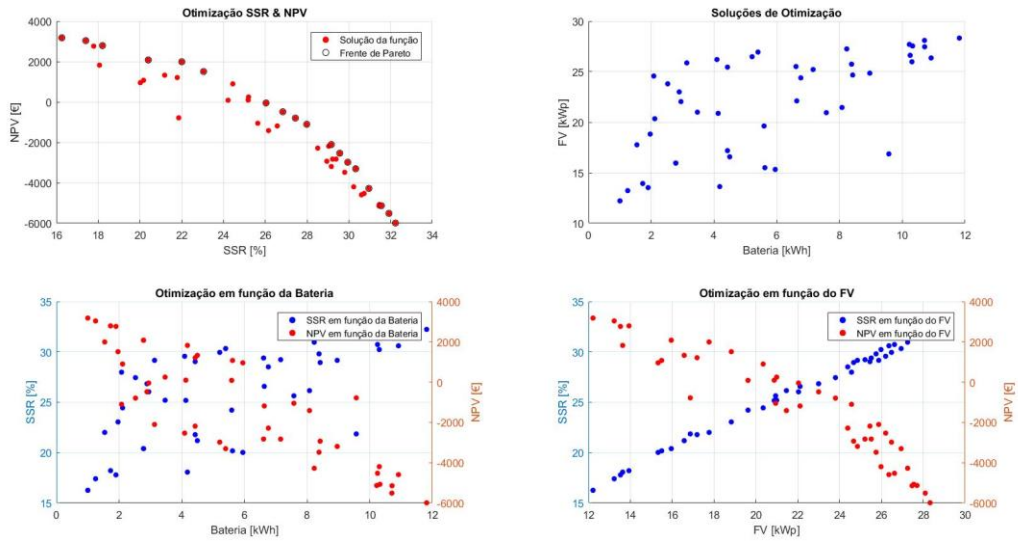


Figura 57- Otimização multiobjectivo SSR-NPV para os limites tarifários 0,0014 €/kWh e 0,1570 €/kWh, cenário de elevado custo

Apêndice F: Soluções do método iterativo aplicados à maximização do SSR

De acordo com a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga é executada a simulação do método iterativo para os limites tarifários 0,0014 €/kWh e 0,1570 €/kWh que maximizam o indicador SSR. As Figuras 58 e 59 ilustram os resultados obtidos para o cenário de baixo custo de equipamentos. Na Figura 58 estão representados os gráficos referentes à evolução dos indicadores SSR, LCOE e LCOS para o intervalo de simulação definido. Os resultados obtidos para os diferentes indicadores desempenho demonstram um comportamento idêntico à estratégia convencional de operação. Esta ocorrência deve-se aos limites tarifários definidos, que impedem a bateria de realizar carregamentos pela rede de energia. Deste modo, à semelhança da estratégia convencional de operação a bateria apenas carrega com o excesso de energia FV produzida, descarregando nas horas de ponta. Este comportamento provoca uma relação de dependência entre a potência FV e a capacidade da bateria.

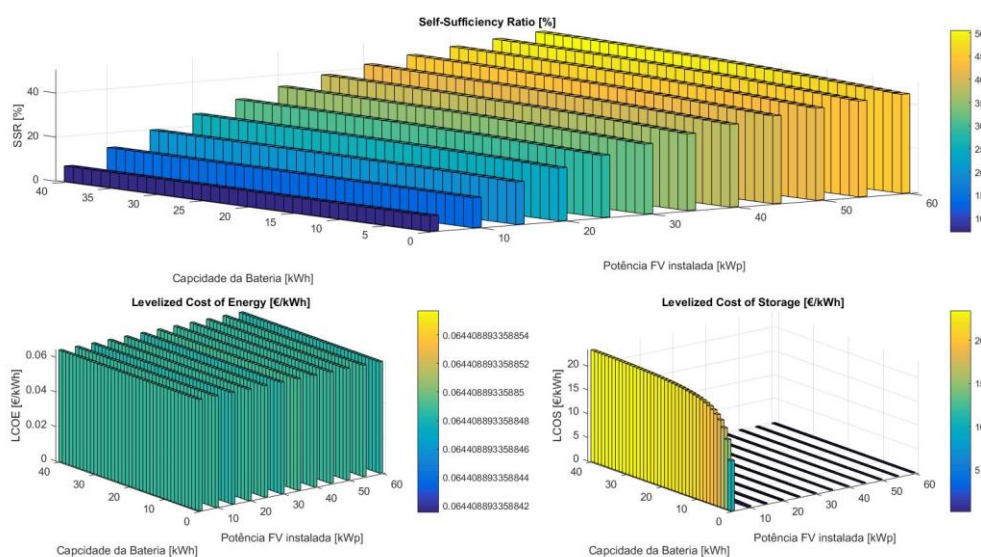


Figura 58- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de baixo custo

Na Figura 59 estão representados os gráficos dos indicadores NPV, NPC, *Payback* e TIR, para mesmas condições de operação. Sabendo que os resultados obtidos para os indicadores SSR, LCOE e LCOS demonstram uma semelhança evidente com a estratégia convencional de operação, é espectável que os restantes indicadores também exibam características parecidas. Comparando ambas as simulações, verifica-se uma pequena diferença no gráfico do NPV, onde a lucratividade diminui com maior decadência para valores superiores de capacidade da

bateria. Este efeito ocorre uma vez que a bateria apenas pode realizar descargas em horas de ponta, não sendo viável selecionar uma capacidade muito elevada para satisfazer os consumos do cliente. Deste modo, para as condições de operação associadas à estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, deve ser selecionada uma bateria que garanta apenas os consumos em períodos de ponta, evitando sobredimensionar o sistema de armazenamento de energia.

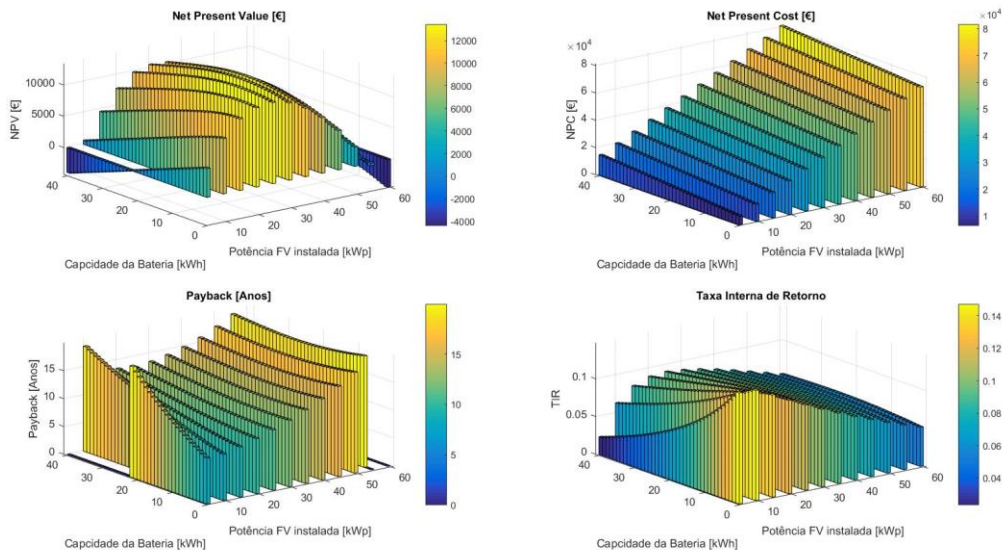


Figura 59- Método iterativo NPV, NPC, TIR, *Payback*, cenário de baixo custo

A Figuras 60 e 61 representam os resultados obtidos para o cenário de elevado custo de equipamentos. Na Figura 60 estão representados os gráficos referentes à evolução dos indicadores SSR, LCOE e LCOS. Assim, analisando os gráficos dos respetivos indicadores é visível uma quebra no desempenho do sistema FV com baterias conectado à rede, uma vez que o custo dos equipamentos aumenta consideravelmente, apresentando por sua vez um comportamento escalável com o cenário de baixo custo. Assim, comparando estes resultados com a estratégia convencional de operação é visível pelo LCOS que a implementação de baterias não oferece rentabilidade ao consumidor energético, dado o elevado custo de armazenamento fase ao preço da tarifa do cliente.

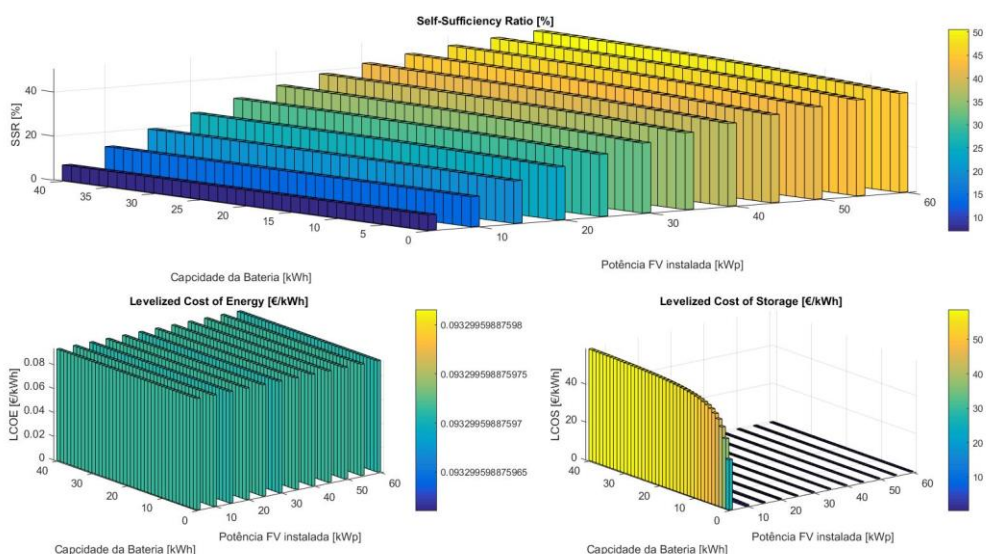


Figura 60- Método iterativo SSR, LCOE, LCOS, cenário de elevado custo

Na Figura 61 estão representados os gráficos referentes aos indicadores NPV, NPC, *Payback* e TIR, reforçando a ideia de que a implementação de um sistema de armazenamento de energia não oferece uma lucratividade atraente para o consumidor energético. Contudo, como verificado nas restantes estratégias de gestão de energia, a implementação de módulos FV averigua-se economicamente vantajosa para o cliente industrial. Este facto é comprovado pelo indicador NPV e TIR que tendem a atingir o máximo da função para valores desprezáveis de capacidade da bateria e para uma potência FV instalada compreendida entre os 5 e 10 kWp.

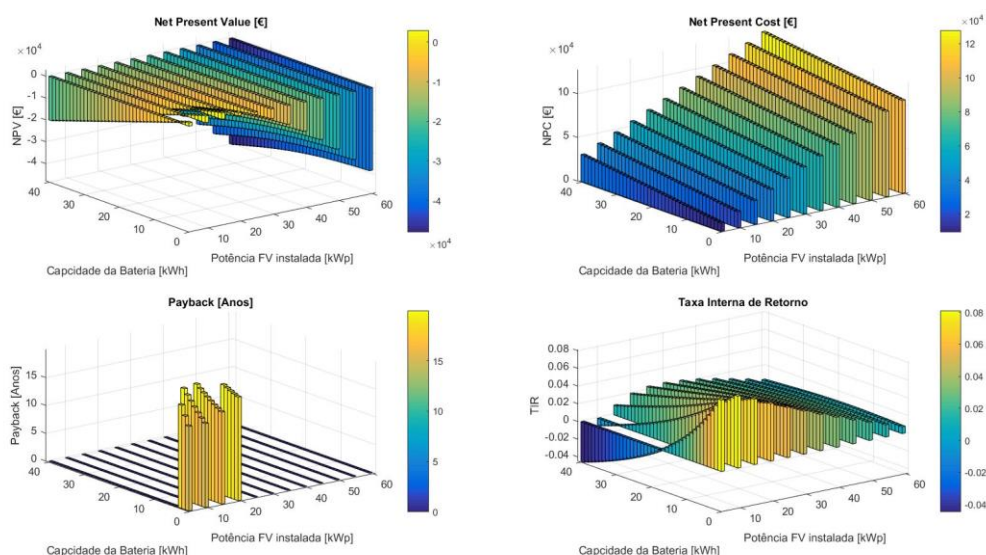


Figura 61- Método iterativo NPV, NPC, TIR, *Payback*, cenário de elevado custo

Apêndice G: Balanço de energia referente à estratégia convencional de operação

A Tabela 43 representa o balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp para as soluções de armazenamento de energia mais promissora determinadas a partir da otimização do dimensionamento da instalação.

Tabela 43- Balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia convencional de operação

Mês	Carga (kWh)	Geração FV (kWh)	Importações da Rede (kWh)				Exportações da Rede (kWh)				Descargas da Bateria (kWh)			
			Capacidade da Bateria (kWh)				Capacidade da Bateria (kWh)				Capacidade da Bateria (kWh)			
			5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
Janeiro	5924,50	1256,50	4839,58	4806,30	4783,78	4779,25	49,53	19,85	0,93	0,00	50,50	83,79	106,31	110,84
Fevereiro	5071,30	1490,37	3798,02	3764,94	3739,85	3730,83	68,05	34,98	9,88	0,87	57,52	90,59	115,69	124,70
Março	6602,10	2036,90	4872,38	4830,00	4794,00	4770,98	103,49	61,11	25,11	2,09	68,99	111,38	147,38	170,40
Abril	10329,70	2418,86	8269,53	8239,30	8213,64	8188,95	116,81	86,58	60,91	36,22	51,19	81,42	107,08	131,77
Mai	6279,20	2780,54	4124,42	4069,80	4023,78	3984,18	347,71	293,09	247,07	207,47	73,23	127,85	173,87	213,47
Junho	7596,40	2857,19	5403,84	5328,23	5263,98	5209,91	378,92	303,30	239,05	184,98	93,07	168,69	232,94	287,01
Julho	9953,40	3029,24	7544,10	7485,30	7439,66	7398,51	317,02	258,22	212,58	171,43	84,47	143,28	188,92	230,07
Agosto	10445,90	2837,51	8112,82	8067,63	8028,43	7995,43	220,69	175,49	136,29	103,29	61,47	106,66	145,87	178,86
Setembro	10329,70	2331,69	8345,90	8315,05	8289,55	8264,35	114,73	83,87	58,37	33,17	50,69	81,55	107,04	132,24
Outubro	9059,00	1768,98	7522,68	7492,19	7474,40	7467,95	55,77	25,28	7,49	1,04	36,10	66,59	84,38	90,83
Novembro	7867,60	1291,34	6721,32	6705,39	6705,39	6705,39	15,93	0,00	0,00	0,00	33,73	49,66	49,66	49,66
Dezembro	7639,00	1196,57	6586,70	6565,84	6562,24	6562,08	24,62	3,76	0,16	0,00	47,62	68,48	72,08	72,24
Total	97097,8	25295,69	76141,29	75669,97	75318,7	75057,81	1813,27	1345,27	997,84	740,56	708,58	1179,94	1531,22	1792,09

Apêndice H: Balanço de energia referente à estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga

A Tabela 44 representa o balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp para as soluções de armazenamento de energia mais promissora determinadas a partir da otimização do dimensionamento da instalação. Esta simulação é realizada para os limites tarifários 0,0674 €/kWh e 0,1489 €/kWh, que visam a otimizar o desempenho económico do sistema.

Tabela 44- Balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, (modo de otimização económica)

Mês	Carga (kWh)	Geração FV (kWh)	Importações da Rede (kWh)				Exportações da Rede (kWh)				Descargas da Bateria (kWh)			
			Capacidade da Bateria (kWh)				Capacidade da Bateria (kWh)				Capacidade da Bateria (kWh)			
			5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
Janeiro	5924,50	1256,50	4871,59	4867,43	4863,83	4860,23	81,54	80,98	80,98	80,98	126,49	238,65	349,15	446,25
Fevereiro	5071,30	1490,37	3830,74	3827,74	3827,74	3827,74	100,78	97,77	97,77	97,77	125,58	229,39	330,19	430,67
Março	6602,10	2036,90	4906,43	4898,39	4892,09	4888,34	137,55	129,51	123,21	119,45	146,53	266,17	384,07	499,42
Abril	10329,70	2418,86	8312,00	8311,56	8312,01	8312,46	159,28	158,43	158,43	158,43	111,94	216,33	319,38	412,36
Maior	6279,20	2780,54	4184,60	4183,33	4185,86	4189,01	407,43	404,23	403,61	403,61	117,90	190,29	241,81	283,42
Junho	7596,40	2857,19	5482,86	5476,82	5469,70	5465,33	458,38	454,69	451,09	449,87	111,40	210,49	300,01	351,06
Julho	9953,40	3029,24	7598,16	7589,17	7587,09	7587,09	370,63	361,18	358,74	358,74	135,10	249,10	355,89	435,59
Agosto	10445,90	2837,51	8155,04	8147,30	8143,75	8143,30	263,35	256,06	252,96	252,96	124,54	238,17	339,41	428,76
Setembro	10329,70	2331,69	8388,36	8387,66	8388,11	8388,56	157,13	155,98	155,98	155,98	111,37	216,01	319,06	412,17
Outubro	9059,00	1768,98	7551,91	7550,45	7550,00	7549,55	85,063	84,04	84,04	84,04	114,80	223,82	318,27	402,07
Novembro	7867,60	1291,34	6745,19	6745,09	6745,09	6745,09	39,80	39,70	39,70	39,70	117,84	225,95	333,95	441,95
Dezembro	7639,00	1196,57	6618,24	6614,11	6614,11	6614,11	56,16	52,03	52,03	52,03	127,67	243,40	355,00	463,30
Total	97097,8	25295,69	76645,12	76599,05	76579,38	76570,81	2317,09	2274,6	2258,54	2253,56	1471,16	2747,77	3946,19	5007,02

Na Tabela 45, são registados os valores obtidos do balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp, tendo em conta as respetivas soluções de armazenamento de energia determinadas a partir da otimização do dimensionamento da instalação. Esta simulação é realizada para os limites tarifários 0,0014 €/kWh e 0,1570 €/kWh, que otimiza a autossuficiência do sistema.

Tabela 45- Balanço de energia mensal da implementação de um sistema FV de 15 kWp para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, (modo de otimização da autossuficiência)

Mês	Carga (kWh)	Geração FV (kWh)	Importações da Rede (kWh)				Exportações da Rede (kWh)				Descargas da Bateria (kWh)			
			Capacidade da Bateria (kWh)				Capacidade da Bateria (kWh)				Capacidade da Bateria (kWh)			
			5	10	15	20	5	10	15	20	5	10	15	20
Janeiro	5924,50	1256,50	4844,80	4814,18	4795,75	4792,15	54,75	27,73	12,90	12,90	45,29	75,90	94,33	97,93
Fevereiro	5071,30	1490,37	3800,87	3765,87	3741,24	3731,79	70,90	35,91	11,27	1,82	54,67	89,66	114,30	123,75
Março	6602,10	2036,90	4875,84	4833,46	4797,46	4776,46	106,96	64,58	28,58	7,58	65,53	107,91	143,91	164,91
Abril	10329,70	2418,86	8285,01	8259,79	8245,57	8240,21	132,28	107,06	92,84	87,48	35,72	60,93	75,15	80,51
Mai	6279,20	2780,54	4135,10	4109,52	4094,94	4080,54	357,94	330,01	311,83	293,83	62,55	88,13	102,72	117,12
Junho	7596,40	2857,19	5420,30	5359,05	5308,74	5278,55	395,82	336,92	290,21	263,62	76,62	137,87	188,18	218,37
Julho	9953,40	3029,24	7554,07	7503,87	7471,09	7454,74	326,99	276,79	244,01	227,66	74,51	124,71	157,49	173,84
Agosto	10445,90	2837,51	8121,30	8080,16	8047,20	8022,04	229,17	188,02	155,06	129,90	52,99	94,13	127,09	152,25
Setembro	10329,70	2331,69	8361,30	8335,87	8323,09	8318,54	130,13	104,69	91,92	87,37	35,29	60,73	73,50	78,05
Outubro	9059,00	1768,98	7526,81	7502,88	7498,71	7498,71	59,90	35,96	31,80	31,80	31,97	55,91	60,07	60,07
Novembro	7867,60	1291,34	6723,82	6707,28	6706,57	6706,57	18,43	1,90	1,18	1,18	31,23	47,76	48,47	48,47
Dezembro	7639,00	1196,57	6588,38	6566,55	6562,36	6562,20	26,30	4,47	0,28	0,12	45,94	67,77	71,96	72,12
Total	97097,80	25295,69	76237,59	75838,48	75592,72	75462,50	1909,56	1514,04	1271,88	1145,26	612,30	1011,41	1257,18	1387,39

Apêndice I: *Payback* referente à estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga associado ao SSR

A Tabela 46 apresenta o período de retorno de investimento da instalação de um sistema de armazenamento de energia, quando simulada a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga para os limites tarifários que maximiza o indicador SSR. Estes dados são alusivos a uma potência FV instalada de 15 kWp.

Tabela 46- *Payback* do sistema de armazenamento de energia para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, (otimização da autossuficiência)

Custo do Equipamento (€/kWh)	Capacidade da Bateria (kWh)	Investimento (€)	<i>Payback</i> (Anos)
200	5	1000	9,37
	10	2000	11,34
	15	3000	13,69
	20	4000	16,54
300	5	1500	14,05
	10	3000	17,02
	15	4500	20,54
	20	6000	24,81
500	5	2500	23,42
	10	5000	28,36
	15	7500	34,23
	20	10000	41,36

Atendendo os resultados obtidos na Tabela 46, é observado uma ligeira redução do período de retorno do investimento em comparação com a estratégia convencional de operação. Porém, o número de ciclos que a bateria realiza em média por ano aumenta, atingindo os 289 ciclos. Desta forma, é possível averiguar que a utilização desta estratégia de gestão de energia não demonstra grandes vantagens em relação à estratégia convencional de operação, embora exista um controlo das descargas da bateria para satisfazer os consumos em horas de ponta. Assim, dado que a bateria está limitada apenas a descarregar num determinado período horário (ponta), esta restrição pode levar a uma menor quantidade de energia consumida pela bateria. Esta característica apresenta uma desvantagem para o ponto de funcionamento da estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, tendo em conta a maximização do indicador SSR.

Apêndice J: Simulações do sistema com reposição da bateria

Os gráficos das Figuras 62 a 70 ilustram diferentes simulação para o dimensionamento do sistema FV com baterias conectado à rede. Nestas simulações a capacidade da bateria é fixa a 20 kWh variando a potência FV instalada, determinando os indicadores tecno-económicos utilizados. Deste modo, é considerada uma bateria com um DOD de 80% e 3000 ciclos de descarga, analisando o efeito do aumento da potência FV com o funcionamento da bateria. As simulações são realizadas para um cenário de baixo custo de equipamentos, uma vez considerado o caso mais promissor para implementação destes sistemas.

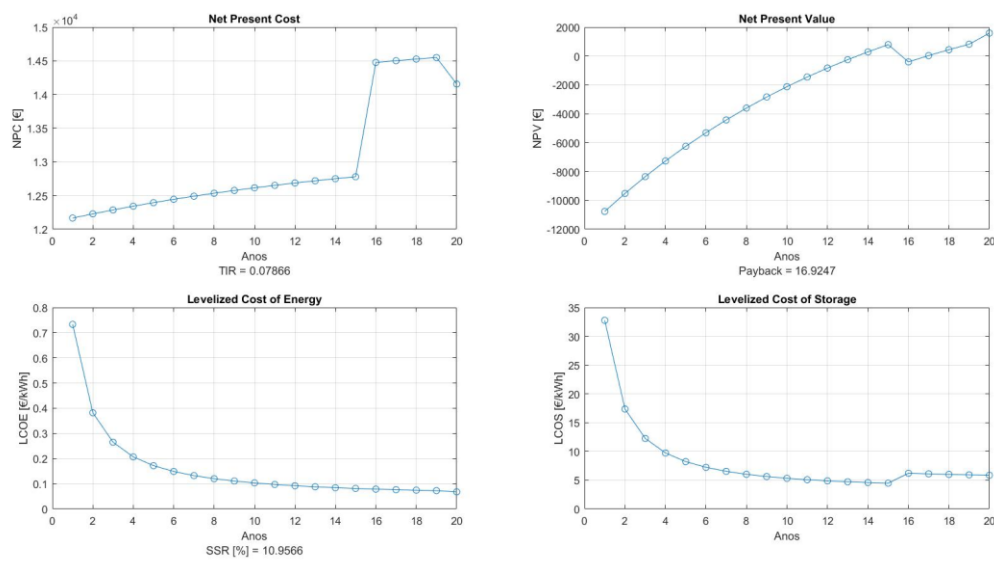


Figura 62 – Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia convencional de operação (potência FV de 7 kWp)

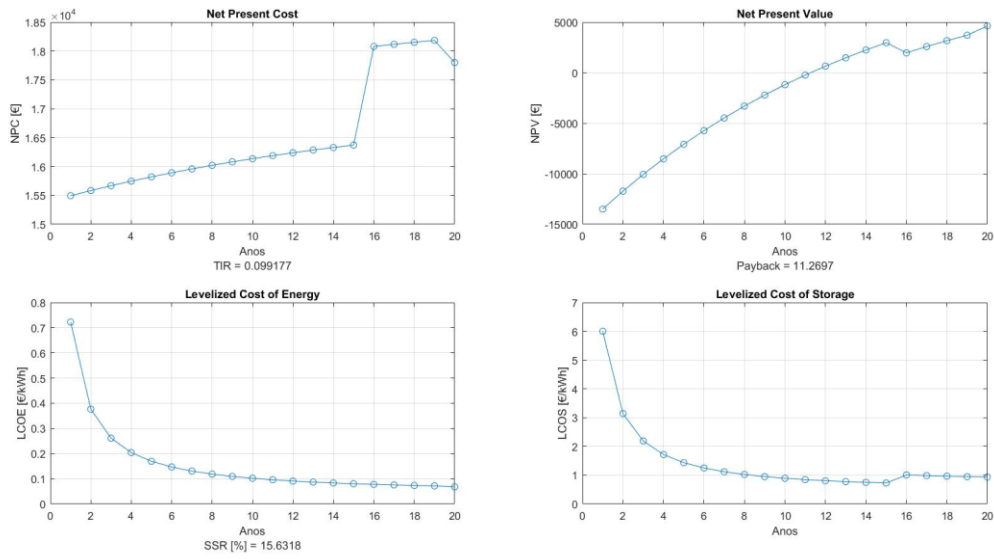


Figura 63- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia convencional de operação (potência FV de 10 kWp)

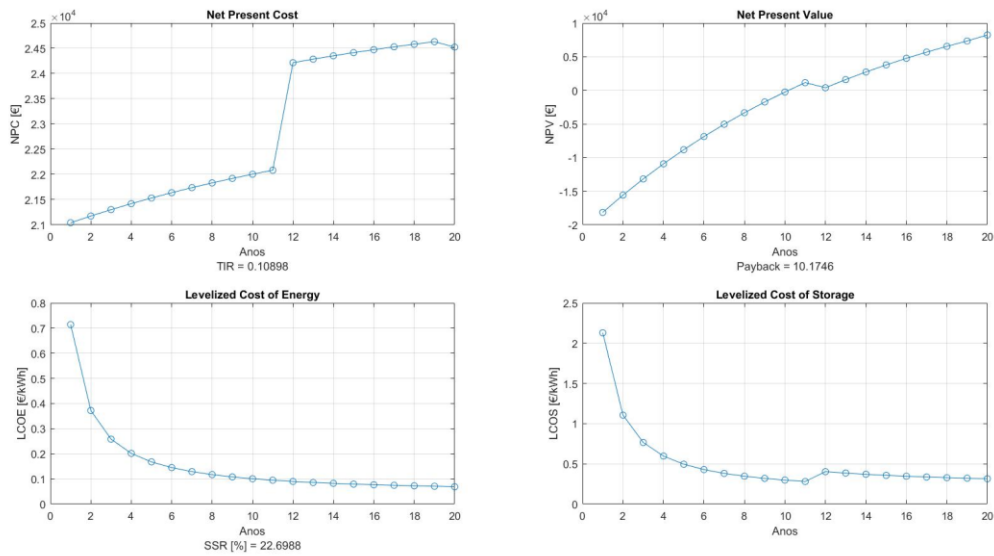


Figura 64- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia convencional de operação (potência FV de 15 kWp)

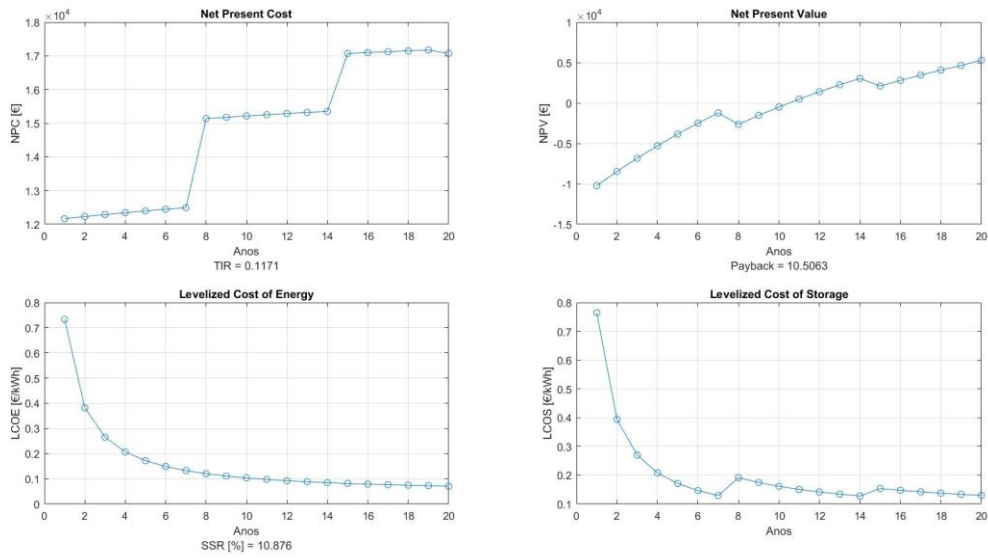


Figura 65- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização económica (potência FV de 7 kWp)

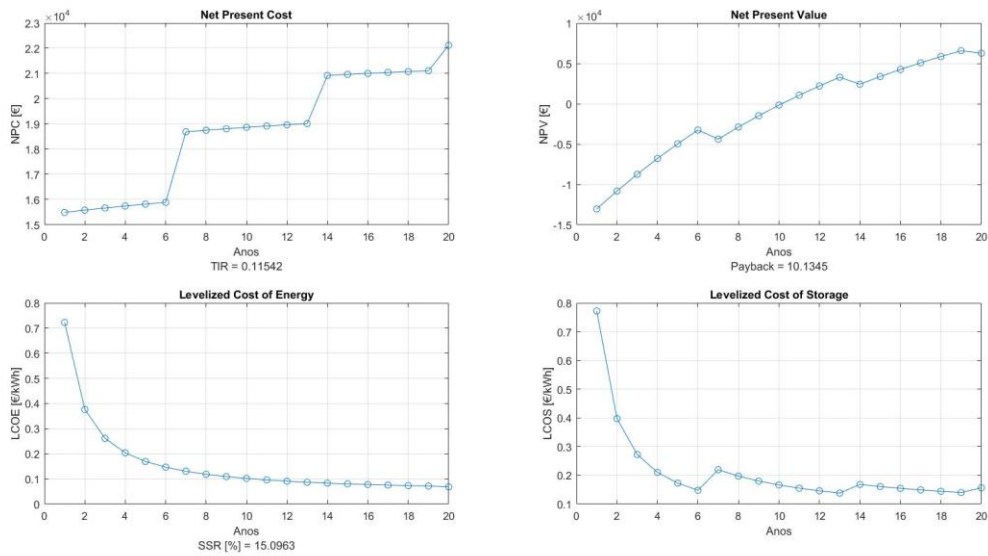


Figura 66- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização económica (potência FV de 10 kWp)

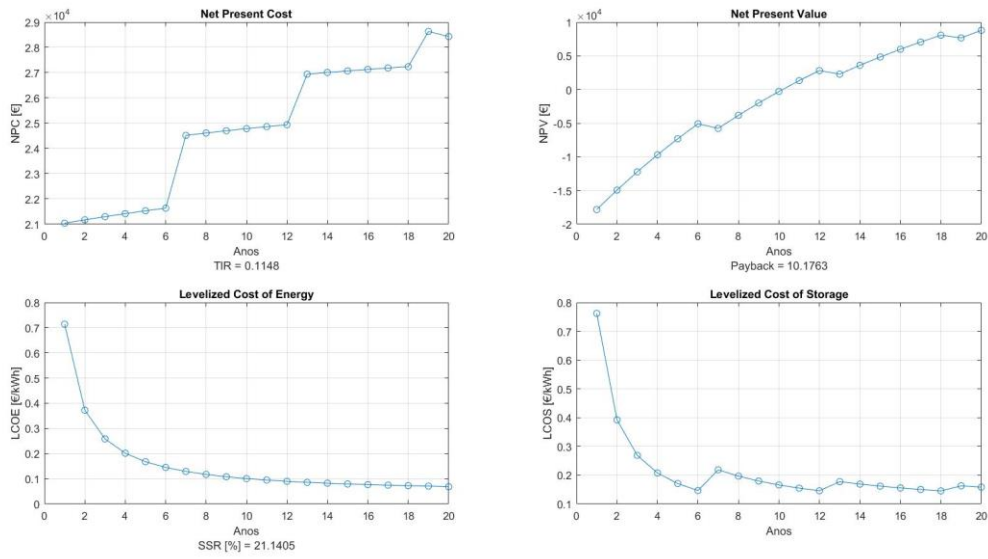


Figura 67- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização económica (potência FV de 15 kWp)

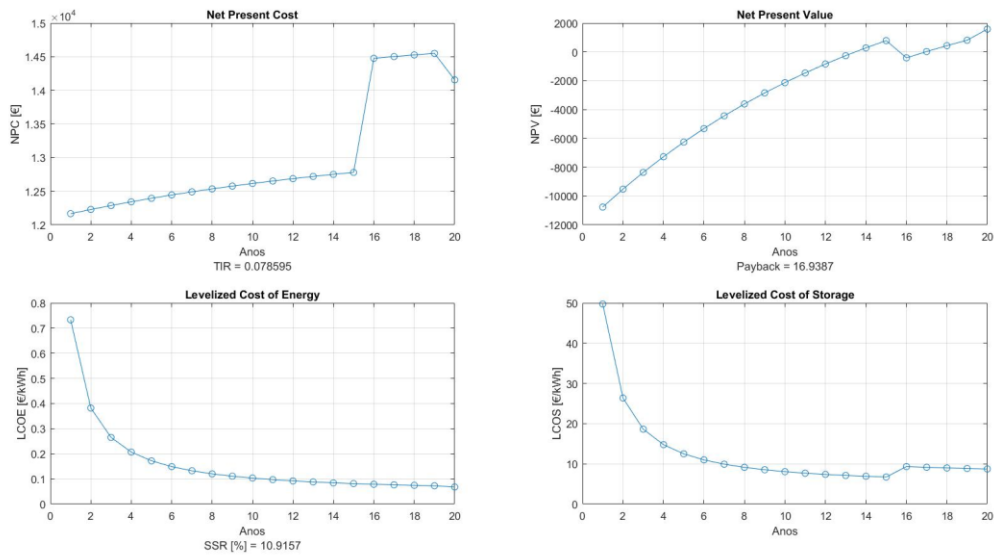


Figura 68- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização da autossuficiência (potência FV de 7 kWp)

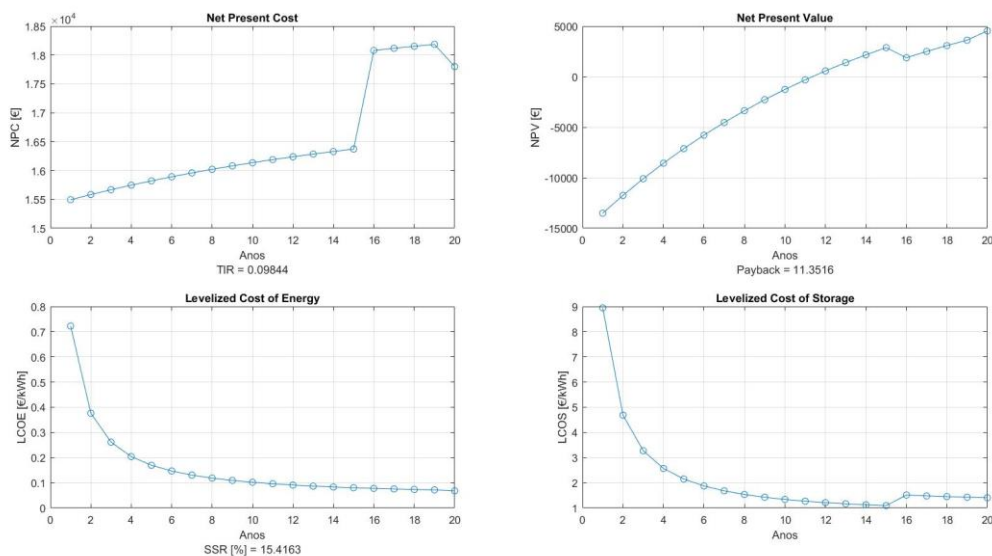


Figura 69- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização da autossuficiência (potência FV de 10 kWp)

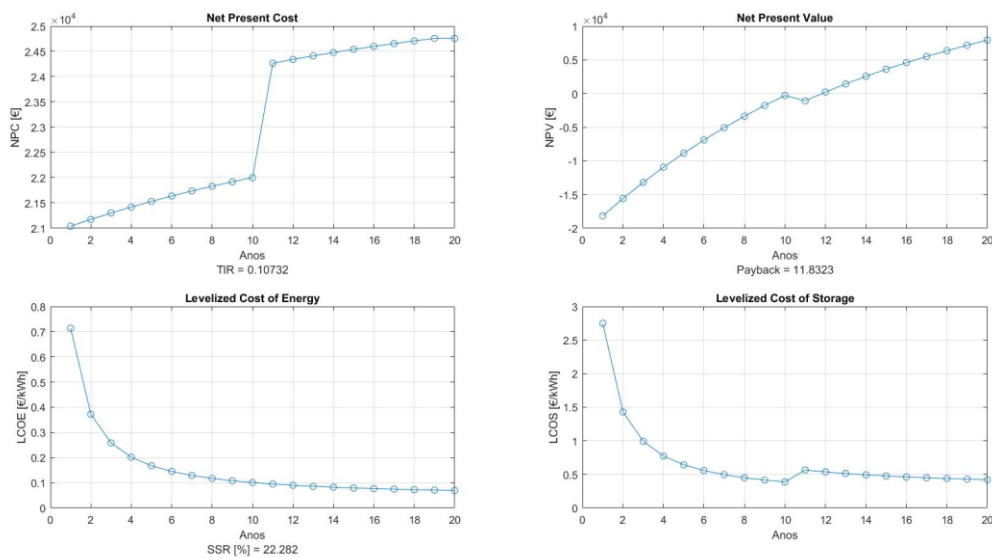


Figura 70- Cálculos dos indicadores de desempenho para a estratégia de deslocamento dinâmico do preço de carga, modo de otimização da autossuficiência (potência FV de 15 kWp)

A Tabela 47 resume os dados referentes às simulações acima efetuadas para o dimensionamento do sistema FV com baterias conectado à rede, considerando o modelo de reposição da bateria.

Tabela 47- Resultados das simulações dos indicadores de desempenho para uma bateria de capacidade fixa de 20 kWh

Estratégia de gestão de energia	Potência	Indicadores de desempenho tecno-económicos						
	FV (kWp)	SSR (%)	TIR (%)	LCOS (€/kWh)	LCOE (€/kWh)	NPV (€)	Payback (anos)	Nº de ciclos
Estratégia convencional de operação	7	10,95	7,86	5,86	0,067	1589,8	16,92	83
	10	15,63	9,90	0,93	0,068	4630,8	11,26	180
	15	22,69	10,8	0,31	0,068	8242,5	10,17	263
Estratégia de deslocamento dinâmico de preço de carga, (modo de otimização económica)	7	10,87	11,7	0,12	0,067	5300,0	10,50	406
	10	15,09	11,5	0,15	0,068	6242,0	10,13	458
	15	21,40	11,4	0,15	0,068	8796,3	10,17	480
Estratégia de deslocamento dinâmico de preço de carga, (modo de otimização da autossuficiência)	7	10,95	7,85	8,73	0,067	1584,6	16,93	75
	10	15,41	9,84	1,40	0,068	4539,9	11,35	199
	15	22,28	10,7	0,42	0,068	7948,1	11,83	289



2021

FRANCISCO ANDRÉ

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM BATERIAS LIGADOS À REDE