

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Dimensionamento de Centrais Fotovoltaicas para Autoconsumo

João Tiago Barbosa Ferreira

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira

Coorientador: Engenheiro Joaquim Guedes

Coorientador: Engenheiro Sérgio Cerdeira

18 de fevereiro de 2021

Resumo

Nesta Dissertação de Mestrado desenvolve-se uma ferramenta implementada em *Visual Basics for Applications* para o dimensionamento de soluções de autoconsumo com a adição da possibilidade de recorrer a armazenamento de energia.

Verifica-se atualmente uma maior pressão para se atingir a neutralidade carbónica. Isto veio aumentar o interesse em soluções para autoconsumo e assim reduzir a dependência da rede elétrica. O incentivo crescente dos agentes políticos de cada país tem vindo a impulsionar o seu desenvolvimento e em Portugal tem-se mostrado uma mais valia devido ao clima favorável a estas soluções. O desenvolvimento e maturação das tecnologias, levou a uma maior penetração da produção renovável, o que veio aumentar a necessidade de se escoar o excesso de produção de energia. O armazenamento de energia mostra-se então essencial como forma de se gerir estes recursos, e evitar constrangimentos provocados pelo excesso de injeção de energia na rede elétrica.

Pretende-se então com a ferramenta, que seja encontrado o número adequado de painéis fotovoltaicos a instalar, e caso se verifique vantajoso, incluir o armazenamento de energia. Para isto, são tratados os dados de consumo e irradiância de um determinado local e verificado o efeito do incremento de painéis e baterias. A cada incremento é feito um balanço energético e financeiro da solução, e verificado se desse incremento resulta uma solução melhor do que a até aqui encontrada.

Assim, é proposto um modelo iterativo que não só considera a utilização de painéis fotovoltaicos, mas que também inclui a possibilidade de se armazenar energia, tendo em consideração o funcionamento da ferramenta antes da realização deste documento.

Abstract

In this Masters Dissertation, a *Visual Basics for Applications* computing tool is developed to assist in the sizing of self-consumption solutions with the option to include electric energy storage.

Nowadays, there has been greater pressure to achieve carbon neutrality. This results in a greater interest in self-consumption solutions to reduce the dependence of the electric grid. Growing incentives from politicians of each country has been driving its development and in Portugal it has been showing an added value due to the favorable climate conditions for these solutions. The development and maturation of these technologies, led to a greater penetration of renewable production, which increased the need to drain excess energy production. Energy storage is therefore essential as a way to manage these resources, and to avoid constraints caused by the excessive injection of energy into the power grid.

The computing tool is therefore intended to find the optimal number of photovoltaic panels to be installed, and if it is beneficial, include energy storage in the solution. For this, consumption and irradiance data for a given location are treated and the effect of increased panels and storage is verified. At each increment, an energetic and financial balance of the solution is made, and to verify if this increment results in a better solution than the one found so far.

Thus, it is proposed an iterative model that not only considers the use of photovoltaic panels but also includes the possibility of storing energy, taking into account the operation of the computing tool before the realization of this document.

Agradecimentos

Não posso deixar de agradecer a todos aqueles que me acompanharam ao longo deste percurso e que, de alguma forma, o tornaram possível.

Ao Professor Carlos Moreira por todo o apoio e disponibilidade constante. Pela sua experiência e brio constante, mas principalmente por ter partilhado um pouco do seu imenso conhecimento.

A toda a equipa Ecoinside por sempre me terem feito sentir como parte integrante da equipa de trabalho, mesmo dado o distanciamento que a atual situação exige, e por nunca ter sido deixado de parte. Um agradecimento especial aos Engenheiros Joaquim Guedes, Sérgio Cerdeira e Tiago Silva, pelo imenso conhecimento que partilharam comigo, mas também à confiança depositada e toda a paciência que tiveram ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas de faculdade, amigos que de certeza levo para a vida, por me terem acompanhado no meu percurso académico e por continuarem presentes no momento do seu culminar. Por todas as experiências partilhadas, aprendizagens e amizade que certamente se irá manter.

À minha família, em especial aos meus pais, pois sei bem que se o percurso foi longo para mim, certamente também o foi para eles. Obrigado por toda a paciência e incentivo, mesmo nos momentos mais difíceis. O vosso apoio foi incansável e os maiores impulsionadores para que esta etapa fosse concluída.

Por fim, à Catarina, que me veio trazer uma força que eu não sabia que existia, por sempre me mostrar que é possível sermos melhores, e por todo o apoio quer nas conquistas, mas também nos momentos de maior fragilidade.

João Ferreira

*“Everybody is a Genius.
But if you judge a fish by it’s ability to climb a tree,
it will live it’s whole life believing that it is stupid”*

Autor Desconhecido

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização e Motivação	1
1.2	Objetivos	4
1.3	Estrutura da Dissertação	5
2	Revisão Bibliográfica	7
2.1	Produção de Eletricidade com Recursos Renováveis	7
2.1.1	Autoconsumo - Enquadramento Legal em Portugal	7
2.1.2	Comunidades de Energia Renovável	10
2.2	Produção Fotovoltaica	11
2.2.1	Tecnologias de Produção Fotovoltaica	11
2.2.2	Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos	16
2.3	Sistemas de Armazenamento de Energia	20
2.3.1	Tecnologias de Armazenamento em Baterias	20
2.3.2	Dimensionamento de Sistemas de Armazenamento em Baterias	24
2.4	Conclusões	29
3	Dimensionamento de um Sistema de Autoconsumo do Tipo Solar Fotovoltaico	31
3.1	Processo de Dimensionamento da Instalação Fotovoltaica	31
3.1.1	Recolha de Informação	31
3.1.2	Ferramenta de Apoio ao Dimensionamento	34
3.1.3	Procedimento Iterativo	36
3.1.4	Tratamento dos Resultados	43
3.2	Autoconsumo Fotovoltaico com Armazenamento Local de Energia em Baterias .	45
3.2.1	Introdução dos Dados	45
3.2.2	Procedimento Iterativo	46
3.2.3	Tratamento dos Resultados	54
3.3	Conclusões	54
4	Caso de Estudo	55
4.1	Introdução	55
4.2	Caso de Estudo - Instalação de Consumo Agrícola	56
4.2.1	Características da Instalação	56
4.3	Dimensionamento de Uma Solução de Autoconsumo sem Armazenamento . . .	57
4.4	Dimensionamento de Uma Solução de Autoconsumo com Armazenamento . . .	58
4.4.1	Escolha da bateria	58
4.4.2	Resultados	60
4.5	Considerações Finais	67

5	Conclusões e Trabalho Futuro	71
5.1	Satisfação dos Objectivos	71
5.2	Trabalho Futuro	72
A	Folhas Características utilizadas no Caso de Estudo	73
	Referências	85

Lista de Figuras

1.1	Evolução da produção de energia elétrica com recurso a renováveis [6]	3
2.1	Produção PV 2000-2030 [24]	12
2.2	Junção P-N	13
2.3	Gráfico da evolução da eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas [26]	14
2.4	Esquema de um sistema fotovoltaico acoplado à rede elétrica	17
2.5	Curva Corrente-Tensão e respetiva curva de potência de uma célula fotovoltaica .	18
2.6	Esquema representativo do funcionamento de uma bateria de iões de lítio [39] . .	22
2.7	Esquema representativo do funcionamento de uma bateria de sódio-enxofre [39]	24
2.8	Esquema representativo do funcionamento de uma bateria de fluxo redox [44] . .	25
2.9	Esquema de um sistema fotovoltaico com a utilização de baterias	26
3.1	Estimativa do número máximo de painéis	33
3.2	Exemplo diagrama de cargas - Potência média ativa (kW) para cada intervalo de 15 minutos	35
3.3	Exemplo radiância - IHG (w/m^2)	35
3.4	Introdução dos Diagramas de Carga	36
3.5	Esquema das principais etapas do processo iterativo	38
3.6	Exemplo de sincronização dos dados - a cada fila corresponde um registo c . . .	39
3.7	Fluxograma da análise de cada registo c	40
3.8	Resumo da informação relativa à instalação	43
3.9	Exemplo de gráfico obtido da energia total produzida e consumida para um mês de julho	44
3.10	Esquema das principais etapas do processo iterativo com baterias	48
3.11	Esquema das principais variáveis do modelo da bateria	49
3.12	Relatório financeiro resultante da análise dos 1 anos de contrato	54
4.1	Gráfico do consumo médio de cada mês ao longo de um ano da exploração agrícola (kWh)	56
4.2	Gráfico de energia de produção, consumo e estado de carga da bateria para o dia 5 de março	62
4.3	Gráfico de potência e estado de carga durante o carregamento e descarga da bateria - março	62
4.4	Gráfico de energia de produção, consumo e estado de carga da bateria para o dia 9 de julho	64
4.5	Gráfico de potência e estado de carga durante o carregamento e descarga da bateria - julho	64

4.6	Gráfico de energia de produção, consumo e estado de carga da bateria para o dia 5 de março, com a influência do inversor	69
4.7	Gráfico de potência e estado de carga durante o carregamento e descarga da bateria com inversor - março	69
A.1	Folha característica do módulo fotovoltaico utilizado	75
A.2	Folha característica do inversor solar utilizado	77
A.3	Folha característica da bateria de alta tensão utilizada	79
A.4	Folha característica da bateria de baixa tensão utilizada	81
A.5	Folha característica do inversor de bateria utilizado	83

Lista de Tabelas

2.1	Metas de Portugal em matéria de energia e clima - PNEC 2030 [16]	8
2.2	Fabricantes com maior quota de mercado no 4º quarto de 2020 - BloombergNEF [27]	15
2.3	Sumário das tecnologias fotovoltaicas mais utilizadas no mercado	16
2.4	Principais características das tecnologias mais relevantes - adaptado de [37]	20
2.5	Principais características de diferentes baterias Li-ion - adaptado de [37]	23
3.1	Dados a introduzir pelo utilizador	37
3.2	Dados a introduzir pelo utilizador referentes ao modelo de bateria	46
4.1	Dados considerados na instalação	57
4.2	Principais características do módulo fotovoltaico utilizado	58
4.3	Valores médios mensais de energia e potência exigidos pelo sistema	59
4.4	Principais características da bateria de alta tensão	60
4.5	Tabela resumo da comparação do teste de sensibilidade do preço de referência - alta tensão	65
4.6	Tabela resumo da comparação do teste com diferentes c-rate	66
4.7	Principais características da bateria de baixa tensão	67
4.8	Tabela resumo da comparação do teste de sensibilidade do preço de referência - baixa tensão	68
4.9	Tabela resumo do teste com a utilização do inversor	68

Abreviaturas e Símbolos

AC	<i>Alternate Current</i> - Corrente Alternada
AH	Ampère-hora
AT	Alta Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CdTe	Telureto de cádmio
CER	Comunidades de Energia Renovável
CPV	Fotovoltaicos de Concentração
DC	<i>Direct Current</i> - Corrente Contínua
DoC	<i>Depth of Charge</i> - Profundidade de Carga
DoD	<i>Depth of Discharge</i> - Profundidade de Descarga
EMCD	Energia Máxima Carga/Descarga
EMCDE	Energia Máxima Carga/Descarga Efetiva
EMCE	Energia Máxima de Carga Efetiva
EMDE	Energia Máxima de Descarga Efetiva
GEE	Gases de Efeito Estufa
GIGS	Seleneto de Cobre, Índio e Gálio
IEA	<i>International Energy Agency</i> - Agência Internacional de Energia
IHG	Irradiância Horizontal Global
kW	kilo-watt
kWh	kilo-watt-hora
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> - Custo Nivelado de Energia
LCOS	<i>Levelized Cost of Storage</i> - Custo Nivelado de Armazenamento
LI	Limite Inferior
Li-ion	Iões de Lítio
LS	Limite Superior

MAT	Muito Alta Tensão
MPP	<i>Maximum Power Point</i> - Ponto Máximo de Potência
MT	Média Tensão
NaS	Sódio-Enxofre
NiCd	Níquel-Cádmio
NiMH	Níquel-hidreto Metálico
PHP	Potência de Hora de Ponta
PME	Pequenas e Médias Empresas
PV	Energia Fotovoltaica
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RFB	Baterias de Fluxo Redox
SAB	Sistemas de Armazenamento em Baterias
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SOC	Estado de Carga
TIR	Taxa Interna de Retorno
UGB	Unidade Gestão de Bateria
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
UPS	<i>Uninterrupted Power Supply</i> - Fonte de Energia Ininterrupta
VAL	Valor Atual Líquido
VBA	<i>Visual Basics for Applications</i>
VE	Veículo Elétrico
VRB	<i>Valve Regulated Battery</i> - Bateria de Válvula Regulada
VRLA	<i>Valve Regulated Lead Acid</i> - Válvula Regulada de Chumbo Ácido
W	Watt
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> - Custo Médio Ponderado do Capital
Wh	Watt-hora

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização e Motivação

Nas últimas décadas, o sistema elétrico tem vindo a sofrer várias alterações. Só existia produção de energia em grandes centrais de produção, que incluem centros produtores com recurso a combustíveis fósseis, nuclear ou grandes centros produtores hídricos. Isto leva à necessidade de grande parte dos países importar estes recursos, geralmente de zonas instáveis e em conflito, ou recorrer à energia nuclear. Também os grandes centros produtores estão, por norma, localizados longe dos grandes centros de consumo, o que exige que o transporte de energia seja feito por grandes distâncias, havendo maiores custos associados ao reforço da rede de transporte.

Com o aumento da consciência ambiental e necessidade de um sistema de produção mais fiável e independente, verifica-se uma maior tendência para a utilização de energias renováveis na produção de energia elétrica. De forma a encorajar novos investimentos na área das energias renováveis, foram criadas políticas de incentivo à sua implementação, bem como penalizações sobre o nível de emissões de carbono [1]. Posto isto, em 2014, e com o objetivo de ver cumprido o Acordo de Paris [2], a Comissão Europeia entrou em concordância sobre a posição da União Europeia para a energia e o clima em 2030. Foram decretados quatro grandes objetivos [3]:

- Objetivo obrigatório para os Estados-membro de reduzir em pelo menos 40% as emissões de gases de efeito estufa (GEE) até 2030, comparado ao valor que se verificava em 1990;
- O consumo de energia ser, no mínimo, proveniente em 32% de energias renováveis, ao nível da União Europeia;
- Melhoria, de pelo menos, 32,5% em eficiência energética comparado com projeções realizadas do consumo de energia primária para 2030;
- Suportar a conclusão do mercado energético interno, alcançando a interconexão do sistema elétrico entre países de 10%, com carácter urgente, o mais tardar em 2020, em particular nos países Bálticos e na Península Ibérica. O objetivo em 2030 é este valor chegar aos 15%;

Entretanto, as ambições relativas às emissões de GEE em 2030, foram mais recentemente atualizadas para uma redução de pelo menos 55% comparado aos valores que se verificavam em 1990. Ao utilizar a energia de forma mais eficiente e como consequência consumir menos energia primária, os países europeus podem baixar as suas faturas energéticas, ajudar a proteger o ambiente, melhorar a qualidade de vida e reduzir a dependência da União Europeia de fornecedores externos de petróleo e gás. No entanto, estes ganhos devem superar os custos associados. Com isto, os esforços são virados para setores onde os potenciais ganhos com o aumento da eficiência são maiores. O aumento da interconexão do sistema elétrico representa uma maior segurança do fornecimento de energia e que permite uma maior integração de renováveis no mercado energético. Se necessário, um país pode recorrer aos seus vizinhos para importação de energia caso essas infraestruturas existam. Estas metas foram implementadas com o grande objetivo de em 2050 os países da União assegurarem a neutralidade carbónica das suas emissões. [4].

A percentagem de utilização de energias renováveis a nível global na produção da energia elétrica subiu em quase 28% no primeiro trimestre de 2020, face aos 26% que se verificavam no mesmo período de 2019. Este aumento veio em detrimento, na sua maioria, do carvão e do gás, apesar destes ainda representarem perto de 60% de toda a produção mundial. Também no primeiro trimestre de 2020, a produção na forma de energia fotovoltaica (PV) e eólica chegou aos 9%, face aos 8% do mesmo período em 2019 [5]. Face à atual crise pandémica, a indústria das energias renováveis enfrentou disrupção das suas cadeias de fornecimento e decréscimo na instalação de novos centros produtores devido em grande parte ao confinamento que se verificou um pouco por todo o mundo. No entanto, em locais como a China, responsável por 70% da produção global de módulos PV, já é visível um retorno à normalidade na produção. Por outro lado, as cadeias de distribuição de componentes para produção eólica encontram-se mais dispersos a nível global. O confinamento em locais como a Índia, Estados Unidos e Europa, tem provocado maiores atrasos na produção, uma vez que para a construção de turbinas eólicas, são necessários diferentes componentes, muito dependentes do transporte por via marítima. No entanto, em alguns países já se verificam atenuações nas medidas de confinamento, como forma de reviver as indústrias e a economia [5]. No gráfico da Figura 1.1, é possível verificar a evolução da produção de energia renovável, com a hídrica a ser uma tecnologia já bastante explorada, dando lugar a um crescimento mais acentuado nos últimos anos de energia eólica e solar. Nas outras renováveis estão compreendidas a energia geotérmica, a biomassa, das ondas e marés. No entanto, é de esperar que a energia hídrica continue a servir como base de produção, uma vez que apresenta uma menor variabilidade e maior controlabilidade, especialmente quando estão em causa reservatórios, o que é uma solução eficaz para fornecer serviços de sistema ao sistema elétrico.

Portugal é um país onde a implementação de produção renovável se tem mostrado vantajoso, em grande parte devido ao clima favorável, tanto para a produção fotovoltaica, como eólica. Surge como um país que tem apostado no domínio da política climática, tendo cumprido com os objetivos estabelecidos no Protocolo de Quioto [7], assim como com as metas definidas para 2020 de redução GEE, e aposta nas energias renováveis e na eficiência energética. Então, nas últimas duas décadas, tem-se observado uma mudança de paradigma da produção elétrica em Portugal

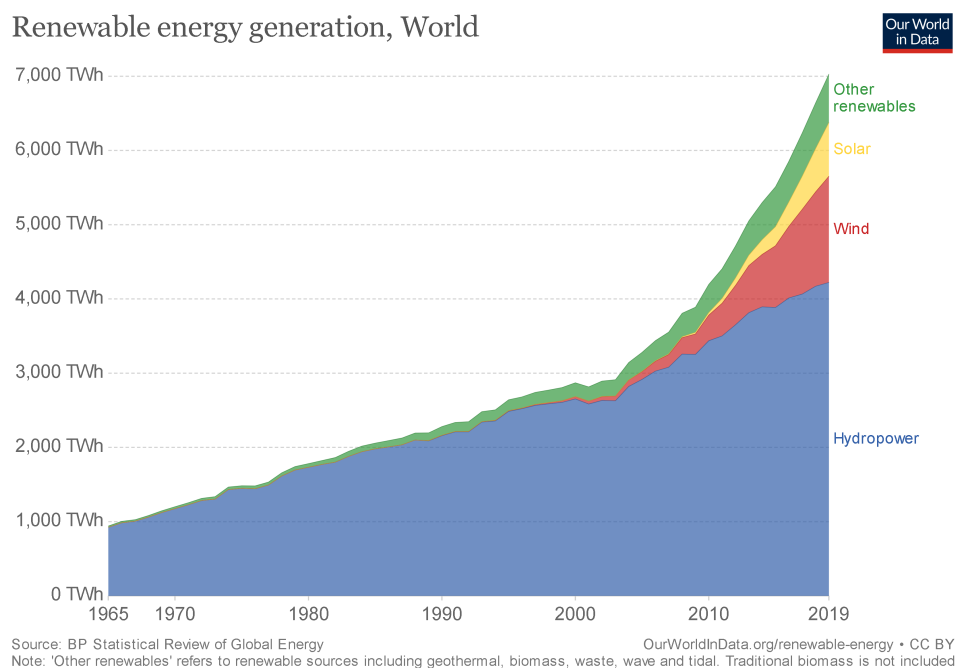


Figura 1.1: Evolução da produção de energia elétrica com recurso a renováveis [6]

em relação ao modo como esta é obtida. Desde 2005 que se verifica um aumento gradual da potência instalada de origem renovável, com uma taxa de crescimento anual média de 7%. Mais recentemente, a produção com recurso a combustíveis fósseis tem vindo a decrescer. Durante os primeiros cinco meses de 2020, a produção elétrica de fontes renováveis em Portugal Continental foi de 71,6%, equivalente a 14 387 GWh. Por outro lado, os centros produtores térmicos fósseis foram responsáveis por 28,4%, que corresponde a 5 695 GWh [8].

À escala dos consumidores (domésticos e industriais) desde cedo se verificaram iniciativas de promoção de exploração da produção local de energia elétrica. São disto exemplo a promoção da microgeração doméstica - Decreto-lei n.º 363/2007 [9] - ou a promoção da minigeração - Decreto-lei n.º 34/2011 [10] - que para além de permitir ao produtor consumir a eletricidade produzida na sua instalação, permite-lhe vender a totalidade dessa eletricidade à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) com tarifa bonificada. Mais recentemente, e com a redução substancial do custo tecnológico de várias soluções de produção de energia, tem vindo a ser amplamente promovido o conceito de autoconsumo de energia - Decreto-lei n.º 153/2014 [11]. Permite aos consumidores, empresas ou individuais, produzir a sua própria energia, e assim, reduzir a sua dependência da rede elétrica e dos custos sobre a eletricidade. Tem sido também essencial na gestão de cargas ao nível do sistema de distribuição. O enquadramento legal em Portugal sobre o autoconsumo é revisto no Capítulo 2.

Com a elevada penetração das energias renováveis, nomeadamente a produção eólica e PV, o grande desafio na gestão da rede elétrica passa pelo balanço entre as necessidades dos consumidores e a energia produzida. Por se tratar de uma fonte de energia de elevada variabilidade temporal,

é urgente encontrar soluções viáveis que permitam igualar esta produção dispersa com as exigências das cargas locais. Apesar das medidas tomadas no reforço da rede elétrica e a possibilidade de existirem cargas flexíveis, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) permitem compensar a diferença entre a produção e o consumo, ao armazenar nos períodos de produção e coordenar o fornecimento de energia da forma mais vantajosa, consoante o perfil do consumidor [12]. Existe então um problema global no Sistema Elétrico de Energia (SEE): o equilíbrio entre a carga e a geração. Se uma porção da geração é variável e não controlável (renováveis), esta tarefa é mais difícil e exige recursos para tal - ou à custa da produção convencional, ou soluções mais avançadas com base em cargas flexíveis. Devido à presença de produção renovável em determinadas zonas da rede, podem haver problemas de natureza mais local (congestionamentos, problemas de tensão), que têm que ser resolvidos a esse nível mais local e onde os SAE e as cargas flexíveis podem ajudar.

Dada a diversidade de tecnologias que compõem os SAE, e sendo que cada uma tem os seus benefícios e limitações, a sua escolha deve ser adequada à sua aplicação [13]. Em relação aos Sistemas de Armazenamento em Baterias (SAB), tem-se verificado um maior investimento e inovação. Isto resulta do facto de se tratar de uma tecnologia com um tempo de resposta mais eficaz, uma baixa autodescarga, elevada eficiência e possibilidade de escalabilidade devido ao seu tamanho compacto [14]. Diferentes tecnologias a respeito das baterias serão discutidas neste trabalho.

No caso de se ter um sistema PV mais SAB, havendo excesso de produção face ao consumo, a energia pode ser armazenada no sistema de baterias. Em último caso, quando as baterias estiverem no limite da sua capacidade, injeta-se a energia produzida na rede pública, sendo que é esta porção de energia injetada que queremos minimizar com a instalação de um SAB. Esta opção é composta pelo sistema PV mais inversor solar, e as baterias também com um inversor/controlador de carga dedicado. Cada um dos inversores faz a conversão DC/AC. Atualmente, já existem opções híbridas de inversores que permitem a ligação do *array* de PV e do sistema de baterias a um único aparelho que realiza a conversão. Estes últimos são sistemas mais avançados com opção de, para além da conversão, realizar o controlo de carga/descarga.

Perante o atual cenário de franco desenvolvimento das soluções de base renovável a serem exploradas por vários tipos de consumidores, o mercado tem assistido à afirmação de múltiplas empresas neste domínio de atividade, com capacidade para conceber, dimensionar e instalar soluções de produção orientadas ao autoconsumo de energia. A **Ecoinside**, sendo uma empresa que se afirma como uma referência nas áreas da eficiência energética e sustentabilidade, pretende aumentar o seu portfólio de soluções. Com isto, é o seu objetivo acrescentar à sua ferramenta de apoio ao dimensionamento de centrais fotovoltaicas, a opção de incluir a utilização de armazenamento, e estudar assim a viabilidade da sua utilização nos diversos desafios propostos.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho centra-se no dimensionamento de soluções de autoconsumo baseadas em sistemas de produção do tipo PV, considerando a possibilidade de integrar SAE.

Assim sendo, apresentam-se de seguida os objetivos específicos:

1. Revisão das soluções tecnológicas mais relevantes aplicáveis em sistemas de autoconsumo, nomeadamente de produção fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia;
2. Identificação do enquadramento regulatório aplicável ao autoconsumo;
3. Desenvolvimento de um estudo de conceção e dimensionamento de soluções para uma aplicação específica, tendo como ponto de partida software já existente na **Ecoinside**;
4. Desenvolvimento de um algoritmo específico para o dimensionamento de uma solução de autoconsumo envolvendo a utilização de soluções de armazenamento de energia;
5. Integração do algoritmo desenvolvido na ferramenta de dimensionamento de centrais fotovoltaicas da **Ecoinside** e realização de testes para verificação do seu desempenho.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este documento é composto por cinco capítulos. Neste primeiro, são referidas as principais motivações, a nível nacional e internacional, para o forte crescimento das energias renováveis, justificando o interesse nestas soluções para uma empresa como a **Ecoinside**.

O capítulo 2 começa por apresentar a regulamentação sobre o autoconsumo em vigor. São também descritas as tecnologias e o funcionamento das soluções de fotovoltaico e armazenamento de energia presentes no mercado. Por fim, são revistos modelos para armazenamento de energia já existentes.

No capítulo 3, numa primeira fase, é explicado o dimensionamento de uma central só com recurso a fotovoltaico, com a utilização da ferramenta em *Visual Basics for Applications(VBA)* já existente. Posteriormente, é exposto o algoritmo utilizado e a sua adaptação à ferramenta do ponto anterior.

No capítulo 4, com o recurso a um caso real, é feito um estudo do desempenho da ferramenta com a possibilidade de incluir, ou não, uma solução de armazenamento de energia no final.

Por fim, no capítulo 5 encontram-se as conclusões relativas a este documento, bem como as propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Produção de Eletricidade com Recursos Renováveis

A evolução a nível europeu da promoção da energia de fontes renováveis dá uma maior importância ao autoconsumo. Com medidas como a Diretiva (UE) 2018/2001 [15], relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, onde são definidos os conceitos de autoconsumidores de energia renovável e de autoconsumidores de energia renovável que atuam coletivamente, bem como o de Comunidades de Energia Renovável (CER). Este conceito permite aos autoconsumidores produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade sem grandes encargos associados.

Portugal pretende estar na vanguarda da transição energética, e propõe-se no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030(PNEC 2030) [16], a atingir os objetivos dispostos na tabela 2.1.

No âmbito deste plano, a disseminação de produção descentralizada de eletricidade proveniente de fontes renováveis ganha uma maior relevância, como forma de alcançar as metas estabelecidas. Atingir 47% de renováveis no consumo final de energia implica que estas tenham uma contribuição de pelo menos 80% da produção de eletricidade. O mesmo documento afirma que o contributo da produção descentralizada será fundamental para alcançar este objetivo, nomeadamente na produção solar, que deverá atingir pelo menos 1GW de potência instalada em 2030.

2.1.1 Autoconsumo - Enquadramento Legal em Portugal

Em 1995 foi aprovado o quadro organizativo do sistema elétrico nacional que estabelecia a coexistência de um sistema elétrico de serviço público e um sistema elétrico independente que seguia uma lógica de mercado, sendo novamente alterado em 1997 [17].

Posteriormente, em 2006, foi revista esta forma de organização, e em concordância com a estratégia nacional para a energia, aprovado o Decreto-Lei n.º 29/2006 ([18]), onde são estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício de atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, tendo como objetivo um crescimento de um mercado livre e concorrencial. Ao contrário do anterior regime, este define que as atividades de produção e comercialização são exercidas em

Tabela 2.1: Metas de Portugal em matéria de energia e clima - PNEC 2030 [16]

	Resultados 2016	Meta 2020	Meta 2030
Emissões GEE 2030	-22%	-18% a -23%	-45% a -55%
Eficiência Energética	23%	25%	35%
Renováveis	28,5%	31%	47%
Renováveis nos transportes	7,5%	10%	20%
Interligações elétricas	8%	10%	15%

regime de livre concorrência, com necessidade de obtenção de licença de produção. A produção de eletricidade integrava a classificação de produção em regime ordinário e produção em regime especial. A este último corresponde a produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos renováveis ou a produção combinada de calor e eletricidade ou cogeração. Este foi um grande passo para o abandono da lógica de planeamento centralizado dos centros produtores.

Em 2007, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 363/2007([9]), foi aprovado um regime simplificado aplicável à microprodução de eletricidade. A microprodução, como atividade de produção de eletricidade em baixa tensão e com possibilidade de entrega de energia à rede elétrica pública, foi regulada pelo Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março. Este de 2007, prevê no entanto que, a eletricidade produzida se destine na sua maioria a consumo próprio, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros ou à rede pública, com um limite de 150 kW, no caso da rede pública. Veio então este Decreto-Lei simplificar significativamente o regime de licenciamento existente. Em 2010 e 2013 saíram novas atualizações face ao Decreto-Lei n.º 363/2007, que reviam essencialmente os regimes remuneratórios aplicáveis às referidas formas de produção de eletricidade, bem como correspondentes regras de relacionamento comercial.

A 20 de Outubro de 2014 foi aprovado na Assembleia da República, o Decreto-Lei n.º 153/2014 [11], que aprova os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade. Esta pode ser vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público, por meio de Unidades de Pequena Produção (UPP) através de recursos renováveis. Devem ser baseadas numa só tecnologia de produção, e cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW. A energia produzida pode também ser destinada ao autoconsumo no local associado à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica de serviço público, com produção renovável ou não renovável, através de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC).

Segundo o n.º2 do artigo 4.º deste Decreto-Lei, a exploração das UPP está sujeita a um registo prévio e obtenção de um certificado de exploração. No caso das UPAC, o procedimento para início de exploração depende das dimensões da mesma e da intenção de, no caso da energia produzida não ser toda consumida na instalação, ser vendida à RESP nos termos do artigo 24.º deste Decreto-Lei. Este artigo decreta a remuneração da energia proveniente das UPAC, que é calculada da seguinte forma:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2.1)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$ - Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em euros
- $E_{fornecida,m}$ - Energia fornecida no mês m , em kWh
- $OMIE_m$ - Valor resultante da média aritmética dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal, relativos ao mês m , em €/kWh
- m - Mês a que se refere a contagem de eletricidade fornecida à RESP

No ponto f) do artigo 8.º do mesmo Decreto-Lei, estão definidos os deveres do autoconsumidor e decreta que o dimensionamento da UPAC deve ser feito de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia consumida na instalação.

Neste seguimento, e mais recente, o artigo 3.º do Decreto-Lei 162/2019 [19] determina que para a exploração das UPAC com potência superior a 350 W e igual ou inferior a 30 kW, ou caso não haja ligação à RESP, apenas é necessária uma comunicação prévia. Já unidades com potência superior a 30 kW e igual ou inferior a 1MW, ou inferior a 30 kW mas que o titular pretenda fornecer à RESP, carecem de registo prévio e obtenção de certificado de exploração. Uma UPAC com potência instalada superior a 1MW depende da obtenção de licença de produção e de licença de exploração. Por fim, não necessitam de controlo prévio as UPAC com potência instalada não superior a 350 W, exceto quando se destine a fornecer à RESP a energia não consumida na instalação de utilização.

No caso de se tratar de uma UPAC, a energia excedente do autoconsumo pode ser transacionada, como definido no artigo 4.º do Decreto-Lei 162/2019 [19]:

- Em mercado organizado ou bilateral, através de contrato de aquisição de energia renovável;
- Recorrendo ao participante no mercado com o pagamento de um preço acordado entre as partes;
- Através do facilitador de mercado.

Segundo o artigo 5.º do mesmo Decreto-Lei, podem proceder à atividade de autoconsumo, através de UPAC, e independentemente do nível de tensão, os autoconsumidores individuais, autoconsumidores coletivos e as CER. Os autoconsumidores coletivos, devem estar organizados em relação de vizinhança próxima, como condomínios, moradias, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas localizadas numa área delimitada.

No artigo 7.º, é feita referência aos sistemas de armazenamento, que refere que combinados a instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo não são sujeitos a duplicação de encargos, como encargos de acesso à rede.

Também o artigo 16.º refere que é obrigatória a contagem de energia elétrica total produzida pela UPAC:

- No autoconsumo coletivo;
- Autoconsumo individual, quando houver ligação à RESP e potência instalada superior a 4kW;
- É obrigatória a contagem de energia elétrica extraída ou injetada em unidades de armazenamento associadas a UPAC, quando estas se encontram ligadas à RESP, caso estas apresentem uma instalação elétrica separada da UPAC ou do local de consumo.

O regime de pequena produção, através de UPP, era regulado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014 [11], que permitia ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à rede pública de eletricidade onde a tarifa era atribuída com base num modelo de licitação, onde os interessados ofereciam descontos à tarifa de referência, sendo absolvidos os regimes remuneratórios previstos na mini-produção e microprodução. Para estas instalações a potência de ligação, em cada ano civil, não pode ser superior à quota anual de 20 MW.

Mais tarde, esse foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019 [20], de 3 de Junho, encontrando-se essa matéria atualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 172/2006 [21], de 23 de agosto. Devido ao desenvolvimento e redução do custo de investimento das tecnologias de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis o interesse nessa atividade acentuou. A dificuldade de receção de energia da Rede Elétrica de Serviço Pública (RESP) evidenciou a vantagem da adoção de procedimentos de natureza concorrencial em detrimento da realização de sorteios, na produção em regime de produção especial. Esta escassez de disponibilidade de receção inverteu o procedimento de atribuição de licença de produção, sendo necessário o título de reserva de capacidade de receção da RESP como condição prévia ao início do processo de atribuição de licença de produção.

Segundo o mesmo Decreto-Lei de 2019, está previsto que produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis, baseados numa só tecnologia de produção, com capacidade instalada até 1MW, para a venda total de energia à rede, um regime de registo prévio e obtenção de certificado de exploração.

O artigo 19.º deste mesmo Decreto-Lei determina que o titular da licença de produção tem o direito de vender energia elétrica em mercados organizados ou através de contratos bilaterais e comprar energia elétrica até ao limite da sua capacidade de produção. Pode também estabelecer e explorar linhas diretas para comercialização a clientes finais.

2.1.2 Comunidades de Energia Renovável

Na Diretiva (UE) 2018/2001 [15], são definidas medidas de incentivo à implementação das CER aos Estados-membro. Este decreta no artigo 2.º que uma CER é uma entidade jurídica que, de acordo com o direito nacional aplicável, tem uma participação aberta e voluntária, autónoma e controlada por acionistas ou membros que se encontram localizados na proximidade dos projetos de energia renovável. Os acionistas, ou membros, são compostos por pessoas singulares, Pequenas e Médias Empresas (PME), ou autoridades locais incluindo municípios. O objetivo principal é proporcionar benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de apenas lucros financeiros.

Em Portugal, a legislação referente às CER ainda está em desenvolvimento, sendo que são atualmente reguladas pelo Decreto-Lei n.º 162/2019 [19] e pela Portaria n.º 16/2020 [22]. O artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 162/2019 é exclusivamente dedicado às CER. Todo o consumidor final tem o direito de participar numa CER, mantendo as suas obrigações e direitos como consumidor final. As CER podem:

- Produzir, armazenar e vender energia renovável, nomeadamente através de contratos de energia renovável;
- Partilhar a energia renovável produzida pelos proprietários das unidades de produção;
- Aceder a todos os mercados de energia adequados

O artigo 20.º do presente Decreto-Lei define o regime aplicável sobre as comunidades, onde as instalações de produção estão sujeitas a registo ou licença de produção, e que em matéria de direitos, deveres e contagem de energias são aplicáveis as regras do autoconsumo coletivo, definido no artigo n.º 6.

Na Portaria n.º 16/2020, são definidas as taxas aplicáveis aos procedimentos administrativos relativos ao autoconsumo e CER.

2.2 Produção Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é atualmente a forma de produção de eletricidade mais barata em muitos países e segmentos de mercado. O preço de módulos PV diminuiu em mais de 90% e os sistemas PV em 80% durante a última década e continuam a diminuir de acordo com uma taxa constante de 39,8% para módulos fotovoltaicos entre 2006 e 2018. Motivado pela produção de excelência da China e investimento financeiro por parte de diversos países, é uma das tecnologias onde se verificou uma das descidas de preço mais acentuada. Em países como a Alemanha, verificaram-se incentivos de tarifa-fixa que, aliado às políticas europeias, aumentou a procura por esta solução. Em 2017, a instalação de parques produtores PV via preços na ordem dos 0,80\$/Wp para mais de 50% de todo o mercado. Em 2018 e 2019 continuou a observar-se declínio dos preços para valores inferiores a 0,50 \$/Wp [23].

A produção PV aumentou em 22% (mais 131 TWh) em 2019 e foi a segunda forma de produção renovável com maior crescimento, um pouco atrás da eólica e à frente da hídrica [24]. Na figura 2.1, é demonstrada uma previsão de um relatório da Agência Internacional de Energia (IEA) para a produção PV em 2030. Em 2019 foram atingidos 720 TWh e é previsto em 2030 atingir os 3 268 TWh. Estes dados vêm reforçar a ideia que a energia solar continua em crescimento.

2.2.1 Tecnologias de Produção Fotovoltaica

Como já foi dito, a produção fotovoltaica é atualmente uma tecnologia de produção renovável com um considerável desenvolvimento.

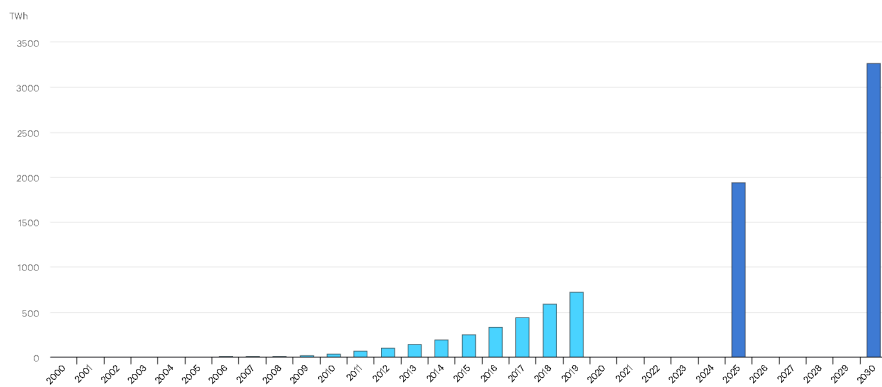


Figura 2.1: Produção PV 2000-2030 [24]

As células solares que compõem os painéis fotovoltaicos, são na sua maioria feitas de silício, um material com propriedades semicondutoras. Este material é dopado com pequenas quantidades de impurezas, normalmente fósforo e boro. Se feito com fósforo, é chamado tipo-N, de negativo devido ao excesso de elétrons. No caso de ser feito com boro, é chamado tipo-P, de positivo, pelo déficit de elétrons. Depois estas camadas de tipo-P e tipo-N podem ser agregadas de várias formas, dependendo da tecnologia, sendo a mais comum, uma de cada, formando uma junção única (junção P-N - figura 2.2). A luz solar é essencialmente composta por fótons, sendo que estes podem ser considerados uma unidade discreta de energia armazenada. Quando a radiação solar atinge a célula fotovoltaica, parte dos fótons podem ser absorvidos. Havendo um circuito externo, a diferença de tensão conduz os elétrons da camada tipo-N para a camada tipo-P. Como consequência, é gerada corrente elétrica contínua no circuito externo. A este fenómeno dá-se o nome de efeito fotovoltaico. [25]

As eficiências das diferentes tecnologias em laboratório estão apresentadas na figura 2.3. Apesar de certas tecnologias de multijunção atingirem em laboratório eficiências superiores a 30%, em aplicações reais e nas tecnologias mais utilizadas, as eficiências rondam os 20%.

Entidades como a BloombergNEF realizam anualmente um relatório que reúne os maiores fabricantes a nível mundial de módulos fotovoltaicos. De notar que a unidade da capacidade não é referida intencionalmente por quem produziu o relatório. Este relatório não é conveniente para ser usado como uma medida de qualidade, mas sim para registar as flutuações de mercado no que respeita aos fabricantes que o lideram. Para o último quarto de 2020 poderá ser consultada a tabela 2.2.

No mercado atual, verifica-se uma maior aposta em três tecnologias diferentes. O silício monocristalino, que é a mais antiga e que se baseia em células de um único cristal. O silício policristalino, que é atualmente a tecnologia com maior cota de mercado, sendo por norma mais barata que anterior, e em contrapartida menos eficiente. Estas duas pertencem à 1ª geração de tecnologias de produção fotovoltaica.

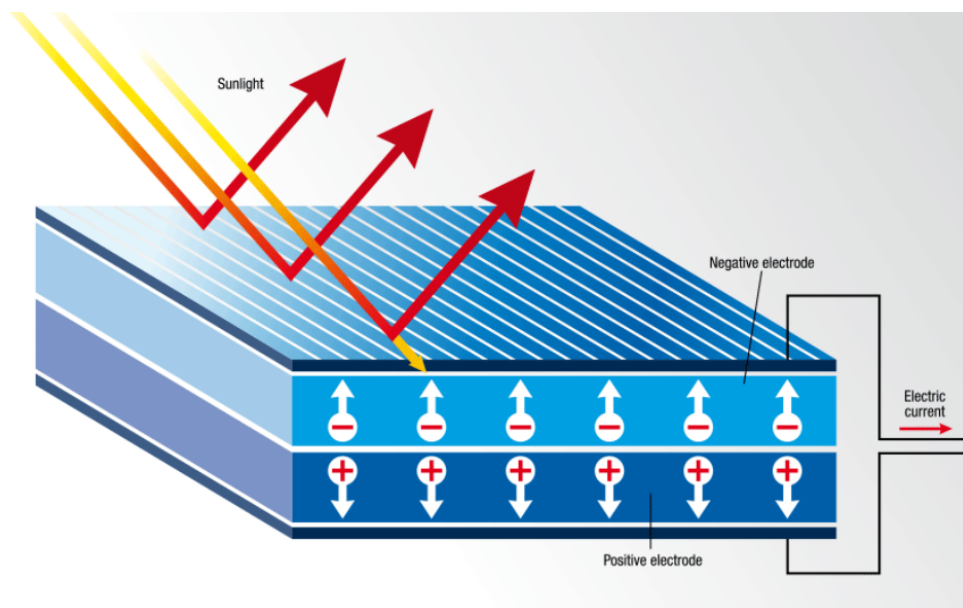


Figura 2.2: Junção P-N

A tecnologia de células de película fina, que tem vindo a ser mais desenvolvida em anos recentes, e que já pertence a uma geração de tecnologias mais avançada (2ª geração) face às anteriores, e podem ser formadas a partir de uma variedade de materiais, que incluem:

- Silício amorfo
- Arsenieto de gálio
- Seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS)
- Telureto de cádmio (CdTe)

É possível produzir células mais finas, o que as torna mais flexíveis. Isto permite a sua aplicação em estruturas normais, como nas outras tecnologias, mas também em adesivos que podem ser aplicados diretamente nas superfícies.

As características destas três tecnologias encontram-se resumidas na tabela 2.3.

Para o futuro, o a pesquisa e desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas tem como principais objetivos:

- Aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos;
- Redução do custo dos materiais;
- Aumento da longevidade dos sistemas fotovoltaicos

Apesar de ainda não estarem disponíveis comercialmente em todo o lado, nem para qualquer aplicação, existem tecnologias promissoras que se procuram destacar nos aspetos nomeados anteriormente.

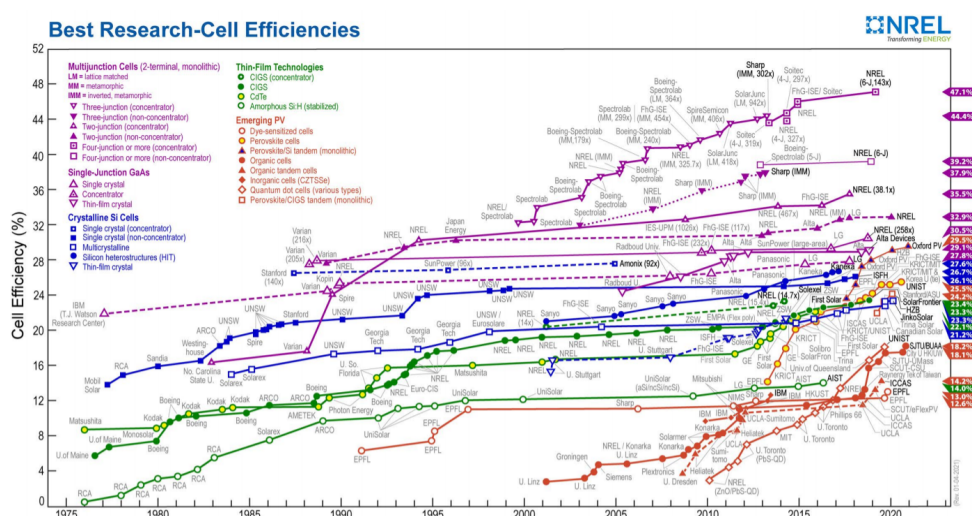


Figura 2.3: Gráfico da evolução da eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas [26]

Uma inovação são os painéis fotovoltaicos de dupla face, capazes de gerar corrente elétrica através do contacto de fótons em ambos os lados do módulo solar. Sendo um dos lados atingido por luz solar direta, esta ativa as células solares dessa face e atravessa o painel. Isto permite que a luz seja refletida na superfície imediatamente abaixo do painel. Essa reflexão permite que as células fotovoltaicas que se encontram na zona não atingida diretamente pela luz solar do painel também sejam ativadas. Outra vantagem desta tecnologia, é o facto de não necessitar de uma estrutura à volta das células, geralmente em alumínio, o que reduz a absorção de radiação e assim diminui a temperatura de funcionamento, aumentando a potência máxima que se consegue extrair do módulo fotovoltaico. Ainda existem algumas incertezas em relação à sua performance fora do laboratório, já que é necessário um melhor conhecimento da configuração ótima, como a orientação e inclinação, para um módulo de dupla face [28].

Um dos principais obstáculos das tecnologias convencionais é aproveitar a radiação solar de forma eficiente. Por esta razão, verifica-se um maior interesse em sistemas solares de concentração (CPV - Concentrating Photovoltaic). Estes, permitem que as células solares atinjam maiores eficiências, sendo capazes de atingir valores superiores a 40%, através da concentração da luz solar, com a ajuda de dispositivos óticos, sobre uma menor área de material semiconductor. Desta forma, o material mais dispendioso pode ser substituído por lentes ou espelhos mais baratos, o que reduz o preço global do sistema. É também uma tecnologia com um impacto ambiental mais positivo do que as por norma utilizadas, já que utiliza menos material semiconductor, altamente prejudicial para o ambiente, e tem em geral um impacto direto menor no local onde é implementado. No entanto, é ainda muito difícil produzir sistemas CPV a um custo competitivo comparado com painéis fotovoltaicos convencionais. Estes sistemas podem se apresentar com várias combinações dos seus componentes que altera o seu princípio de funcionamento, entre as seguintes possibilidades [29]:

- Taxa de concentração - Baixa, média, alta, muito alta;

Tabela 2.2: Fabricantes com maior quota de mercado no 4º quarto de 2020 - BloombergNEF [27]

Fabricante	Capacidade	Fabricante	Capacidade
LONGi	35200	Waaree	2200
Jinko	27500	Phono Solar	2200
Trina Solar	23650	Neo Solar	1980
JA Solar	16500	REC Group	1980
Canadian Solar	15400	Hengdian	1760
Risen	13860	ET Solar	1760
QCells	11770	HT-SAAE	1650
Suntech	11000	Adani	1650
Talesun	7700	Vikram	1320
First Solar	7150	Boviet	1320
Eging	5720	Ulica	1100
ZNShine	5500	Hansol	660
Seraphim	5500	Leapton	660
Haitai New Energy	5500	Goldi Solar	550
Jolywood	3300	S-Energy	583
SunPower/Maxeon	3080	Heliene	429
Jinergy	2970	Shinsung	330
Jenton	2750	Sharp	231
LG Electronics	2640	Swelect	154
VSUN Solar	2310		

- Geometria - Parabólica, hiperbólica, elíptica, disco;
- Método de seguimento - 2D / eixo simples , 3D / eixo duplo, estacionário;
- Ótica primária - Refletiva, refrativa, luminescente;
- Ótica secundária - Cone refletor, guia de luz;

O facto dos sistemas convencionais apresentarem uma elevada concorrência ao nível dos custos, faz com que os fabricantes não utilizem materiais com a maior qualidade. Isto conduz a uma performance inferior a longo prazo para estes sistemas, nomeadamente em climas mais quentes. As células solares de CPV têm a sua origem em aplicações espaciais e militares, e são virtualmente imunes a estragos com origem nas elevadas temperaturas e exposição à radiação. Por se tratar de uma tecnologia recente, o seu desempenho a longo prazo em aplicações comerciais ainda não pode ser verificado, mas tecnologias semelhantes utilizadas em aplicações espaciais e militares indicam um desempenho estável após vinte anos de operação.

Outras soluções, ainda em estado muito precoce, continuam a surgir. Em 2016 foi anunciado pela *Tesla* o conceito de telhado solar, equipado com telhas solares. Estas funcionam como painéis solares tradicionais e podem ser constituídas por células de película fina ou silício monocristalino. A sua eficiência ainda é inferior aos módulos fotovoltaicos convencionais, na ordem 10-15%. No entanto, esta tecnologia pode ser promissora, uma vez que não necessita do tradicional suporte metálico, e são também visualmente mais apelativos. Ainda assim, os preços associados ainda

Tabela 2.3: Sumário das tecnologias fotovoltaicas mais utilizadas no mercado

Tecnologia	Material	Eficiência	Custo
Monocristalino	Puro, cristal de silício único	Alta - 18% ou superior	Muito elevado
Policristalino	Fragmentos de silício	Médio - 15% - 17%	Elevado
Película Fina	Variado	Baixo - 11%, pode atingir 15%	Baixo

são muito elevados, sendo estimado que, para abranger uma casa de tamanho médio nos Estados Unidos com esta tecnologia, seriam necessários pelo menos 30 mil dólares [30].

2.2.2 Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, de um modo geral, é necessário conhecer:

- O recurso solar do local;
- Os perfis de consumo e requisitos de fiabilidade do local;
- As tecnologias e a configuração do sistema a instalar.

Deste dimensionamento, resultam:

- As características da instalação;
- Os custos da instalação;
- A eficiência global do sistema.

Estes sistemas são compostos pelos módulos fotovoltaicos, que podem ser colocados no topo dos edifícios ou no solo. Por produzirem corrente contínua, necessitam de um inversor para realizar a conversão para corrente alternada. Assim, a energia pode ser utilizada no local, ou no caso de haver ligação à rede pública, escoar o excedente da produção para a RESP [31]. Podem então ser divididos em duas categorias: Sistemas isolados, ou com ligação à rede elétrica. Um exemplo destes sistemas está representado na figura 2.4, neste caso, com ligação à rede elétrica.

2.2.2.1 Escolha dos painéis

Como foi dito anteriormente, o módulo fotovoltaico ao ser atingido pela luz solar, devido ao efeito fotovoltaico, e devido à diferença de tensão que se verifica, produz corrente contínua. É assim possível definir uma curva de funcionamento da célula, em função dessa corrente e da tensão, a que se dá o nome de curva de potência. Este gráfico corrente-tensão está representado na figura 2.5. A potência gerada é dada pela multiplicação da corrente pela tensão que se verifica nos terminais da célula. A corrente é máxima quando a tensão é zero - corrente de curto-circuito. A tensão é máxima para uma corrente também nula - tensão de circuito aberto. Para estas situações máximas, pela outra componente ser zero não se verifica produção de energia. Como se pode verificar na

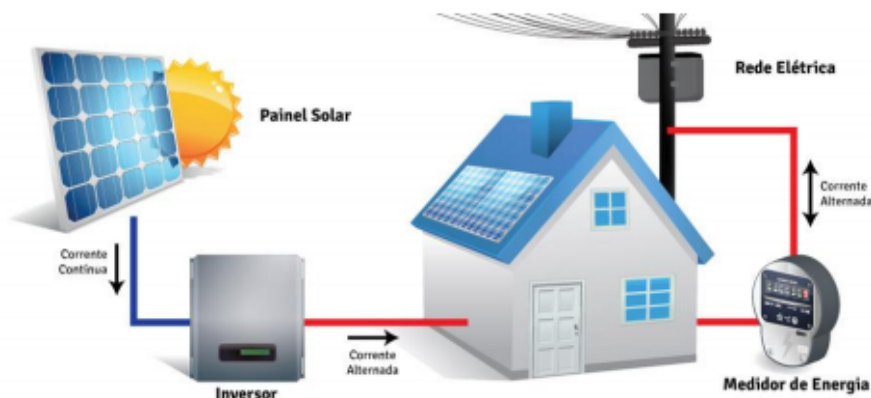


Figura 2.4: Esquema de um sistema fotovoltaico acoplado à rede elétrica

figura 2.5, existe uma conjugação destes dois valores que representa o ponto de funcionamento no qual a célula atinge valor máximo de potência (MPP - Maximum Power Point) para uma dada radiação solar.

Numa fase inicial, é necessário escolher qual o painel que vai ser instalado. Vários fatores podem influenciar esta escolha. A temperatura pode ter efeitos nocivos no desempenho corrente-tensão da célula, assim este é um fator que afeta diretamente o seu funcionamento. Havendo um aumento da temperatura, verifica-se uma diminuição da potência de saída do módulo, já que a tensão de circuito aberto diminui com este aumento, dando origem a um diferente MPP. Logo, em locais onde se verifiquem temperaturas muito elevadas, deve-se optar por painéis que sejam menos sensíveis à temperatura, com um baixo coeficiente de temperatura. Um baixo coeficiente de temperatura significa que os painéis têm um melhor desempenho em termos de diminuição da potência que conseguem fornecer, por cada grau centígrado ($^{\circ}\text{C}$) acima dos 25°C , que é a temperatura a que os painéis são submetidos nos testes certificados em laboratório. Este valor pode ser encontrado na folha característica de cada painel fotovoltaico [32].

Outro fator importante, como seria de esperar, é a eficiência do módulo que se escolhe. Se se está perante um local que tem restrições de área, como é o caso de telhados de edifícios, deve-se procurar instalar os painéis com a maior eficiência. Também a presença de nuvens afeta consideravelmente a eficiência dos módulos fotovoltaicos. Existem no entanto modelos que são menos sensíveis do que outros para a presença de nuvens, e esta é uma característica que também está presente na folha característica. Deve-se então nestes casos optar por painéis que atinjam a eficiência nominal para irradiâncias mais baixas [32].

Como já foi dito anteriormente, existem tecnologias que apresentam uma maior degradação ao longo do seu funcionamento. Os fabricantes normalmente estabelecem garantias de vinte e cinco anos, devendo ser procurados aqueles que ao fim destes contratos apresentem a menor taxa de degradação.

A irradiância solar é a densidade instantânea de fluxo energético por unidade de área (W/m^2)

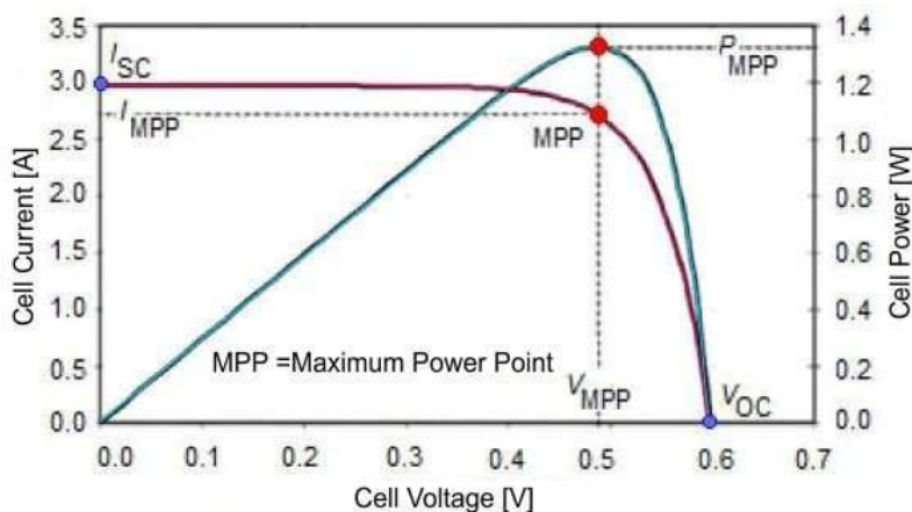


Figura 2.5: Curva Corrente-Tensão e respetiva curva de potência de uma célula fotovoltaica

que o sol emite sobre um determinado local. Daqui, pode-se concluir que é importante ter-se em consideração as dimensões e potência do painel. A única razão por não se escolher sempre o maior painel, deve-se à sua relação preço/potência. Esta relação é, obviamente, o fator mais importante na escolha de um painel para uma aplicação comercial. Também em locais de difícil instalação, painéis mais fáceis de transportar, com menor dimensão, são aconselhados. Agora para o caso de ser ter dois painéis idênticos, em dimensão e tecnologia, deve-se optar por aquele com maior potência por m^2 , já que a este fator está provavelmente associado uma eficiência superior [32].

2.2.2.2 Estimação da potência a instalar

Inicialmente, é preciso conhecer o local onde se pretende instalar o sistema fotovoltaico. Com isto, existem diferenças entre uma instalação no solo e no topo de edifícios. No caso de se tratar de um edifício, as áreas com diferentes inclinações devem ser identificadas, bem como zonas onde não é possível instalar módulos fotovoltaicos (por existência de obstáculos, ou telhados que não suportem a estrutura) com o auxílio de ferramentas como o *Google Earth*.

A decisão seguinte é sobre a orientação dos painéis. Estes poderão ser de seguimento, de um ou dois eixos, ou de estrutura fixa. Os painéis de seguimento são normalmente aplicados em grandes parques solares, onde um custo maior de instalação é compensado pelos ganhos obtidos na produção. Em edifícios é mais frequente então painéis com estrutura fixa, com só uma orientação e inclinação. Por vezes, é necessário decidir se a instalação vai ser feita com a inclinação ótima consoante o local, ou, se a inclinação irá ser a mesma do telhado, não sendo a que resulta num maior aproveitamento do recurso solar. Pode ser preciso adotar esta segunda opção, uma vez que necessita de menos estrutura metálica (só tem que assentar no telhado), logo representa um peso adicional menor sobre a estrutura.

Como foi dito, sempre que possível deve-se adaptar a orientação e inclinação dos painéis à localização geográfica do local. Ao verificar um mapa de irradiação de energia solar sobre o globo, pode-se constatar que para o hemisfério norte, os painéis devem ser orientados a sul sempre que possível. Quanto à inclinação, se o objetivo for obter a produção máxima global ao longo de um ano, vários estudos referem que a inclinação ótima é aproximadamente menos 10° do que a latitude do local [33]. Se for necessário maximizar a produção de um mês específico, dado as especificidades do consumidor, a inclinação é escolhida para esse objetivo. Estas informações podem ser retiradas de vários softwares disponíveis online. Um destes, muito utilizado, é o PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [34].

A existência de sombras no local tem uma influência direta no dimensionamento. Este pode surgir devido a obstáculos, ou pelos próprios painéis no caso de se tratarem de várias filas com inclinação. Existem cálculos complexos para o cálculo do distanciamento dos painéis, mas uma prática comum é considerar a altura do ponto mais alto do painel ao chão para uma dada inclinação, e multiplicar por um fator de 3,5. Isto garante que uma fileira de painéis não causa sombra na seguinte, mas não maximiza a área utilizada.

O cálculo do número ótimo de painéis pode-se basear então em três pontos distintos:

- Na área disponível
- Na potência total do sistema a instalar
- No consumo da instalação

Através da área disponível, pode-se chegar ao número de painéis a instalar de forma relativamente simples. O mesmo se pode dizer se se souber à partida qual a potência que se pretende para o sistema fotovoltaico. Mas assim não é possível ter uma noção se o sistema se vai adaptar ao perfil de consumo do local. Para isto é necessário basear o cálculo na energia que é necessária para aquela instalação. Este cálculo já é mais complexo, e por isso é muito recorrente se utilizar *softwares* de dimensionamento. Entre estes, destacam-se o PVSyst [35] e o Homer [36], muito utilizados no mercado. Por se tratarem de programas onde é necessário o pagamento de licença, a Ecoinside opta por no seu dimensionamento, realizar o processo, numa primeira fase com recurso à ferramenta que desenvolveu, e depois realizar a validação dos resultados recorrendo ao PVSyst. O funcionamento da ferramenta será explicado no capítulo seguinte.

O PVSyst permite então realizar todos os cálculos que a ferramenta não contempla. Após o número ótimo de painéis estar definido, é preciso organizar os painéis por strings, e fazer a ligação destas ao inversor solar. Em relação à cablagem DC, todos devem ser dimensionados para 1,25 da corrente máxima desse componente e 1,15 da tensão máxima.

Tabela 2.4: Principais características das tecnologias mais relevantes - adaptado de [37]

Tipo	Chumbo-ácido	NiMH	Li-ion	NaS	RFB
Densidade de energia(Wh/Kg)	25-50	60-120	75-200	150-240	10-30
Densidade de Potência (W/Kg)	75-300	250-1000	500-2000	150-230	80-150
Ciclos de vida (100% Descarga)	200-1000	180-2000	1000 10000	2500-4000	>12000
Custo (US\$/kWh)	100-300	900-3500	300-2500	300-500	150-1000
Eficiência(%)	75-85	~65	85-97	75-90	75-90
Auto descarga	Baixa	Alta	Média	-	Desprezável

2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia

2.3.1 Tecnologias de Armazenamento em Baterias

À escala comercial, as tecnologias mais utilizadas no setor da energia elétrica compreendem baterias de chumbo-ácido, baterias de níquel-hidreto metálico (NiMH), baterias de íões de lítio (Li-ion), baterias de Sódio-Enxofre(NaS) e baterias de fluxo redox (RFB) [37]. Cada tecnologia apresenta diferentes características de funcionamento, com diferentes dimensões e componentes internos.

Têm-se verificado grandes avanços nesta área, particularmente nas baterias Li-ion e RFB. Isto deve-se em grande parte, à crescente procura por parte dos veículos elétricos (VE) e a evolução das *smart-grids*. Como resultado, é previsto que os preços destas tecnologias em particular se tornem mais competitivos e apresentem ainda maior evolução da sua performance [38]. É então de esperar um aumento substancial, que já se verifica atualmente, no número de baterias de Li-ion instaladas.

Ainda que se antecipe um preço mais competitivo para as baterias Li-ion e RFB, outras baterias podem se adequar a determinado projeto devido às suas características particulares. Na tabela 2.4 estão sumarizadas as principais características das tecnologias até aqui referidas.

2.3.1.1 Baterias Chumbo-Ácido

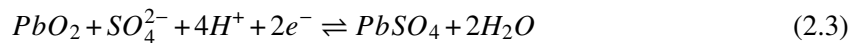
A bateria de Chumbo-Ácido é a bateria recarregável mais antiga e mais amplamente utilizada, tendo sido inventada em meados do século XIX por um físico francês, Gaston Planté [37, 39, 40]. Estas, são escolha comum em micro-redes ou sistemas isoladas, para controlo de qualidade de potência, servir como fonte de alimentação ininterrupta (UPS) ou como reserva de energia [40].

Durante o carregamento, a eletroquímica da bateria de Chumbo-Ácido consiste em óxido de chumbo (PbO_2) no eletrodo positivo e chumbo (Pb) no eletrodo negativo, imersos num concentrado de eletrólito de ácido tetraoxossulfato (VI) (ou ácido sulfúrico - H_2SO_4) [39]. No entanto, na fase de descarga, estes componentes são convertidos em Sulfato de chumbo ($PbSO_4$), enquanto que o eletrólito é transformado em água, dado que durante a reação, perde o tetraoxossulfato(VI) dissolvido [39, 40]. O eletrodo positivo (PbO_2) é o responsável pelo desempenho e ciclo de vida desta bateria, enquanto que o de chumbo (negativo), determina a performance em temperaturas

reduzidas. [39]. As reações químicas na bateria de Chumbo-Ácido, são as que se seguem. No ânodo (elétrodo positivo).



No cátodo (elétrodo negativo).



Existem duas soluções típicas desta tecnologia, *flooded lead-acid* e *sealed valve-regulated lead-acid*(VRLA) [37, 40]. A primeira é mais atrativa financeiramente mas por norma necessitam de pelo menos manutenção numa base mensal para que se proceda à reposição de água destilada. Para além disso, devido aos gases que liberta, precisa de instalação em locais ventilados. Por outro lado, as baterias VRLA recorrem a uma válvula para minimizar as perdas de água.

Estas baterias apresentam uma boa eficiência, na ordem dos ~70-90%, e um reduzido fator de auto descarga. Não obstante, possui um ciclo de vida curto, com uma densidade de energia baixa e uma velocidade de carregamento também baixa - o que conduz a não ser favorável a sua utilização para aplicações de armazenamento de maior escala [41, 39].

2.3.1.2 Baterias de Níquel-hidreto Metálico (NiMH)

Uma bateria NiMH é visto como uma evolução da bateria de Níquel Cádmio(NiCd), uma vez que apresenta uma densidade energética superior (~100 Wh/kg), alcançada pela alteração da composição do seu cátodo, e não é tão adversa para o ambiente. Em contrapartida, possuem uma elevada auto descarga, uma eficiência na ordem dos 65% e um ciclo de vida reduzido. Este é altamente afetado pela profundidade de descarga e pela velocidade de carga e descarga, podendo este último reduzir a capacidade útil da bateria [42].

Foi uma tecnologia bastante popular no início dos anos 2000, por se tratar de uma bateria recarregável de pequeno formato. Como consequência, foi aposta de diversas marcas de automóveis para os seus VE e veículos híbridos [37]. Com o aparecimento das baterias Li-ion, as de NiMH têm vindo a perder popularidade neste tipo de aplicações.

2.3.1.3 Baterias de Iões de Lítio (Li-ion)

As baterias de lítio começaram a ser comercializadas em meados dos anos da década de 1990-2000. Nesta tecnologia, os carbonatos orgânicos do lítio ($LiPF_6$) são usados como eletrólito. o elétrodo negativo é normalmente constituído por um óxido de metal de lítio e o positivo grafite [39].

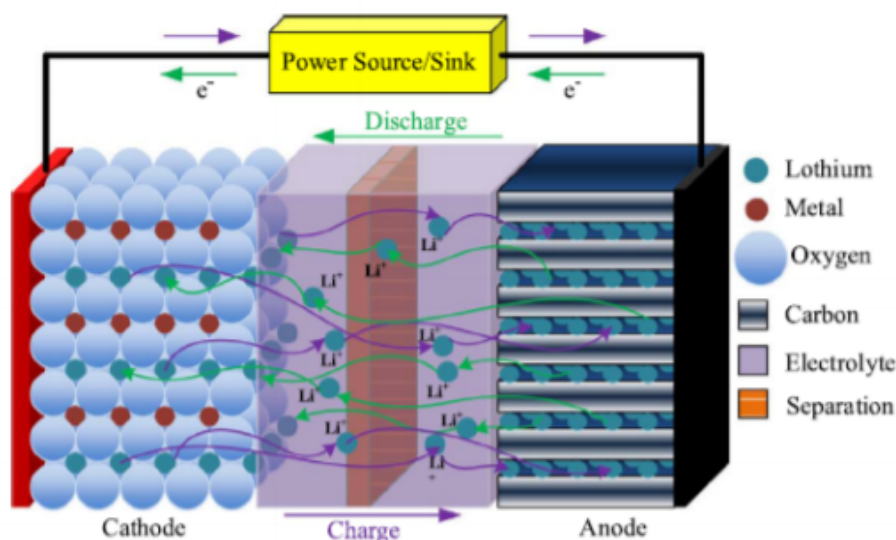


Figura 2.6: Esquema representativo do funcionamento de uma bateria de íões de lítio [39]

Durante o carregamento, os átomos de lítio no cátodo transformam-se em íões e migram para o elétrodo positivo, onde existe uma recombinação com eletrões externos para se voltarem a formar íões de lítio [12]. Durante o descarregamento dá-se o processo inverso. Este processo está ilustrado na figura 2.6.

Comparada com outras tecnologias de baterias, as Li-ion apresentam maior densidade de energia, elevada eficiência, elevado período de vida útil e são mais ecológicas já que, alguns dos seus componentes são recicláveis. Por esta razão, são a atual aposta dos mais recentes desenvolvimentos nos VE's e veículos elétricos de plug-in. Com a crescente procura por uma mobilidade sustentável, as baterias de Li-ion têm mostrado grande progresso e fundamento para a sua prevalência como sendo a escolha para aplicações de armazenamento de energia elétrica [41, 37]. No entanto, a sua utilização em grande escala para aplicações comerciais ainda necessita de uma substancial redução do seu preço.

Numerosas aplicações têm motivado investigadores a encontrar uma bateria Li-ion avançada que apresente elevada eficiência, segura e que de preço reduzido. Na tabela 2.5, é possível comparar diferentes tipos de baterias de íões de lítio [37].

É de destacar que a bateria lítio-ferro-fosfato (LFP) foi responsável pela redução substancial no preço das baterias de lítio, permitindo a sua utilização em aplicações comerciais. A tecnologia de óxido de lítio-níquel-manganês-cobalto (LNMC) foi introduzida com o objetivo de aumentar a densidade de energia, e para isto funciona a uma elevada tensão. Ainda apresenta no entanto, um baixo ciclo de vida e custos elevados que não são vantajosos para utilização em soluções na rede elétrico, sendo mais populares em VE. Por fim, as baterias de óxido de lítio-titanato (LTO) mostram-se promissoras já que apresentam um ciclo de vida superior, maior densidade energética e melhor tolerância a baixas temperaturas. Encontra-se ainda em fase de testes, enquanto que as

Tabela 2.5: Principais características de diferentes baterias Li-ion - adaptado de [37]

Tipo	LMO	LFP	LNMC	LTO	Li-S
Densidade de Ene.(Wh/Kg)	160	120	200	70	500
Densidade de Pot. (W/Kg)	200	200	200	1000	-
Ciclo de vida (100% Descarga)	≥ 2000	≥ 2500	≥ 2000	≥ 10000	~100
Custo (US\$/kWh)	~360	~360	~360	~860	-
Segurança	Boa	Boa	Boa	Boa	Boa

até aqui referidas já são comercializadas. [43, 37].

2.3.1.4 Baterias de Sódio-Enxofre (NaS)

Numa primeira fase utilizadas em automóveis, foram desenvolvidas em 1987 para uma das tecnologias mais fiáveis para aplicações na escala do MW. São instaladas na rede elétrica para auxiliar no controlo da qualidade de energia e das cargas, pela sua gestão nos períodos de maior procura, assim como servir de fonte de energia de emergência e aplicações de fornecimento de energia ininterrupta (UPS) . [39].

Devido à sua composição, na figura 2.7, os ciclos de carga e descarga acontecem a temperaturas superiores a 300°C, para que o enxofre e o sódio, presentes na bateria, estejam no estado líquido [39]. São dotadas de uma elevada densidade energética e eficiência, um ciclo de vida prolongado e permitem descargas rápidas e profundas. Aliado a estas qualidades, podem operar a elevadas temperaturas o que as torna uma boa opção em ambientes quentes [37].

Assim, são adequadas para sistemas de armazenamento de energia estacionário e por isso, como já foi dito, utilizadas para soluções na rede elétrica. No entanto, representam algum perigo dado as temperaturas a que operam e pelo facto de haver o risco de mistura entre o sódio e o enxofre que pode provocar um curto-circuito na bateria. Exemplo disto, foi um incêndio numa fábrica da empresa que desenvolve este modelo de bateria, NGK Insulators, em 2011 em Tsukuba, Japão [43].

2.3.1.5 Baterias de Fluxo Redox (RFB)

Como já foi até aqui referido, para aplicações de armazenamento em grande escala, é necessário uma tecnologia que apresente grande longevidade em termos de número de ciclos de carga/descarga, elevada eficiência, capacidade para rapidamente responder a alterações das cargas e um preço competitivo. Baterias de Fluxo Redox podem ser uma boa solução, uma vez que possuem as qualidades enumeradas [44].

As baterias RFB armazenam energia em tanques de eletrólito externos. Na pilha é controlada a potência, que permite a conversão entre energia elétrica e energia química. O eletrólito em estado líquido é bombeado dos tanques de armazenamento para a pilha, onde energia química é convertida em elétrica durante a descarga, e o contrário acontece durante o processo de carga [45]. O seu esquema é apresentado na figura 2.8. Já que a potência é controlada pela pilha e a energia é

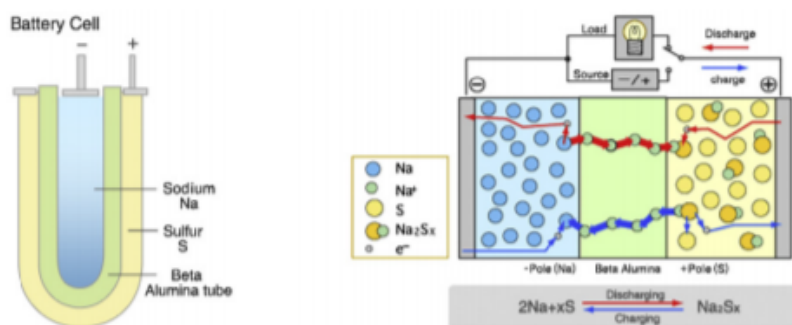


Figura 2.7: Esquema representativo do funcionamento de uma bateria de sódio-enxofre [39]

armazenada nos tanques exteriores, torna-se mais fácil aumentar a capacidade sem grandes custos associados, uma vez que a pilha é, por norma, o componente mais dispendioso [44].

Existem diversas variações desta tecnologia, sendo que a bateria de fluxo redox de vanádio (VRB) é atualmente a que parece mais promissora. Por um lado, ambos os eletrólitos, positivo e negativo, são feitos do mesmo elemento, vanádio, permitindo que quando há perda de capacidade da bateria, esta consiga restaurar essa capacidade perdida, pela mistura dos eletrólitos.

Esta é uma tecnologia que comparada com as até aqui revistas, apresenta uma baixa densidade de energia (10-30 Wh/kg), como pode ser observado na tabela 2.4. No entanto, apresenta outras excelentes qualidades.

- A energia e a potência são independentes um do outro, sendo a pilha a determinar a potência e os eletrólitos nos tanques exteriores que determinam a capacidade. Assim, apresentam uma grande possibilidade de escalabilidade sem grandes custos;
- São uma das tecnologias que consegue obter o maior número de ciclos de carga/descarga, com projetos de demonstração que se estenderam por mais de dez anos de duração na Europa e no Japão [44];
- Para a maior parte das variações das baterias de fluxo redox, incluindo as VRB, o eletrólito é aquoso e não inflamável o que a torna numa das tecnologias mais seguras, fiáveis e com aplicação à grande escala;

2.3.2 Dimensionamento de Sistemas de Armazenamento em Baterias

Para acoplar um sistema de baterias a um fotovoltaico, é necessário decidir qual modelo a instalar. Pode parecer que quanto maior for a capacidade de armazenar energia, melhor, mas este não é o caso. Seguindo esta abordagem, e ignorando o perfil de consumo e produção fotovoltaica do local, a bateria só poderá ser completamente carregada em poucos dias do ano, e mesmo assim, nestes dias de maior produção poderá não conseguir ser descarregadas. É então, importante considerar estas duas variáveis do sistema.

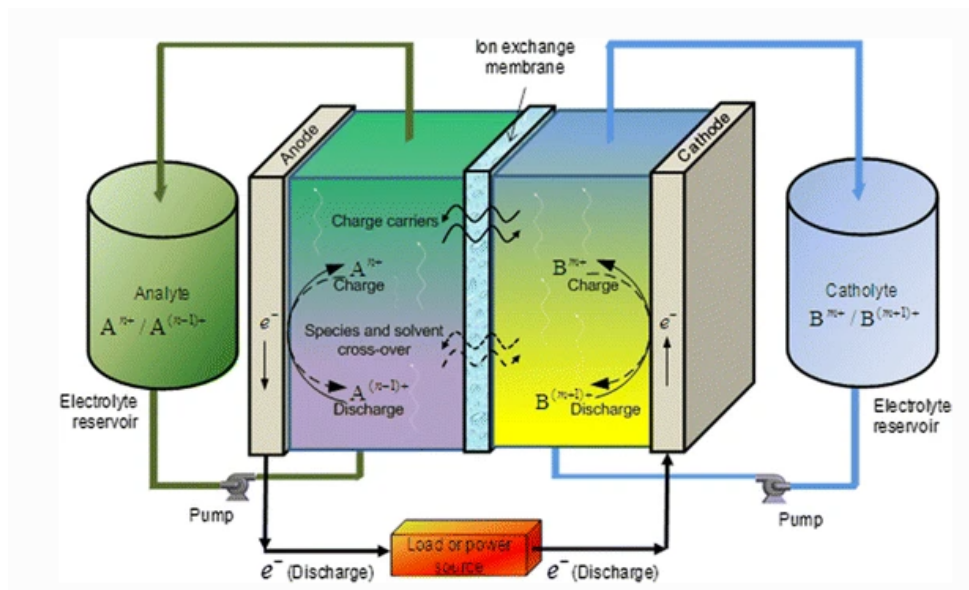


Figura 2.8: Esquema representativo do funcionamento de uma bateria de fluxo redox [44]

Na questão de qual tecnologia escolher, esta vai depender do caso. Como foi dito anteriormente, inicialmente eram mais utilizadas as baterias de chumbo-ácido, mas têm vindo a perder espaço para as de íões de lítio, motivado pelas reduções de custo, maior eficiência, maior profundidade de descarga e maior tempo de vida útil.

Quanto à composição do sistema, também se podem apresentar de diversas formas. Um sistema de armazenamento com baterias pode ser acoplado ao sistema fotovoltaico em dois pontos diferentes, no lado de corrente contínua (DC) ou de corrente alternada (AC). Se ligado ao lado DC do sistema, a ideia é utilizar um barramento DC para fazer a ligação dos dois sistemas, o que leva a que apenas seja necessário um inversor e carregador para ambos os sistemas, neste caso híbrido, para a interface com o resto da instalação. Em contraste, havendo ligação das baterias ao lado AC, é necessária a utilização de dois inversores, um para o sistema fotovoltaico e outro para a bateria. Num sistema com ligação AC, a corrente DC produzida pelos painéis fotovoltaicos tem que passar pelo inversor solar, para a rede AC. Aqui pode ser consumida na instalação, ou ser direcionada para as baterias. Para a energia ser armazenada na bateria tem que passar pelo inversor da bateria, passando novamente a DC. Isto significa que a energia que a bateria fornecer à instalação terá que passar por três vezes pelos inversores, mas o seu dimensionamento é mais fácil. Por cada inversor há ligeiras perdas de eficiência sendo a eficiência global reduzida [32].

Como apenas um inversor é necessário para a primeira opção mencionada, à primeira vista é de esperar que o sistema seja mais eficiente e que compensa monetariamente. Isto nem sempre é verdade, muitas das soluções existentes no mercado permitem sistemas ligados ao lado AC que apresentam características que se adequam melhor à aplicação, e resultam num investimento mais vantajoso. Isto também depende de como as baterias vão ser usadas, do perfil de produção e consumo do local. Por exemplo, no caso da maior parte da energia produzida ser consumida dire-

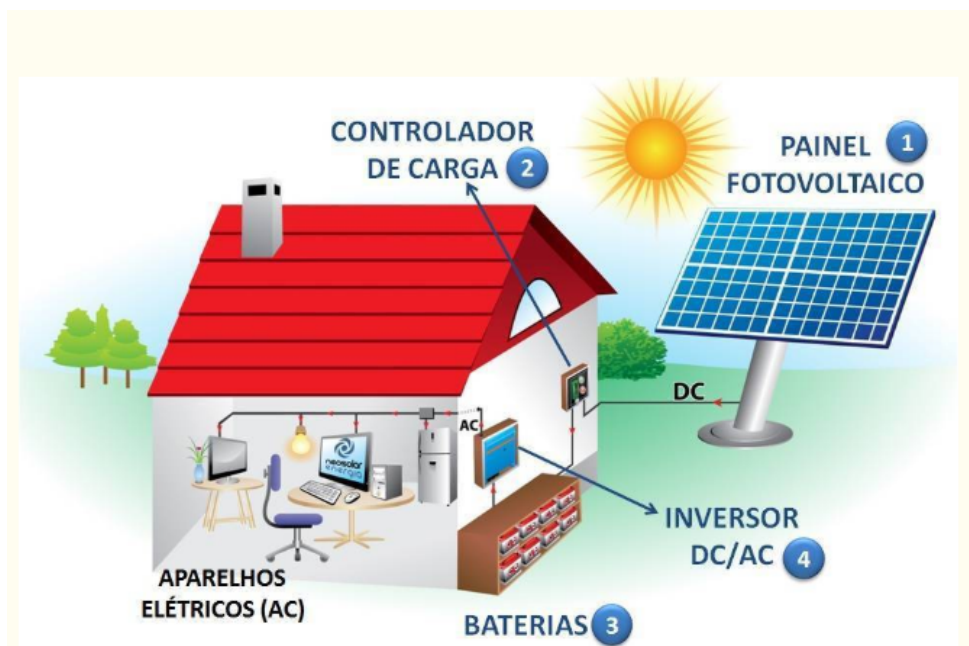


Figura 2.9: Esquema de um sistema fotovoltaico com a utilização de baterias

tamente, sem recorrer à bateria, um sistema AC tem melhor performance anual. Outro argumento que apoia a utilização de sistemas AC, é o facto de estes permitirem que se faça um aumento do parque fotovoltaico sem grandes custos adicionais. Neste caso, o inversor associado ao sistema de baterias não necessitaria de substituição, enquanto que na opção híbrida, normalmente é necessário substituição do inversor.

Todos estes fatores afetam a decisão de qual bateria utilizar e em que quantidade. De um modo geral, um dos fatores decisivos deve ser o custo nivelado de armazenamento (LCOS - Levelized Cost of Storage). Em [46], para o cálculo deste valor é necessário considerar o custo de investimento para o contrato dividido pela energia armazenada acumulada ao longo também do período da instalação. A taxa de descarga também é um fator importante neste cálculo. O sucesso da sua instalação depende diretamente dos menores custos possíveis para armazenar energia. Os menores custos vão sempre ser atingidos à volta da questão do sistema adequado para o local correspondente. Quanto melhor o sistema entender o perfil de consumo e produção local, melhores estratégias de operação para as baterias podem ser encontradas. Na figura 2.9, é apresentado um esquema representativo de um sistema fotovoltaico com recurso a baterias para armazenamento. Neste caso, trata-se de um sistema com apenas um inversor e por isso a bateria diz-se ligado ao lado DC. O controlador de carga é independente mas também é comum utilizar-se soluções de inversores que também são controladores de carga.

No entanto, este valor deve ser considerado em conjunto com o custo nivelado de energia (LCOE) proveniente do fotovoltaico, que também compara o custo do investimento da instalação com a energia fornecida pela bateria para o período do contrato. Também em [46] é proposto um modelo de cálculo do LCOE para um sistema fotovoltaico com o uso baterias, onde pondera

ambos os parâmetros no mesmo cálculo. Mesmo assim, não é considerada a receita gerada, que também tem efeito no retorno do investimento. O Valor Atual Líquido (VAL) é também um indicador que se pode utilizar na avaliação da rentabilidade de projetos de investimento. De um modo geral, corresponde a todas as entradas e saídas de dinheiro durante o período de vida útil de um projeto, atualizada para o momento de cálculo, através da utilização de uma taxa de desconto. A Taxa Interna de Retorno (TIR) relaciona-se com a anterior, já que representa a taxa que produz uma VAL de zero. Este valor permite comparar diferentes soluções, sendo que uma TIR superior significa, de uma maneira simplificada, que um investimento é melhor.

2.3.2.1 Características de uma Bateria

A quantidade de energia que uma bateria consegue armazenar chama-se capacidade da bateria, e pode ser medida em AH (Ampère-hora) ou Wh (Watt-hora). Este valor é definido como o produto da corrente que a bateria fornece à carga até a tensão ser inferior a um determinado valor. Por exemplo, caso a bateria injete 6A durante 10 horas, antes da tensão diminuir até esse valor de referência, então a sua capacidade nominal é de 60AH. Multiplicando este valor pela tensão nominal da bateria obtém-se a capacidade em Wh. A agregação de módulos de bateria em paralelo aumenta a capacidade global do sistema. A quantidade de energia armazenada numa bateria num determinado momento é usualmente chamada de State of Charge (SOC), em função da sua capacidade máxima e encontra-se entre 0 e 1.

Quanto aos níveis de tensão a que estas operam, existem dois grandes segmentos de mercado: bateria de alta e baixa tensão. Um dos aspetos que tem peso sobre este parâmetro é a eletrónica de potência que se vai associar ao sistema de baterias. Não obstante à questão da ligação ao lado DC ou AC, é sempre necessário recorrer à eletrónica de potência para conectar uma bateria DC a uma rede AC. De facto, a maneira mais eficiente em termos de custos de instalação é fazer a ligação ao barramento DC em conjunto com os painéis fotovoltaicos. Isto necessita que a diferença de tensão de funcionamento das baterias e do barramento DC não exceda um rácio de 4 para 1 para que não afete a eficiência do sistema. Por exemplo, uma bateria a ser conectada a 400V em DC, não deve funcionar com uma tensão inferior a 100V. Pode então concluir-se que, de um modo geral, baterias de tensão mais elevada resultam em menos custos para dimensionar o sistema. Por outro lado, as baterias de tensão baixa apresentam uma maior facilidade de escalabilidade, podendo atingir uma maior capacidade. No entanto, por funcionarem a uma tensão mais baixa, são caracterizadas por uma corrente de saída superior, o que leva à necessidade de cabos de maiores dimensões. Também por vezes a tensão de funcionamento pode ter que ser acertada à do inversor escolhido, recorrendo ao acoplamento de módulos em série. Conclui-se então aqui que é de extrema importância ter em consideração os inversores a utilizar e os seus parâmetros de funcionamento para o dimensionamento de um sistema de baterias.

Uma bateria, consoante as suas condições de funcionamento, tem associada uma potência de carga e descarga, que podem ser valores iguais dependendo do modelo. Este referem-se à potência, em W (Watt), que a bateria pode fornecer ou receber, associado a um período temporal esse valor é dado em Wh. Estes valores são controlados por uma variável a que é dado o nome de

c-rate. A capacidade da bateria geralmente é dada com um c-rate de 1. Isto significa que quando completamente carregada, uma bateria com, por exemplo, 1 Ah, deve fornecer 1A durante uma hora. Se à mesma bateria estiver associado um c-rate de 0,5, esta deve fornecer 0,5A durante duas horas. Este é então um parâmetro que tem efeito direto na energia fornecida num dado período. Descarregamentos muito rápidos, superiores a 1C, podem afetar a capacidade máxima da bateria e deve ser por isso consultada a folha de características da mesma.

À taxa de carga/descarga, está também associada uma eficiência. As perdas de eficiência podem-se dar por efeitos da temperatura, e até pelo SOC atual - uma bateria com um SOC mais próximo da sua capacidade máxima carrega a uma eficiência menor, mas que para efeitos de simulação é desprezável. O aumento de temperatura pode ser resultado do local onde esta é instalada, sendo recomendado locais interiores e arejados, mas também o próprio funcionamento da bateria provoca um aumento da temperatura. As baterias de íões de lítio são especialmente suscetíveis a este problema, sendo por vezes dotadas de sistema de regulação de temperatura internos.

No caso do dimensionamento, é sempre importante ter em consideração o desempenho da bateria a longo prazo. Em grande parte das tecnologias existentes verifica-se deterioramento de alguns parâmetros do módulo, como é o caso da capacidade. Atualmente, para as baterias de íões de lítio, muitos fabricantes garantem que ao fim de 10 anos esta capacidade é de cerca de 80% a 60% da original, dependendo do modelo, levando, em média, a uma perda anual de 2% a 4% da capacidade original. Este valor por vezes também pode vir em número de ciclos completos. Um ciclo completo corresponde ao período para o qual a bateria descarrega e volta a carregar até à mesma carga cumprindo um ciclo completo. A profundidade das descargas (DOD - Depth of Discharge) e de carregamento (DOC - Depth of Charge) a que submete uma bateria durante o seu tempo de vida útil está provado que pode ter um efeito acelerador no envelhecimento. Por esta razão, os fabricantes costumam indicar para que valores a que se deve operar a bateria de forma a maximizar o seu tempo de vida.

2.3.2.2 Modelização de Baterias

A determinação do número ótimo de baterias a instalar pode ser executado recorrendo a diferentes técnicas. A sua complexidade é muito variável, havendo na literatura exemplos da utilização de métodos probabilísticos ou estratégias que recorrem a métodos matemáticos de otimização mais complexos [47, 48]. Os métodos probabilísticos são úteis em situações em que os dados (consumo, irradiância do local, etc.) não estão disponíveis e é então necessária uma previsão. Pelo modo de funcionamento da ferramenta, esta opção não seria a mais adequada, uma vez que os resultados são obtidos com dados concretos. Alguns estudos mais recentes recorrem à inteligência artificial para a determinação do número ótimo de sistemas PV-SAB.

Em [49], é proposto a utilização de limites superiores e inferiores na capacidade de armazenamento a instalar.

Revisões feitas aos modelos existentes constataam alguma inconsistência entre eles, mesmo aqueles com componentes matemáticas detalhadas [50].

No entanto, tal como para o dimensionamento de centrais fotovoltaicas, existem softwares certificados de dimensionamento que também permitem incluir armazenamento. Exemplo disto são os já referidos PVSyst e Homer. O Homer é particularmente interessante uma vez que disponibiliza os modelos de dimensionamento utilizados quer para os módulos fotovoltaicos quer para a vertente de armazenamento. No entanto, são softwares pagos e portanto acesso a estes limitados ao número de licenças que cada empresa possui. Então a ferramenta de apoio ao dimensionamento que a Ecoinside dispõe, mostra-se importante na realização de um estudo de viabilidade. Também é valiosa uma vez que é adaptada à forma como os dados dos diagramas de carga e irradiância são disponibilizados, e que será explicado no capítulo 3.

2.4 Conclusões

Após a revisão feita às tecnologias atualmente mais relevantes, não se pode afirmar que exista uma que deva ser escolhida em todos os projetos. Com isto, a escolha da bateria a utilizar deve ser adequada ao caso em que esta se insere.

Não obstante, pode-se concluir que as baterias NaS, Li-ion e RFB são as que mais se adequam à escala comercial/industrial. São no entanto as baterias Li-ion que, devido em grande parte à elevada procura por VE, têm verificado maiores avanços técnicos e redução nos custos associados. Também as marcas de maior renome na produção de soluções de baterias (p.ex. BYD, Tesla, LG, etc) estão a apostar fortemente nesta tecnologias para soluções a aplicar na rede elétrica. É então de prever que esta tecnologia seja das mais promissoras no futuro do armazenamento de energia elétrica.

É o objetivo da **Ecoinside** conseguir atender aos mais variados tipos de projetos com os quais se depara. Foi então procurada uma maneira de realizar as simulações com um modelo de baterias que não restringisse à tecnologia utilizada, ou que através de pequenas alterações se conseguisse testar diferentes tipos de bateria. Isto deve-se ao facto de ser uma área em constante crescimento, ainda não muito maturada, e assim caso uma tecnologia se torne obsoleta a ferramenta possa continuar a ser utilizada. Também essa escolha depende muito dos contratos de fornecimento que a empresa consiga formalizar e assim estabelecer uma cadeia de abastecimento que torne os projetos mais viáveis.

Capítulo 3

Dimensionamento de um Sistema de Autoconsumo do Tipo Solar Fotovoltaico

Como já foi dito anteriormente, a **Ecoinside** dispõe de uma ferramenta de apoio no dimensionamento de uma central fotovoltaica, recorrendo a um processo iterativo que se passa a explicar neste capítulo. O processo de dimensionamento da instalação tem em consideração as características do consumidor (mediante diagramas de carga), bem como do próprio local, e mediante critérios técnico-económicos, permite definir o número adequado de painéis a instalar. Este dimensionamento é feito com recurso a uma ferramenta implementada em VBA no *Excel*.

No presente capítulo vai ser enunciado como é realizado esse dimensionamento, e como são atendidas as diferentes necessidades de cada cliente. Também vai ser feita a descrição do modelo e das alterações efetuadas na ferramenta para incluir no processo o uso de SAB.

3.1 Processo de Dimensionamento da Instalação Fotovoltaica

3.1.1 Recolha de Informação

Numa primeira fase, é necessário conhecer as intenções de cada cliente. O comercial da **Ecoinside** passa a informação recolhida à equipa de projeto. Aqui, interessa saber se o cliente pretende uma instalação em UPAC ou de uma UPP, que poderá ser um fator limitador do número máximo da painéis a instalar pela quantidade de energia que pode ser injetada na rede. Em função da intenção do cliente, é feito o estudo de viabilidade técnico-económica para a solução pretendida. Inicialmente, o cliente envia os seguintes elementos relativos ao local de instalação:

- Fatura de eletricidade relativa a um mês;
- Acesso aos diagramas de carga da instalação que reflete o consumo médio de 15 em 15 minutos para o período de um ano;

- Plantas da cobertura e alçados, para o caso de instalação em edifícios;
- Outra informação considerada relevante em relação ao local.

Também há a possibilidade de uma visita técnica para um conhecimento mais aprofundado do local. Nas instalações produtoras ou consumidoras de energia elétrica, com exceção dos pontos de medição de consumo em instalações de clientes em Baixa Tensão Normal (BTN), e na fronteira entre a rede de transporte e de distribuição é, em regra, instalado, localmente, por cada ponto físico de ligação, um sistema de telecontagem de energia elétrica. Em instalações Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE) deverão instalar-se contadores multi-tarifa, com memorização dos dados programados durante um longo período de tempo em memória não volátil e capacidade de comunicação integrada. Então para estes casos estão disponíveis os dados de consumo da potência média ativa de 15 em 15 minutos para o período de um ano. No caso da BTN, onde esta telecontagem não é obrigatória, por vezes os dados do consumo elétrico em cada 15 minutos não estão disponíveis. Como tal, também é possível realizar o procedimento iterativo sem a utilização dos diagramas de carga.

3.1.1.1 Área Disponível

Definido o tipo de instalação que o cliente pretende, a próxima etapa é saber se a área disponível para a instalação vai limitar o número de painéis a implementar. Este caso é mais frequente quando se tratam de instalações em telhados de edifícios, onde o espaço é reduzido. No caso de haver uma limitação de área, é feita uma análise com recurso a uma ferramenta de desenho em *Cad*, com o auxílio do *Google Earth*. A figura 3.1 é um exemplo onde esta análise foi necessária, uma vez que o edifício em questão tinha alguns obstáculos e diferentes inclinações.

Neste caso, era necessário saber qual o número máximo de painéis que se conseguiria instalar orientados a sul. Uma vez que se trata de uma instalação apoiada no telhado do edifício, os painéis não criam sombra entre filas. O distanciamento de obstáculos existentes no telhado como chaminés ou as platibandas resultantes da sua inclinação, foram calculados como referido no capítulo 2, seguindo a referência de 3,5 vezes a altura do obstáculo, para evitar sombreamento em todas as estações do ano.

3.1.1.2 Diagramas de Carga e Irradiância

Na ferramenta VBA é dada a opção de iniciar o processo com ou sem a utilização dos diagramas de carga do cliente. Como foi dito, é usualmente feita com estes diagramas já que a maioria dos clientes se insere num nível de tensão onde esta contagem é necessária. No entanto, por vezes essa informação não é disponibilizada, ou não existe, e como consequência, foi criada a opção de não utilizar diagramas de carga. Esta opção limita-se a simular a produção solar possível num determinado local, dadas as suas limitações de área, sem ser considerado o consumo. Considera-se esta via como de pouca utilização e pela sua análise ser considerada um caso particular do procedimento explicado, esta opção não vai ser objeto de estudo deste documento.



Figura 3.1: Estimativa do número máximo de painéis

É de realçar a possibilidade de dimensionar com várias orientações em simultâneo. Esta funcionalidade é extremamente vantajosa, já que por vezes, não é possível colocar a totalidade dos painéis a instalar com a mesma orientação. Este caso é mais frequente em edifícios já que por vezes estes têm pelo menos duas inclinações (devido ao escoamento de águas). Com esta opção, pode-se analisar a informação primeiro para a orientação que se considere mais vantajosa (normalmente a orientada mais a sul, para o caso de Portugal), e posteriormente para a orientação contrária.

No caso de o cliente ter fornecido os diagramas de carga, estes são também carregados para a ferramenta. Por norma, vêm com a informação relativa a um ano, com intervalos de 15 minutos da potência média ativa registada em cada um desses intervalos. Caso não se verifique, tem que se proceder ao tratamento de dados de forma a que apareçam neste formato, uma vez que a ferramenta assim o exige.

Posteriormente, é feito o mesmo para as irradiâncias relativas ao local da instalação. Estas são obtidas no PVGIS. Daqui é retirado o valor da irradiância horizontal global (IHG) e o valor dado em W/m^2 . Como os dados do PVGIS se encontram em intervalos de 1 hora, antes de serem carregados é necessário tratar os dados para intervalos de 15 minutos, pois a ferramenta processa

a informação em intervalos com esta duração. Para determinar a IHG para cada 15 minutos, a cada valor da IHG na próxima hora é subtraído o valor que se verifica nos 15 minutos anteriores. O resultado desta diferença é dividido por 4. Este resultado é somado ao valor que se verificava nos 15 minutos imediatamente anteriores. Sob a forma de equação:

$$IHG_{(h:m)}(W/m^2) = \frac{IHG_{(h+1:m-15)} - IHG_{(h:m-15)}}{4} + IHG_{(h:m-15)} \quad (3.1)$$

Com isto pretende-se uma distribuição gradual dos valores dados de hora em hora, para intervalos de 15 minutos. Durante a realização deste trabalho, foi automatizado uma outra ferramenta em VBA, que realiza esta conversão automaticamente e cria os ficheiros compatíveis a serem usadas na ferramenta principal. Permite assim reduzir o tempo de realização do dimensionamento. Esta conversão vai tornar a sincronização com os diagramas de carga seja o mais fidedigna possível.

As Figuras 3.2 e 3.3 são exemplos que ilustram um diagrama de cargas e irradiâncias que já se encontram aptos a ser introduzidos na ferramenta. De realçar que vai existir um ficheiro de diagramas de carga e irradiância, para cada mês do ano.

3.1.2 Ferramenta de Apoio ao Dimensionamento

3.1.2.1 Introdução dos Dados

Agora é possível proceder à utilização da ferramenta principal. Inicialmente, é definido qual o tipo de projeto. Dependendo do cliente, introduz-se os dados necessários para o dimensionamento. Nomeadamente:

- Tarifa de fornecimento de energia - Depende do local do projeto e do nível de tensão em que insere;
- Unidade dos diagramas de carga (W ou kW);
- Número de meses em estudo;
- Número de orientações em estudo;

Numa segunda fase, introduzem-se os ficheiros relativos aos diagramas de carga, em W ou kW, e as irradiâncias, como na figura 3.4, para o caso dos Diagramas de carga.

Posteriormente, é necessário preencher um formulário relativo aos dados do modelo do painel fotovoltaico que se decidir usar na simulação, bem como os aspetos financeiros que são necessários considerar. São também introduzidas as tarifas de energia, retiradas da fatura energética de cada cliente. Os dados pedidos por este formulário podem ser consultados na tabela 3.1 e a sua utilização justificada ao longo da descrição do procedimento.

Uma vez conhecido o número máximo de painéis que se podem instalar, e as informações relativas ao projeto já introduzidas, o teste pode ser efetuado. O utilizador só terá de introduzir

	Pot. Ativa (kW)
01/04/2019 00:00	484
01/04/2019 00:15	433
01/04/2019 00:30	447
01/04/2019 00:45	458
01/04/2019 01:00	452
01/04/2019 01:15	460
01/04/2019 01:30	484
01/04/2019 01:45	453
01/04/2019 02:00	467
01/04/2019 02:15	504
01/04/2019 02:30	535
01/04/2019 02:45	549
01/04/2019 03:00	539
01/04/2019 03:15	749
01/04/2019 03:30	815
01/04/2019 03:45	762
01/04/2019 04:00	778
01/04/2019 04:15	828
01/04/2019 04:30	828
01/04/2019 04:45	807
01/04/2019 05:00	815
01/04/2019 05:15	835
01/04/2019 05:30	807
01/04/2019 05:45	838
01/04/2019 06:00	848

Figura 3.2: Exemplo diagrama de cargas - Potência média ativa (kW) para cada intervalo de 15 minutos

Latitude:	39
Longitude:	-9
Results for:	February
Inclination of plane:	30 deg.
Orientation (azimuth) of plane:	0 deg.
Time	G
7:59	22
8:14	44
8:29	65
8:44	87
8:59	136
9:14	185
9:29	234
9:44	283
9:59	321
10:14	360
10:29	398
10:44	436
10:59	470
11:14	504
11:29	537
11:44	571
11:59	584
12:14	596
12:29	609
12:44	621
12:59	631
13:14	640
13:29	650
13:44	659
13:59	640
14:14	621
14:29	601

Figura 3.3: Exemplo radiância - IHG (w/m^2)

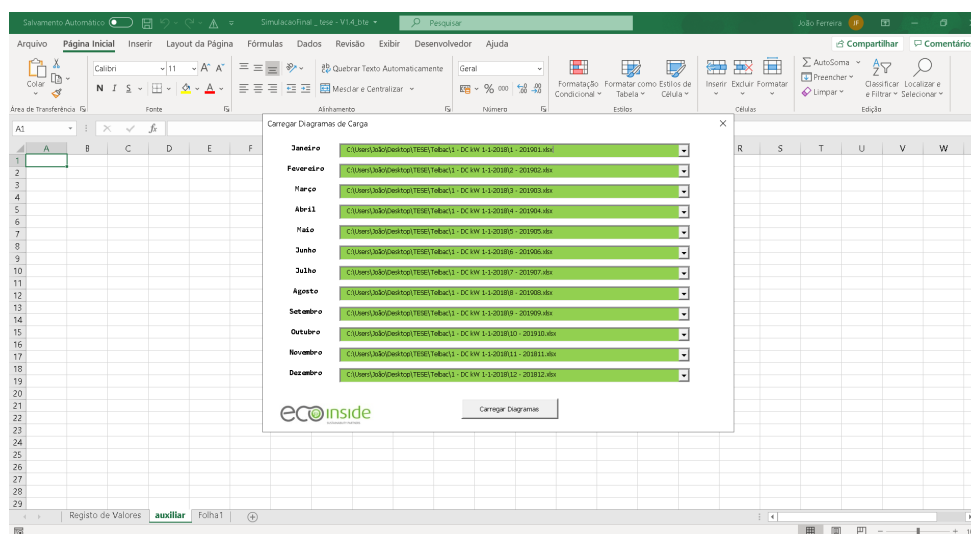


Figura 3.4: Introdução dos Diagramas de Carga

qual a área máxima a utilizar e qual o número mínimo de painéis a considerar, para cada orientação. Este último parâmetro é vantajoso já que permite reduzir o tempo de simulação, ou para situações em que seja necessário maximizar o número de painéis para determinada orientação.

3.1.3 Procedimento Iterativo

Apesar de não estar visível ao utilizador da ferramenta, é importante esclarecer o procedimento utilizado para encontrar o número adequado de painéis, segundo as condições definidas.

No esquema da figura 3.5 estão resumidas as etapas principais deste procedimento. Aqui são utilizadas quatro variáveis a iterar:

- i - representa o número de painéis instalados;
- c - representa todos os registos de 15 minutos existentes para o período de um ano;
- l - representa o número de anos de contrato - e para o qual se estende a análise feita para um ano;
- j - representa as diferentes orientações em estudo.

Primeiro um ciclo iterativo que realiza a análise técnica e financeira relativa a um ano. Este ciclo vai analisar os dados de consumo e irradiância anuais e registar o comportamento de i painéis em cada período de 15 minutos - c - desse ano. A cada registo também é guardado o benefício da energia autoconsumida e energia injetada, para i painéis. No ciclo seguinte, são considerados os benefícios e os custos do ciclo anterior e é calculado o fluxo de caixa para os anos de garantia definidos - l . Depois é feita uma comparação com o melhor caso encontrado até então. Caso seja melhor, guarda-se os resultados obtidos nesta iteração e avança-se para a seguinte ($i+1$). Caso

Tabela 3.1: Dados a introduzir pelo utilizador

Parâmetros relativos ao painel	Parâmetros relativos à tarifa(€/kWh)
Potência de cada painel (kW)	Ponta
Eficiência de cada painel (%)	Cheia
Área de cada painel (m^2)	Vazio
Perdas dos painéis (%)	Super Vazio
Garantia do fabricante dos painéis (anos)	Potência de Hora de Ponta
Perdas a considerar no sistema (%)	Tarifa venda à rede
Margem do cliente (%)	
Seguro (%)	
Inflação (%)	
Custo de capital(%)	
WACC Cliente (%)	
Taxa mínima de TIR (%)	
Limite de energia injetada (%)	
Operação e Manutenção (€) ou (%)	

não seja melhor, é mantido o encontrado até então e avança-se para a seguinte iteração de i . As condições de comparação de um caso com outro são definidas mais à frente.

O ciclo iterativo percorre todas as opções disponíveis, para os limites definidos anteriormente. Também é necessário considerar as diferentes orientações, onde se começa por analisar a primeira orientação. Para essa orientação são percorridas todas as iterações de i painéis até ao número máximo definido tendo em conta a área disponível. No cálculo da orientação seguinte, a cada valor de energia consumida em cada registo c , é retirada a energia autoconsumida pela melhor solução encontrada de i painéis na orientação anterior. Então, de uma forma resumida, para a primeira orientação é feito o balanço com os dados que são introduzidos inicialmente na ferramenta e encontrado o número ótimo a instalar. Caso esse ótimo seja o número máximo de painéis definido, considera a seguinte orientação mas com os consumos reduzidos face à produção gerada pela solução encontrada na orientação anterior. Caso não se verifique ser vantajoso instalar para uma dada orientação, esta é ignorada pela ferramenta. Encontrada a melhor solução para cada caso, são adicionados aos totais da instalação, sendo assim conhecido o número de painéis a instalar para as diversas orientações.

Após serem introduzidos os diagramas de carga e as irradiâncias, é feita uma sincronização destes dados. Por norma, são disponibilizados dados relativos a um ano, para cada dia, em intervalos de 15 minutos. Sabe-se então, para cada momento desse período, qual é o consumo (W ou kW) e respetiva irradiância (W/m^2) (este valor uma vez que é obtido do PVGIS, corresponde a dados históricos obtidos pelo programa para a localização pretendida). Então, há um par de valores de cada um destes parâmetros associado a cada registo c . De forma a simplificar a simulação, são eliminados os instantes onde o valor das irradiâncias é nulo - apenas se considera o período entre o nascer e o pôr do sol. Dado que com a introdução de painéis fotovoltaicos só se vão verificar alterações nos consumos em momentos em que haja luz solar, é feita esta filtragem para se trabalhar com o menor número possível de dados, sem haver alteração do resultado final.

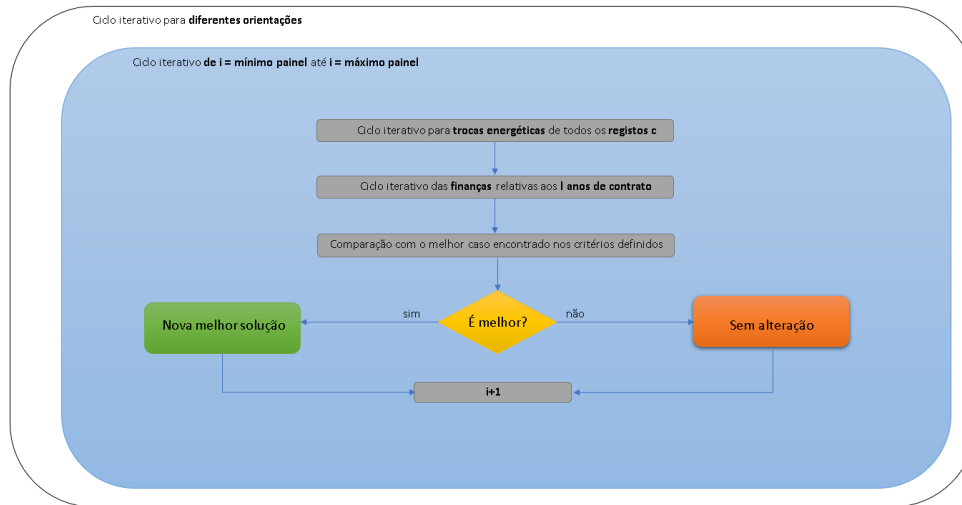


Figura 3.5: Esquema das principais etapas do processo iterativo

Sincronizadas as irradiâncias e os diagramas de carga, é necessário também sincronizar as tarifas de energia associadas ao local e ao tipo de instalação. Pode-se ver na figura 3.6, um exemplo desta sincronização. A cada linha corresponde um intervalo de 15 minutos e respetivos valores. As colunas representam o consumo (em W ou kW), a hora, a irradiância (W/m^2) e a tarifa associada a esse período (em €/kWh), respetivamente.

Em seguida, entra-se no ciclo iterativo. Numa fase inicial os valores dos diagramas de carga são convertidos em valores de energia (kWh) em 15 minutos, uma vez que os fornecidos vêm em potência.

$$Energia_consumida_{15min}(kWh) = \frac{Potencia_consumida}{4} \quad (3.2)$$

Começando a iterar para i igual ao mínimo de painéis que o utilizador declarou, é calculada a energia produzida por i painéis, em cada registo c e em kWh, como na equação 3.3. É então acrescentada a coluna da energia produzida em cada registo de 15 minutos.

$$Energia_produzida_painel(kWh) = \frac{Irr}{1000} \times efic \times area \times i \times \frac{1}{4} \times (1 - perdas) \quad (3.3)$$

- Irr - Irradiância em w/m^2
- Efic - Eficiência do modelo de painel PV (%) (na *datasheet*)
- Área - Área de um painel em m^2 (na *datasheet*)
- i - Número de painéis nesta iteração (variável a iterar)

	Consumo (kWh)	hora	produção(kWh)	tarifa por registo						data	estação	dia	
33													
34	4	07:59	1	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
35	4	08:14	1	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
36	5	08:29	1	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
37	5	08:44	16	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
38	4	08:59	31	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
39	4	09:14	46	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
40	4	09:29	61	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
41	4	09:44	115	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
42	4	09:59	169	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
43	4	10:14	222	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
44	4	10:29	276	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
45	4	10:44	295	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
46	4	10:59	314	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
47	4	11:14	333	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
48	4	11:29	352	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
49	4	11:44	363	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
50	4	11:59	374	0,140903994						01/01/2019	Inverno	3	Semana
51	4	12:14	384	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
52	5	12:29	395	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
53	3	12:44	390	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
54	4	12:59	385	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
55	4	13:14	379	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana
56	4	13:29	374	0,120972						01/01/2019	Inverno	3	Semana

Figura 3.6: Exemplo de sincronização dos dados - a cada fila corresponde um registo c

- Perdas - Perdas consideradas do sistema (%) (tabela 3.1)

A variável "perdas consideradas no sistema no sistema" é utilizada para facilmente atualizar as produções anuais. É escolhido um valor predefinido (normalmente de 14%) e posteriormente pode-se repetir o procedimento, fixando o número de painéis, e alterando este valor de forma a obter as produções anuais pretendidas. Esta utilização é explicada mais à frente, no acerto dos valores para os resultados obtidos no PVSyst.

Adiante, para cada momento, é feita a distinção em dois grupos: momentos em que a produção excede o consumo e momentos em que o consumo excede a produção.

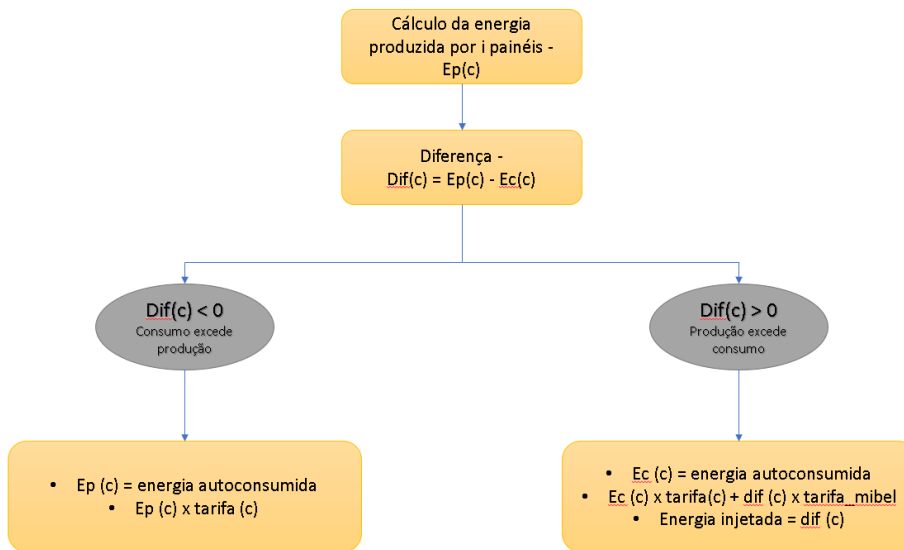
A figura 3.7 representa um fluxograma que mostra o que é feito para cada registo c disponível, de forma a fazer o balanço energético de cada iteração.

No caso do consumo ser superior à produção, toda a energia produzida pelos i painéis para esse registo c, vai ser autoconsumida. Resta fazer a contabilização do benefício obtido pelos painéis neste registo, multiplicando a **energia produzida** pela tarifa associada a este registo.

A tarifa de cada registo depende exclusivamente do tipo de horário tarifário em que o cliente se insere. Esta informação é retirado da fatura energética, e como já foi dito, introduzida a opção correspondente na ferramenta. A sincronização das tarifas com os restantes dados é feita consoante a opção introduzida.

$$Beneficio_PV(c)(\text{€}) = energia_produzida(c) \times tarifa_por_registo(c) \quad (3.4)$$

Por outro lado, no caso da produção exceder o consumo, toda a energia consumida é obtida através dos painéis e por isso contabilizada como autoconsumida. A energia excedente é vendida à rede, e é de realçar que dependendo do tipo de instalação (UPP ou UPAC), a energia que pode ser injetada na rede varia. Este valor terá relevância como critério de paragem do procedimento iterativo. Para contabilização do benefício, é multiplicada a energia consumida pela tarifa deste

Figura 3.7: Fluxograma da análise de cada registo c

registo, somado ao valor da energia injetada multiplicado pela tarifa de venda de energia à rede elétrica, constante e definida pelo mercado.

$$\begin{aligned} Beneficio_{PV}(c)(\text{€}) &= energia_consumida(c) \times tarifa_por_registo(c) \\ &+ energia_injetada(c) \times tarifa_venda_rede \end{aligned} \quad (3.5)$$

Ao consultar uma fatura de eletricidade, verifica-se que também é contabilizado o consumo de energia em horas de ponta, sob a forma de uma tarifa adicional - tarifa de Potência de Hora de Ponta (PHP), presente na tabela 3.1. Então, a energia autoconsumida nas horas de ponta também tem peso no cálculo do benefício. É calculado da seguinte forma:

$$Beneficio_{PHP}(\text{€}) = \frac{autoconsumida}{n_horas_ponta} \times tarifa_PHP \times n_dias_ano \quad (3.6)$$

A contabilização do benefício tem impacto na vertente financeira, onde se começa por verificar o total da receita proveniente da análise energética que foi feito no passo anterior para o período de um ano. Como foi dito, é contabilizada através da energia autoconsumida e injetada, como nas equações 3.7.

$$Beneficio_interno(\text{€}) = \sum_{c=1}^c autoconsumida \times tarifa_por_registo(c) + beneficio_PHP(3.7)$$

$$Beneficio_venda_rede(€) = \sum_{c=1}^c injetada \times tarifa_venda_rede \quad (3.8)$$

É nesta altura conhecido o benefício de i painéis para o período de um ano. É então necessário estender esta análise para o período de duração do contrato que é definido pela garantia dos painéis, por norma de 25 anos.

Para cada ano de contrato é preciso conhecer os custos associados. Estes derivam da operação e manutenção dos painéis que pode representar uma % da receita ou um valor fixo em €, caso seja conhecido, e do seguro que é um valor percentual da receita (estes dados são introduzidos na tabela 3.1).

Começa-se com um valor negativo correspondente ao investimento necessário para instalar i painéis. Este valor está predefinido com sendo 1 €/Wp. Então o cálculo do investimento inicial depende da potência instalada:

$$Investimento_inicial(€) = potencia_instalada \times preco_referencia \quad (3.9)$$

É utilizado este valor apenas como forma de comparação entre soluções encontradas pela ferramenta durante a realização do procedimento, e não representa o valor real do investimento inicial. É utilizado este valor predefinido uma vez que o preço de cada módulo (e da instalação em geral) é alterado consoante o número de módulos existentes, e não de uma forma linear. Por norma, uma encomenda maior, vê um preço por módulo mais reduzido.

Existe então na ferramenta uma funcionalidade, denominada "desconto", que no final do procedimento permite voltar a realizar os cálculos financeiros, para o período do contrato, com o novo preço real em €/Wp sem ser necessário realizar o procedimento desde o início. Desta forma, é possível incluir no investimento inicial todas os custos que se prevê que vão decorrer do projeto, como por exemplo:

- Preço real dos módulos fotovoltaicos;
- Inversores solares;
- Sensores instalados (para controlo de fluxo energético);
- Custos de instalação (mão de obra, estrutura metálica, entre outros).

Este cálculo também tem em consideração a margem do cliente, introduzida na tabela 3.1, e é calculado da seguinte forma:

$$Preco_final(€/Wp) = \frac{\frac{Orcamento_real}{1 - margem_cliente}}{preco_referencia \times potencia_instalada} \quad (3.10)$$

O valor do preço final encontrado é então multiplicado com o valor do investimento que a ferramenta considerou (tendo em conta o preço de referência e a potência instalada) e os cálculos financeiros são recalculados para este novo valor encontrado, o que representa o valor real do investimento.

O *cash-flow* anual é calculado como em 3.12. Tanto a operação e manutenção como o seguro são introduzidos pelo projetista, como referenciado na tabela 3.1.

$$Cash_flow(0)(\text{€}) = -investimento \quad (3.11)$$

$$Cash_flow(1)(\text{€}) = Receita - custos \quad (3.12)$$

Os valores das receitas resultante da soma do benefício de autoconsumo e de venda à rede, e dos custos no final da iteração, são atualizados consoante a inflação considerada (também introduzida pelo utilizador) e pela perdas anuais de produção do sistema fotovoltaico (definido pelo fabricante), para serem utilizados no ano seguinte. Ou seja, o benefício do sistema fotovoltaico em cada ano do contrato aumenta consoante a inflação mas é reduzido com a perda de produção anual dos painéis. O benefício interno de cada ano - l - do contrato é então atualizado da seguinte forma:

$$Beneficio_interno(l+1)(\text{€}) = beneficio_interno(l) \times (1 + inflacao) \quad (3.13)$$

$$Beneficio_interno(l+1)(\text{€}) = beneficio_interno(l) \times (1 - perdas_anuais) \quad (3.14)$$

Quando os *cash-flows* de cada ano do contrato são conhecidos, é calculada a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Atual Líquido (VAL) para o número de painéis considerado.

São então comparados os resultados obtidos com i painéis e a melhor solução encontrada até então. As condições de comparação que vão decidir se a iteração atual deve ser a considerada a melhor são as seguintes:

- TIR de i superior à TIR da melhor iteração encontrada - caso seja a primeira iteração o valor é o definido pelo utilizador
- Energia injetada com i painéis inferior ao valor definido pelo utilizador como o máximo que a instalação pode injetar na RESP;
- O valor absoluto da média das diferenças ($E_{produzida}(c) - E_{consumida}(c)$) de i seja inferior ao valor absoluto da média das diferenças da melhor iteração

Dados Instalação	Instalação Sugerida		Dados Financeiros
Potência de cada painel (W) 290	Potência nominal (kW) 120	Potência instalada (kWp) 133,11	Investimento inicial (€) 89 751 €
Eficiência de cada painel (%) 17,72%			
Nº painéis 459	Energia anual produzida PV (kWh) 190 507	Porcentagem energia total produzida (%) 54,95%	Poupança anual (€) 19 921 €
Área utilizada (m2) 828	Energia anual consumida antes PV (kWh) 346 714	Energia anual consumida depois PV (kWh) 211 054	Payback (anos) 4,44
	Energia autoconsumida PV (kWh) 135 060	Porcentagem energia autoconsumida (%) 70,90%	TIR a 25 anos 23,32%
Nº inversores 4	Energia vendida à rede (kWh) 55 448	Porcentagem energia vendida à rede (%) 29,10%	VAL a 25 anos 263 893 €

Figura 3.8: Resumo da informação relativa à instalação

- A média das diferenças inferior a 10% do consumo

No cálculo do VAL, a taxa utilizada é o valor de WACC (Custo Médio Ponderado de Capital), referido na tabela 3.1 e definido pelo utilizador. O WACC é um cálculo do custo de capital de uma empresa em que cada categoria de capital é ponderada proporcionalmente. Todas as fontes de capital, incluindo a receita, e qualquer outra dívida a longo prazo (custos), estão incluídas num cálculo do WACC. Então a VAL a 25 anos, é calculada da seguinte forma:

$$VAL(€) = \frac{\sum_{l=1}^{garantia} cash_flow_acumulado}{(1 + WACC)^l} \quad (3.15)$$

De realçar a verificação da média das diferenças na comparação de uma solução com outra. Uma solução para ser considerada mais vantajosa tem que produzir uma menor diferença média entre a produção e o consumo (em valor absoluto). Com isto garante-se uma maior aproximação entre a energia produzida e a energia consumida na instalação.

O ciclo iterativo dá-se por concluído quando o número máximo de painéis, definido pelo limite de área, for atingido e todas as soluções consideradas.

3.1.4 Tratamento dos Resultados

No final do ciclo iterativo é calculado o *payback* e a informação da instalação resumida, como na figura 3.9.

No entanto, uma vez que a ferramenta não tem em consideração a utilização de inversores, que em termos económicos é considerado no desconto, e a disposição das strings, o projetista recorre ao PVsyst. Com este software, consegue-se fazer estudos de performance da instalação sugerida pela ferramenta VBA, e adaptar essa solução à introdução dos inversores e disposição das strings.

Para auxiliar a utilização do PVsyst com a ferramenta, no final do teste, é possível voltar a iterar mas com diferente número de painéis. Este número é o que foi definido no PVsyst, e que tem em conta a organização das strings pelos diversos inversores - que são dimensionados para 0,9 da potência nominal do sistema PV, já que poucas são as vezes em que a produção é máxima. Também o PVsyst permite considerar perdas por efeitos de temperatura e algum sombreamento devido à presença de nuvens (que a ferramenta não considera). Então, é verificada a produção anual

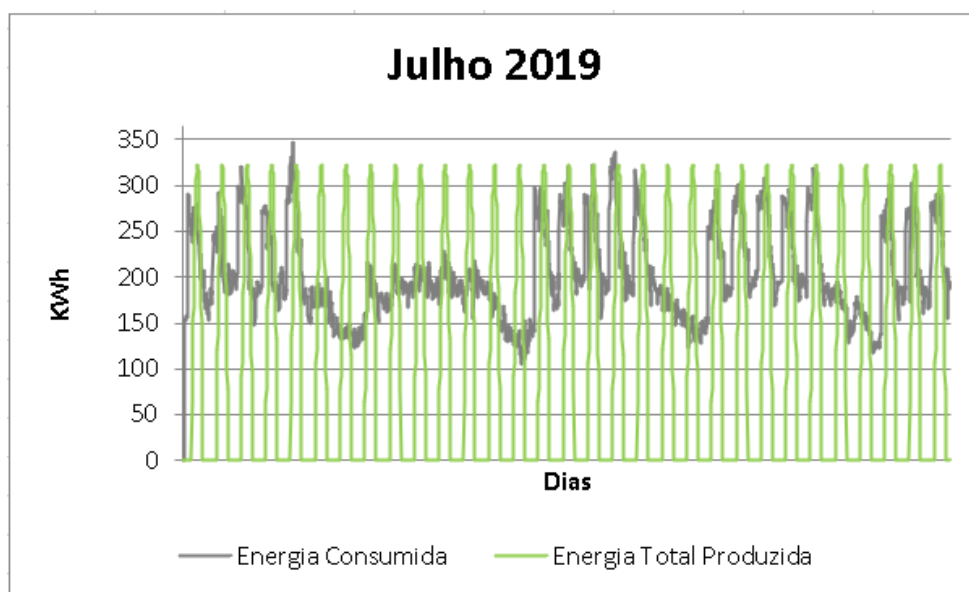


Figura 3.9: Exemplo de gráfico obtido da energia total produzida e consumida para um mês de julho

do sistema no PVSyst, e comparada ao resultado da ferramenta. A ferramenta por predefinição utiliza perdas do sistema de 14%. Sabendo os totais de produção da ferramenta e do PVSyst, volta-se a realizar o teste com o número de painéis pretendido, mas atualizando as perdas para que resultem numa produção anual semelhante ao PVSyst. Isto permite que a solução apresentada pela ferramenta tenha as mesmas produções anuais que um software certificado de dimensionamento como o PVSyst.

Para finalizar, é necessário um estudo económico relativo a custos de deslocação, preço dos inversores, preço real dos módulos, estrutura para instalação dos painéis, entre outros. Uma vez que a ferramenta considera como custo da instalação, 1 €/Wp, é necessário fazer um ajuste considerando os gastos associados. É então aplicado o desconto ao investimento, demonstrado na equação 3.10, que pode ser inferior ou superior a 1, resultante deste análise financeira. Após a aplicação do desconto, é alterado o investimento inicial e calculado o payback resultante.

O projetista também tem disponíveis diversos gráficos relativos à vertente energética, como o da figura 3.9, onde se pode ver a produção e o consumo relativos a um mês de Julho e ter uma melhor ideia do comportamento da instalação. Também são disponibilizados gráficos dos *cash-flows* acumulados, para se ter uma visão geral da parte financeira para o período do contrato. Todas estas informações também permitem ao comercial preparar a proposta para apresentar ao cliente, e torná-la visualmente mais apelativa.

3.2 Autoconsumo Fotovoltaico com Armazenamento Local de Energia em Baterias

Pretende-se agora descrever a alteração realizada à aplicação anteriormente descrita e o algoritmo associado para inclusão da questão do dimensionamento de SAB tendo em consideração os apelos técnicos e económicos. Uma vez que esta alteração foi incorporada numa ferramenta já existente, teve que ser tido em consideração o modo como esta funciona. De realçar então, que se procurou encontrar a solução que melhor se adequava para encontrar o número de baterias mais rentável a instalar, de uma forma análoga ao que é feito para os painéis fotovoltaicos. Com a implementação do modelo de baterias, pretende-se armazenar excessos de energia, fruto da produção fotovoltaica, para ser utilizado mais tarde, ou seja, seguindo uma lógica de maximizar o autoconsumo. Uma vez que a análise fotovoltaica apenas considerava os períodos onde se verifica produção fotovoltaica, já que é nesses períodos que os painéis influenciam a instalação, no caso das baterias é necessário considerar as 24 horas de um dia, uma vez que a bateria poderá ter influência em qualquer altura desse dia.

Posto isto, o modelo utilizado segue um procedimento iterativo, onde, como é feito para os painéis fotovoltaicos, se percorrem todas as opções existentes e onde se vai registando qual o resultado mais rentável. Este, assume que a bateria ao longo do seu funcionamento vai ter uma gestão perfeita, o que não é uma desconsideração muito grande uma vez que, a um SAB está associado uma UGB (Unidade de Gestão de Baterias), que é responsável por essa gestão. Por isso, não se consideram eventuais perdas que o sistema poderá ter, e que pode ser afetada por diversos fatores externos como a temperatura ou o modo como se coordena o aparelho, o que é considerado uma limitação do modelo utilizado.

Vai-se explicar como é feito um dimensionamento com as alterações feitas na ferramenta, demonstrando o modelo de baterias utilizado e justificando convenientemente as escolhas tomadas.

Foi decidido analisar a instalação como sendo PV mais SAB e rede elétrica em simultâneo. Assim, está a ser comparado se a utilização de baterias é mais rentável do que a instalação só de PV. É no entanto de esperar, devido ao estado de desenvolvimento das tecnologias SAB, que comparado a um sistema só composto por painéis fotovoltaicos seja difícil encontrar casos onde se justifique a instalação de baterias. Mesmo assim, continua a ser mais uma opção que a **Ecoinside** dispõe para satisfazer as necessidades dos seus clientes.

3.2.1 Introdução dos Dados

Tal como na simulação de um sistema PV, com baterias o processo é iniciado da mesma forma. São introduzidos os diagramas de carga, as irradiâncias e os dados relativos aos painéis e à instalação (tabela 3.1).

De seguida, é pedida a informação referente à bateria. Os dados a introduzir estão na tabela 3.2 e podem ser retirados da *datasheet* do modelo de bateria que se pretende testar.

Daqui são retiradas as principais variáveis que vão servir como restrições ao funcionamento da bateria.

Tabela 3.2: Dados a introduzir pelo utilizador referentes ao modelo de bateria

Parâmetros relativos à bateria
Capacidade da bateria (kWh)
Tensão nominal (V)
Corrente contínua máxima admissível (A)
Número máximo de baterias em paralelo
Custo (€)
Eficiência carga/descarga (%)
DoD máximo (%)
DoC máximo (%)
Garantia (anos ou nº de ciclos)
Perda de Capacidade no final da garantia (%)
C-rate

3.2.2 Procedimento Iterativo

Como já foi dito, o método de cálculo das baterias seguiu o utilizado para os painéis. Como consequência, foi criada uma nova variável a iterar, **p**, dentro do ciclo dos painéis. Ou seja, para cada iteração de *i* painéis, são testadas todas as hipóteses de *p* baterias. Reconhece-se que este método torna o processo iterativo mais lento, já que aumenta o número de ciclos efetuados para um dimensionamento só com PV, em *p* vezes. O que significa que quanto mais baterias utilizadas no teste, mais demorado é o procedimento. Por esta razão, e apesar de o ciclo iterativo com baterias encontrar uma solução só com painéis caso seja a melhor, acrescentou-se à ferramenta a opção de "Dimensionamento PV" e "Dimensionamento PV + Baterias".

Com recurso ao perfil de consumo de um cliente, é possível saber valores como qual a potência média consumida ao longo do ano, bem como qual o máximo verificado ou o mínimo. Isto dá uma melhor ideia de qual será a potência, e consequentemente energia, que será exigida à bateria pela instalação. É então importante definir qual a quantidade máxima de energia que a bateria pode receber durante a carga, ou fornecer durante a descarga. Já que a ferramenta trabalha em intervalos temporais de 15 minutos, a variável energia máxima de carga/descarga (EMCD), em kWh, é calculada da seguinte forma.

$$Energia_maxima_carga/descarga(kWh) = \frac{\frac{V \times I}{1000} \times P}{4} \quad (3.16)$$

V corresponde à tensão em Volt e I a corrente em Ampère.

A capacidade útil de uma bateria pode ser alterada devido à potência de carga/descarga [51]. Descarregar ou carregar a bateria com uma potência demasiado elevada pode ter efeitos nocivos na capacidade útil da bateria. Prova disto são as folhas características das baterias, onde é referido que a capacidade útil da bateria foi calculada em testes de laboratório, para um determinado c-rate (normalmente inferior a 1C) e DoD associado. Foi por isso adicionada a variável taxa máxima de carga/descarga (C-rate) que limita a energia máxima que pode ser transferida em cada

intervalo temporal, definindo assim a energia máxima carga/descarga efetiva (EMCDE). Esta opção vai-se mostrar bastante útil uma vez que estes projetos comecem a ser implementados, e se tenha uma noção mais real de qual é o melhor modo de gestão de um SAB.

$$Energia_maxima_carga/descarga_efetiva(kWh) = EMCDE \times c_rate \quad (3.17)$$

O número de baterias que podem ser instaladas em paralelo é definido pelo fabricante e é o valor que define a variável p , a iterar. A capacidade instalada de um SAB varia consoante o número de baterias em paralelo, como na equação 3.18, e é medido em kWh.

$$Capacidade_instalada(kWh) = Capacidade_bateria \times p \quad (3.18)$$

O custo a que se refere a tabela 3.2, pode ser apenas da bateria ou do conjunto da bateria mais inversor. Como já foi referido, há a opção de não se considerar aqui o preço do inversor, e depois entrar no cálculo do desconto referido anteriormente - já que é o que é feito para a vertente fotovoltaica.

Tal como o custo, também a eficiência utilizada, se possível, deve ser a do conjunto bateria mais inversor. Isto porque também o seu valor não é de desconsiderar e tem efeito nas trocas de energia, já que num sistema de baterias existem sempre perdas a cada troca de energia, seja carga ou descarga [50]. Então a eficiência que se introduz na ferramenta, representa a eficiência a cada entrada ou saída de energia. Caso a folha característica da bateria, indique a eficiência global (*round-trip*) da bateria, o valor a ser introduzido na ferramenta deve ser o seguinte:

$$\frac{Eficiencia_bateria(\%)}{100} = \sqrt{\frac{eficencia_global(\%)}{100}} \quad (3.19)$$

Foi também utilizado um DoD (*Depth of discharge*) e DoC (*Depth of Charge*) máximo. Isto porque, alguns fabricantes aconselham a limitar a profundidade de descarga, na maior parte das vezes, mas também de carga, já que descargas bastante profundas têm efeitos nocivos no tempo de vida da útil da bateria [51]. É assim criado o Limite Superior (LS) e Limite Inferior (LI) do modelo, também em kWh.

$$Limite_Superior(kWh) = Capacidade_instalada \times DoC \quad (3.20)$$

$$Limite_Inferior(kWh) = Capacidade_instalada \times DoD \quad (3.21)$$

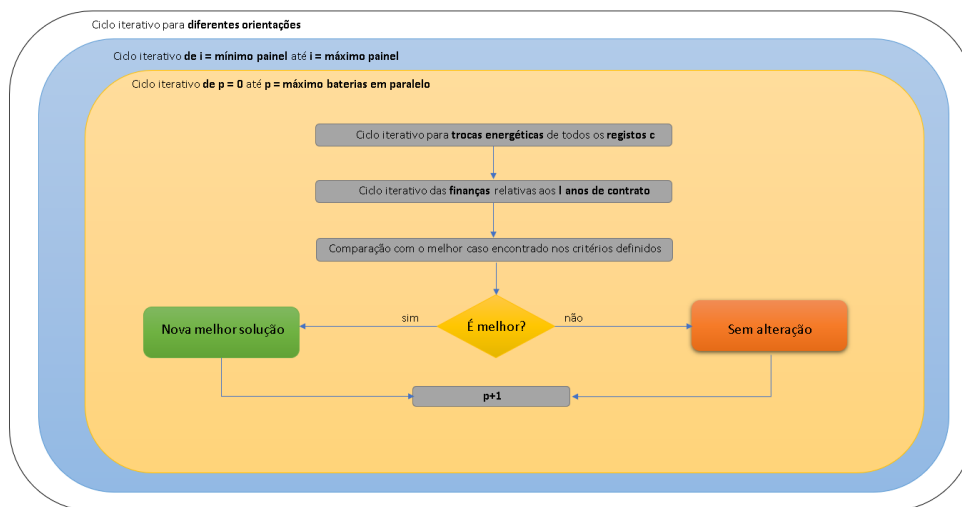


Figura 3.10: Esquema das principais etapas do processo iterativo com baterias

A garantia, dependendo do fabricante, pode ser fornecida em anos ou em número de ciclos completos. Na eventualidade de se tratar do segundo caso, são calculados o número de ciclos feitos no período de um ano. É assim realizada uma previsão do número de anos que levará a bateria a atingir o número de ciclos da garantia. Por norma, o fabricante também indica qual é a da capacidade total no final da garantia - caso não seja indicado, foi escolhido como predefinição o valor de 80% da capacidade da bateria, já que é o valor mais comum nas ofertas do mercado. Caso seja indicado em número de anos, é feito um cálculo das perdas médias por ano, tendo em consideração o número de anos da garantia e qual é a capacidade esperada no final dessa garantia, e é assumida uma perda de capacidade linear até ser atingido o período da garantia. Mais à frente será explicado de que forma é que esta perda de capacidade tem efeito nos cálculos financeiros do benefício das baterias.

As principais etapas do novo processo iterativo estão apresentadas na figura 3.10. De salientar que, embora organizado da mesma forma que o anterior, os ciclos das trocas energéticas e do cálculo financeiro sofreram alterações, que se passam a explicar de seguida. A estratégia de descarregamento pode, se necessário, ser definida para só acontecer se se verificar determinada(s) tarifa(s) - por exemplo, só descarregar em momentos em que a tarifa associada seja de ponta ou cheia. Esta opção pode não ser necessária uma vez que, o momento em que deixa de haver produção solar no final de dia, também corresponde ao período de tarifa mais elevada, e é quando a instalação recorre à bateria. No entanto, fica disponível esta opção para casos onde isto não se verifique e seja vantajoso forçar o descarregamento para determinado período.

Do ponto de vista energético, e lembrando que são percorridos todos os períodos de 15 minutos c , ao longo do estudo, não existem alterações ao modo de operação dos painéis. O que vai determinar se a bateria deve carregar ou descarregar é a diferença entre a produção fotovoltaica e o consumo - a variável em função dos registos c - $\text{dif}(c)$, em kWh. Se for **positivo**, temos

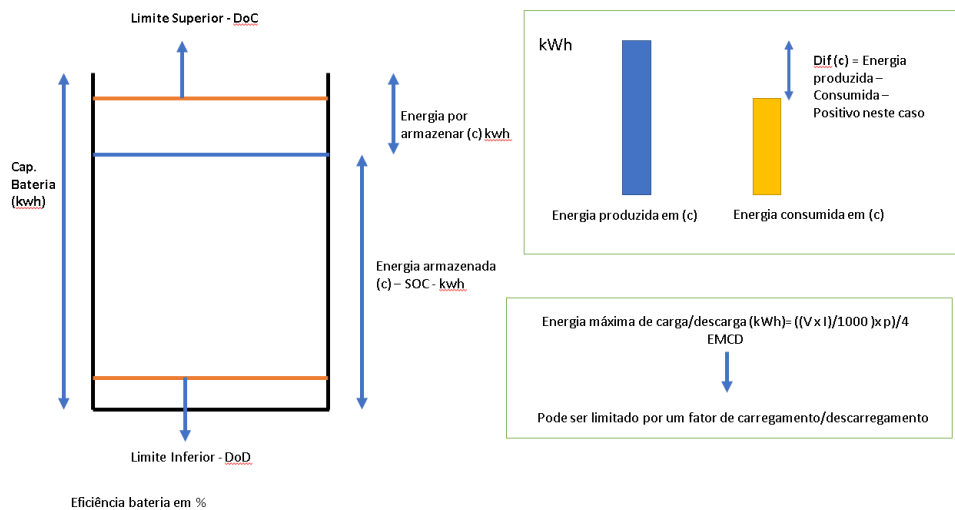


Figura 3.11: Esquema das principais variáveis do modelo da bateria

possibilidade de carregar a bateria. Caso seja **negativo**, há a possibilidade de alimentar o consumo em falta recorrendo à bateria. Não se assume neste modelo o carregamento da bateria através da rede elétrica em períodos de tarifa reduzida, para descarregar em períodos de tarifa de ponta ou cheia.

Na imagem 3.11, está um esquema representativo do modelo utilizado, com as variáveis utilizadas. Para a representação é usado um "tanque" com água, que pretende representar que variáveis podem alterar durante um carregamento ou um descarregamento.

3.2.2.1 Produção inferior ao consumo

Na explicação aqui feita, não é considerada a gestão consoante a tarifa associada a cada registo c para tomar a decisão de descarregar, ou não, a bateria (apesar de ser possível implementar esta solução). Na implementação desta gestão, a única diferença em relação à explicação que se segue, é a verificação da tarifa correspondente ao registo c associado. Caso a um determinado registo c corresponda uma das tarifas que se registou como aquelas onde se pretende que a bateria descarregue, a explicação que se segue é válida. Caso não corresponda a essas tarifas, a bateria não descarrega e espera que estas se verifiquem.

Começa-se então por analisar o caso em que o $\text{dif}(c)$ é **inferior a zero**, e o consumo excede a produção. O objetivo agora é verificar o mínimo valor entre as seguintes condições:

- Descarregar o equivalente à EMDE (kWh)
- Descarregar até ao limite de DoD - limite inferior (kWh)
- Descarregar o necessário para atender ao consumo ($\text{dif}(c)$) - (kWh)

Ora, neste caso, e não considerando a gestão consoante a tarifa utilizada, pretende-se que a bateria descarregue. É verificado inicialmente qual o estado de carga atual da bateria (SOC), medido em kWh. Consoante o valor de $dif(c)$, é verificada a energia necessária para suprir esse valor, sendo essa a situação ideal. No caso da bateria não conseguir descarregar a energia suficiente em cada 15 minutos, então descarrega o equivalente ao EMDE. A equação 3.23 representa a atualização das variáveis do valor de $dif(c)$, que apresenta uma soma já que este valor é negativo neste caso, e do SOC da bateria.

$$dif(c)(kWh) = dif(c) + (EMDE \times eficiencia_bateria) \quad (3.22)$$

$$SOC(c)(kWh) = SOC(c) - EMDE \quad (3.23)$$

Também é necessário garantir que o limite inferior, definido pelo DoD escolhido, não pode ser violado. Como tal, ao $dif(c)$ é somada a energia que falta para se atingir o limite inferior. O SOC fica então definido no valor desse limite inferior.

$$dif(c)(kWh) = dif(c) + ((SOC(c) - LI) \times eficiencia_bateria) \quad (3.24)$$

$$SOC(c)(kWh) = SOC(c) - (SOC(c) - LI) \quad (3.25)$$

Por fim temos a situação ideal, onde no fim deste registo c , o $dif(c)$ passa a ser zero pois a bateria conseguiu transferir energia suficiente. De notar na equação de atualização do estado de carga, é tido em consideração que a bateria tem que transferir mais energia que a do $dif(c)$, dadas as perdas que se verificam por conversão de energia.

$$SOC(c)(kWh) = SOC(c) - \frac{abs(dif(c))}{eficiencia_bateria} \quad (3.26)$$

$$dif(c)(kWh) = 0 \quad (3.27)$$

3.2.2.2 Produção superior ao consumo

Para esta situação foi necessário definir uma nova variável correspondente à energia que ainda pode ser armazenada no registo c , já que está a ser considerado o carregamento da bateria:

$$Capacidade_disponivel_armazenar(c)(kWh) = Limite_Superior(kWh) - SOC(c)(kWh) \quad (3.28)$$

Posto isto, para se saber a energia a ser armazenada é necessário verificar qual a energia mínima entre as seguintes possibilidades:

- Carregar o equivalente à EMCE (kWh)

- Carregar até ao limite de DoC - limite superior (kWh)
- Carregar todo o excedente de produção - $dif(c)$ (kWh)

Para a opção de carregar o equivalente a EMCE, caso os outros valores sejam superiores à energia que se consegue transferir em 15 minutos, as atualizações das variáveis são as seguintes:

$$dif(c)(kWh) = dif(c) - EMCE \quad (3.29)$$

$$SOC(c)(kWh) = SOC(c) + (EMCE \times eficiencia_bateria) \quad (3.30)$$

No segundo caso, a energia a ser carregada corresponde à diferença entre o estado de carga atual e o limite de carregamento que foi definido.

$$dif(c)(kWh) = dif(c) - \frac{energia_por_armazenar(c)}{eficiencia_bateria} \quad (3.31)$$

$$SOC(c)(kWh) = SOC(c) + (energia_por_armazenar(c)) \quad (3.32)$$

Por fim, há a possibilidade de armazenar todo o excedente de produção. Esta é a situação ideal, já que não há injeção de energia na rede, sendo esta armazenada na bateria para ser aproveitada mais tarde na instalação. Apesar de ser transferido o valor correspondente a $dif(c)$, na bateria é armazenado esse valor tendo em consideração a eficiência, dando resultado a uma quantidade de energia armazenada na bateria inferior a esse valor.

$$SOC(c)(kWh) = SOC(c) + (|dif(c)| \times eficiencia_bateria) \quad (3.33)$$

$$dif(c)(kWh) = 0 \quad (3.34)$$

3.2.2.3 Financeiro

Quanto à vertente financeira, o investimento inicial é calculado da mesma forma para a vertente fotovoltaica, mas é acrescentado o custo da bateria (pode-se considerar o preço do inversor no desconto, como é o caso do inversor solar). É também necessário incluir no cálculo no benefício interno da solução a porção de energia proveniente do sistema de baterias, sendo por isso considerados os momentos em que a bateria é descarregada. Foi decidido que neste cálculo é utilizada a quantidade de energia que a bateria enviou para a instalação. Então, o benefício interno proveniente da bateria é guardado em cada registo c , e depende da quantidade de energia que a bateria descarrega. Mais uma vez temos as três opções possíveis de descarregamento referidas anteriormente.

No caso de ser transferida a energia que é limitada pelas restrições técnicas do modelo de bateria, que é o mesmo que dizer, o equivalente à EMCE, a contabilização do benefício é feita:

$$Beneficio_interno_bateria(c)(\text{€}) = EMCE \times eficiencia_bateria \times tarifa_por_registro \quad (3.35)$$

Para o segundo caso referido, em que a bateria pode descarregar até ao limite de DoD, o benefício é:

$$Beneficio_interno_bateria(c)(\text{€}) = (SOC(c) - LI) \times eficiencia_bateria \times tarifa_por_registro \quad (3.36)$$

Por fim, temos o cálculo do benefício tendo em consideração que a bateria descarregou o necessário para suprir o consumo para este registo c:

$$Beneficio_interno_bateria(c)(\text{€}) = |dif(c)| \times tarifa_por_registro(c) \quad (3.37)$$

Ora, pode então ser calculado o benefício interno do sistema, semelhante ao caso só com fotovoltaico, que resulta na equação 3.38.

$$Beneficio_interno_sistema(\text{€}) = \left(\sum_{c=1}^c beneficio_interno_PV \right) + \left(\sum_{c=1}^c beneficio_interno_bateria \right) \quad (3.38)$$

Agora já pode ser calculada a receita de um ano de funcionamento para este sistema. O benefício de venda de energia à rede é calculado da mesma forma e resulta da energia injetada na rede elétrica multiplicado pela tarifa de venda de energia à rede definido pelo operador de mercado.

$$Receita(\text{€}) = beneficio_interno_sistema + beneficio_venda_rede \quad (3.39)$$

Os custos, mais uma vez, correspondem à operação e manutenção necessária durante o ano, mais um seguro associado, que resulta de uma percentagem (definida pelo utilizador) da receita anual gerada.

Então, ao fluxo de caixa para o primeiro ano do contrato corresponde:

$$Cash_flow(1)(\text{€}) = Receita - custos \quad (3.40)$$

É agora necessário considerar o resto de anos de contrato. Tal como na versão apenas com PV, consoante a garantia dos painéis, faz-se o cálculo financeiro para esse período. Tendo em consideração que a bateria tem uma garantia menor que a dos painéis, os cálculos efetuados não prevêem a sua substituição, mas sim uma perda de capacidade útil constante ao longo do período

definido pela garantia dos painéis. Por exemplo, o fabricante da bateria indica que aquele modelo deverá ao fim dos 10 anos perder a garantia, e que se espera que tenha cerca de 80% da sua capacidade útil. Para ter em consideração este aspeto e para este caso, seria considerado uma perda de 2% da capacidade útil da bateria, que ao fim de um contrato com painéis com garantia de 25 anos, resulta na bateria com uma capacidade útil de 50%. Ora, para o cálculo do benefício a l anos (variável correspondente ao número de anos do contrato) é então feito:

$$Beneficio_interno_bateria(l+1)(\text{€}) = beneficio_interno_bateria(l) \times (1 - perda_anual) \quad (3.41)$$

No entanto, também é necessário considerar a inflação ao longo dos anos. Para isto, o valor do benefício interno da bateria, à semelhança do que acontece com os painéis, é atualizado consoante o valor que for considerado para a inflação.

$$Beneficio_interno_bateria(l+1)(\text{€}) = beneficio_interno_bateria(l) \times (1 + inflacao) \quad (3.42)$$

Os custos anuais são atualizados da mesma forma que na situação apenas com painéis, tendo também em consideração o valor da inflação escolhida.

Definidos todos os valores de benefício e custos associados ao projeto, é possível fazer o balanço dos *cash-flows* para o período do contrato. Uma vez que se tem os valores dos ganhos e custos anuais, considerando também o investimento inicial (painéis + baterias + eletrónica de potência) no ano zero, conseguem-se obter as variáveis que decidem se esta solução compensa face à até aqui encontrada. A este valor dá-se o nome de *cash-flow-acumulado*. De realçar que o *cash-flow* do ano zero deve ser considerado como um valor negativo já que representa um investimento.

$$Cash_flow_acumulado(l)(\text{€}) = cash_flow(0) + \sum_{l=1}^{garantia} cash_flow(l) \quad (3.43)$$

Para isto, a violação do limite de energia injetada não deve acontecer, e verifica-se qual a TIR associado a este fluxo de caixa com recurso aos *cash-flows* definidos, e qual o VAL do investimento.

Um exemplo deste cálculo pode ser consultado na figura 3.12, onde foi considerada um WACC de 4%, que é o valor predefinido pela ferramenta.

Os parâmetros de comparação entre uma solução e outra são os mesmos utilizados na vertente fotovoltaica, mas foi retirada a condição que verifica se o valor absoluto das diferenças médias ($E_p(c) - E_c(c)$) desta iteração é inferior, uma vez que a presença de baterias altera este valor para cada registo c , e com a presença desta restrição não permitia o incremento do número de baterias a instalar.

Ano	Seguro	O&M	Benefício da Venda à Rede	Benefício do Consumo Interno	Cash Flow	Cash Flow Acumulado	Investimento Inicial	Duração (anos)	Payback (anos)	TIR	VAL
0	0	0	0	0	-28 125,0000 €	-28 125,0000 €	28 125,0000 €	25	6,44	16,00%	48 037,1534 €
1	45 €	316 €	487 €	4 031 €	4 157 €	-23 968 €					
2	46 €	322 €	496 €	4 103 €	4 231 €	-19 738 €					
3	47 €	328 €	504 €	4 176 €	4 306 €	-15 431 €					
4	48 €	333 €	513 €	4 251 €	4 383 €	-11 049 €					
5	48 €	339 €	523 €	4 326 €	4 461 €	-6 588 €					
6	49 €	345 €	532 €	4 403 €	4 541 €	-2 047 €					
7	50 €	352 €	541 €	4 482 €	4 621 €	2 575 €					
8	51 €	358 €	551 €	4 562 €	4 704 €	7 278 €					
9	52 €	364 €	561 €	4 643 €	4 788 €	12 066 €					
10	53 €	371 €	571 €	4 726 €	4 873 €	16 939 €					
11	54 €	377 €	581 €	4 810 €	4 960 €	21 899 €					
12	55 €	384 €	591 €	4 896 €	5 048 €	26 947 €					
13	56 €	391 €	602 €	4 983 €	5 138 €	32 086 €					
14	57 €	398 €	613 €	5 072 €	5 230 €	37 316 €					
15	58 €	405 €	624 €	5 162 €	5 323 €	42 639 €					
16	59 €	412 €	635 €	5 254 €	5 418 €	48 057 €					
17	60 €	420 €	646 €	5 348 €	5 515 €	53 571 €					
18	61 €	427 €	658 €	5 443 €	5 613 €	59 186 €					
19	62 €	435 €	669 €	5 540 €	5 713 €	64 897 €					
20	63 €	442 €	681 €	5 639 €	5 815 €	70 712 €					
21	64 €	450 €	693 €	5 740 €	5 918 €	76 630 €					
22	65 €	458 €	706 €	5 842 €	6 024 €	82 654 €					
23	67 €	467 €	718 €	5 946 €	6 131 €	88 786 €					
24	68 €	475 €	731 €	6 052 €	6 241 €	95 026 €					
25	69 €	483 €	744 €	6 160 €	6 352 €	101 378 €					

Figura 3.12: Relatório financeiro resultante da análise dos 1 anos de contrato

3.2.3 Tratamento dos Resultados

No final do ciclo iterativo, como anteriormente, é calculado o *payback* e os mesmos relatórios produzidos, mas agora com a inclusão do benefício gerado pelas baterias. De forma análoga, o PVSyst também permite compor sistemas de autoconsumo incluindo a utilização de baterias. No entanto, não havia acesso a ficheiros atuais para realizar a simulação com a baterias presentes no mercado atual, e por isso a sua utilização não foi considerada no capítulo 4. De qualquer forma, o objetivo seria o mesmo. Realizar o dimensionamento dos inversores da bateria e verificar o efeito das perdas que o software considera na energia global do sistema.

Os gráficos produzidos em relação à componente de armazenamento vão ser discutidos no capítulo seguinte.

3.3 Conclusões

A ferramenta VBA é capaz de realizar o dimensionamento pelo processamento de diagramas de carga, irradiâncias e do local de instalação. Realiza o cálculo energético e financeiro, comparando diversas soluções e encontrando aquela que apresenta um maior benefício. Aliado ao PVSyst, produz soluções bastante fidedignas e que têm também em consideração os aspetos técnicos que uma instalação destas necessita. Também auxilia na realização das propostas a apresentar aos clientes, criando uma sinergia entre os diferentes departamentos da empresa.

Contudo, é suscetível ao erro humano e depende bastante da recolha de informação correta. Uma vez que o estudo da área disponível é feito manualmente, por vezes, já no local da instalação, a disposição dos painéis prevista não é ótima, uma vez que pode haver sombreamentos que não foram considerados, ou que não existiam, e as distâncias mal calculadas. Também na utilização de diferentes orientações a simulação pode-se tornar muito demorada.

Capítulo 4

Caso de Estudo

4.1 Introdução

No capítulo anterior foi apresentado e discutido o procedimento iterativo implementado na ferramenta já existente para o dimensionamento de um sistema fotovoltaica com a possibilidade de incluir armazenamento com o recurso a baterias. O objetivo do presente capítulo é avaliar o seu desempenho e quais os resultados obtidos do dimensionamento. Para isso, foi analisado um caso com um perfil de consumo de uma instalação agrícola, com a utilização de diferentes modelos de baterias existentes no mercado, e comparar os resultados obtidos.

Como foi dito no capítulo 2, o preço das baterias no mercado atual ainda não se encontra estável, como é o caso dos painéis fotovoltaicos, e muito dependente dos contratos estabelecidos com distribuidores e do tipo de tecnologia utilizado. Posto isto, para cada caso de estudo utilizado, foi considerado o preço médio para projetos de aplicações comerciais e residenciais (<100 kWh) de 380\$/kWh - que representam aproximadamente 312 €/kWh [52]. Este valor, como foi dito, é retirado de um conjunto de diferentes estudos realizados, mas os parâmetros que estes consideram para o cálculo variam demasiado entre eles, e por vezes não são referidos quais as considerações feitas, podendo não ser um valor muito assertivo mas que serve de base como teste de performance da ferramenta.

Por ser difícil definir preços para realizar o dimensionamento, não havendo ainda na Ecoinside uma cadeia de fornecimento estabelecida para este tipo de soluções, foi também feito um teste de sensibilidade onde se considerou uma redução de 30% e um aumento também de 30% face a este valor de referência. De notar que a tendência de mercado e as previsões são para o preço continuar a descer.

É também feita a comparação entre o sistema sem a utilização de armazenamento, bem como com essa opção disponível, onde, quando não há restrições de área, é possível a instalação de mais painéis.

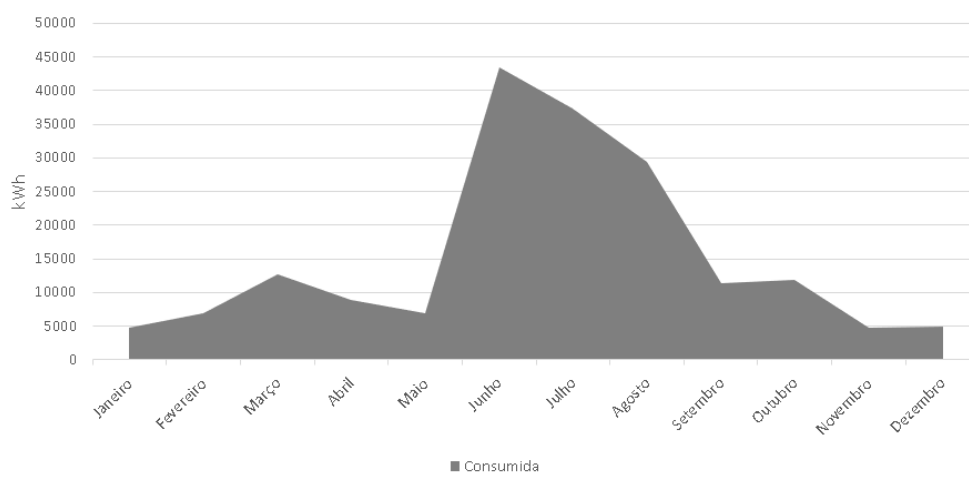


Figura 4.1: Gráfico do consumo médio de cada mês ao longo de um ano da exploração agrícola (kWh)

4.2 Caso de Estudo - Instalação de Consumo Agrícola

4.2.1 Características da Instalação

Pelo seu perfil de consumo, as aplicações agrícolas são locais onde pode ser vantajosa a instalação de sistemas de armazenamento com baterias. Foi então feito um estudo da possibilidade de incluir armazenamento num projeto fotovoltaico para uma instalação com esta finalidade.

A instalação em questão trata-se de um local de produção agrícola e como tal os perfis de consumo são muito característicos, e dependem da estação do ano. Na figura 4.1, pode-se consultar o gráfico do consumo médio para cada mês em kWh nesta instalação. Caracteriza-se por um consumo relativamente reduzido para quase todos os meses do ano, exceto nos meses de junho, julho e agosto. Nestes três meses, pelo tipo de cultivo que se pratica no local, há um aumento muito acentuado do consumo pela necessidade de ter um maior número de sistemas de rega a funcionar e durante mais tempo. Isto provoca um constrangimento para o dimensionamento, uma vez que é possível se sobredimensionar para os meses do ano com menor consumo, aumentando a energia injetada na rede pública. O contrário, faz com que nos meses de maior consumo, a produção fotovoltaica possa ser insignificante. É então necessário encontrar uma solução de compromisso, que satisfaça as necessidades da carga local. Também analisando o consumo de um dia normal é possível verificar que a maior carga se verifica para o período de final de dia/noite, pelo que o aproveitamento dos painéis solares não é maximizado pela instalação. Para o local em questão, não havia restrições de área pelo que não foi necessário fazer o estudo preliminar para o número de painéis máximo a instalar. Este valor vai ser definido pelas restrições técnicas do sistema fotovoltaico, como por exemplo, o limite da energia injetada na rede de serviço público.

O cliente tem um ponto de ligação à rede MT, e as tarifas correspondentes ao período tarifário tetra-horário semanal. Os valores de cada tarifa estão expostos na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Dados considerados na instalação

Dados instalação		Tarifas	€/kWh
Perdas a considerar no sistema (%)	14	Ponta	0,137034
Seguro (%)	1	Cheia	0,112999
Inflação (%)	2,5	Vazio	0,080544
Custo de Capital (%)	8	Super Vazio	0,071543
WACC (%)	4	Potência Hora de Ponta	0,1717
Taxa mínima TIR (%)	10	Tarifa venda à rede	0,046982
Limite de energia produzida que é injetada (%)	30		
Operação e Manutenção (%)	7		

4.3 Dimensionamento de Uma Solução de Autoconsumo sem Armazenamento

Inicialmente, foi realizado um estudo de qual seria o resultado encontrado pela ferramenta, sem a utilização de armazenamento. Com isto pretende-se ter um ponto de partida, e assim realizar as comparações necessárias. De notar que este estudo não seria normalmente necessário, uma vez que a solução encontrada pela ferramenta resulta da comparação da utilização de painéis com e sem as baterias, e indica a melhor solução. Este estudo foi feito para servir como comparação neste documento. O preço considerado foi de 0,7 €/Wp, pela falta de existência de um orçamento real, uma vez que não se trata de um projeto concreto mas sim de um caso de estudo realista que é utilizado para ilustrar o funcionamento da ferramenta e a relevância do armazenamento de energia no autoconsumo. O preço de mercado dos módulos é inferior ao utilizado mas este permite, de certa forma, simular os gastos em estrutura para os painéis, gastos com a instalação, entre outros fatores que vão para além só do preço dos painéis, mas que também devem ser considerados. Posteriormente, vai ser feita a análise com dois tipos de baterias, uma de alta tensão e outra de baixa, ambas do mesmo fabricante: BYD [53]. Foi realizado um teste de sensibilidade face ao preço de referência das baterias de 312€/kWh para verificar a resposta da ferramenta a diferentes preços associados. Também foram realizados mais testes, com variação de algumas características das baterias para se verificar qual o impacto no desempenho geral do sistema. Para todos os testes realizados foram utilizados os mesmos painéis fotovoltaicos para que a base de comparação fosse a mesma, já que é o desempenho das baterias que se pretende verificar neste documento.

Na tabela 4.2, estão as principais características do módulo fotovoltaico utilizado. No anexo A está a folha característica completa correspondente. Trata-se de um módulo da LONGi Solar [54] de 375W em silício monocristalino. Foi escolhido este módulo fotovoltaico uma vez que já foi utilizado pela Ecoinside noutros projetos, tendo o seu desempenho sido satisfatório.

Em relação à sua orientação e inclinação, e uma vez que não há restrições para esta vertente deste sistema, foram considerados painéis com uma inclinação de 30° e orientados a sul. Foram retirados os valores de irradiação solar recorrendo ao PVGIS.

Por fim, é necessário preencher as informações relativas à vertente financeira a considerar, bem como as tarifas de acesso à rede pública. Estas foram retiradas de uma fatura da instalação

Tabela 4.2: Principais características do módulo fotovoltaico utilizado

Característica	
Fabricante	LONGi Solar
Modelo	LR4-60HPH 350-380M
Potência do módulo (W)	375
Eficiência (%)	20,6
Área (m^2)	1,82
Perdas no Primeiro ano (%)	<2
Perdas médias - ano > 1 (%)	0,55
Garantia do fabricante (anos)	25

em questão e corresponde a uma ligação à rede MT em período tarifário tetra-horário semanal. Os valores considerados podem ser consultados na tabela 4.1.

Uma vez que não há limitação de área, nesta primeiro teste definiu-se o limite de painéis em 250 como ponto de partida. A solução sugerida pela ferramenta é a instalação de 57 módulos fotovoltaicos, com uma potências instalada de 21,38 kWp (kilo-watt pico). Não foi realizada a correção de produção recorrendo ao PVSyst para estes testes, já que, para a utilização de armazenamento no *software* ser necessária a versão completa, não tendo sido considerado este aspeto neste documento. No entanto é de realçar que se considera relevante para um dimensionamento mais assertivo das perdas do sistema, e faz parte das práticas da Ecoinside um exaustivo estudo técnico na realização dos projetos. Em termos de dimensionamento faltaria neste ponto escolher o inversor a utilizar. Dado que a potência nominal da instalação, e sem recorrer ao PVSyst, foi considerado um inversor de 20 kW da Huawei - Huawei SUN2000-20KTL, com um custo de 2 059€ ([55]). O investimento necessário para esta instalação seria de 14 962€, e o retorno do investimento prevê-se que seja atingido em 4,2 anos. De notar que esta solução foi limitada pela percentagem de energia produzida que pode ser injetada anualmente na RESP, de 30%. Como foi dito anteriormente, já era um efeito esperado dada a discrepância entre os consumos nos meses de verão e os restantes.

4.4 Dimensionamento de Uma Solução de Autoconsumo com Armazenamento

4.4.1 Escolha da bateria

Introduzindo agora a possibilidade de se utilizar armazenamento com baterias, e para ter um melhor conhecimento da potência necessária para o conjunto inversor/bateria, foi analisada a potência média ativa que se verificava ao longo de cada dia. Depois estes valores foram organizados por estações do ano para verificar as oscilações no requerimento de potência por parte da instalação. Então os valores da potência ativa média consoante a estação do ano nesta instalação são os seguintes:

Tabela 4.3: Valores médios mensais de energia e potência exigidos pelo sistema

Mês	Dif(c) > 0		Dif(c) < 0
	Pot. média/ dia (kW)	Energia acumulada / dia (kWh)	Pot. média / dia (kW)
Janeiro	2,56	14,04	5,13
Fevereiro	3,3	20,87	9,32
Março	2,89	16,24	15,88
Abril	2,08	8,9	9,55
Maio	5,5	46,01	9,31
Junho	7,16	31,78	66,81
Julho	9,34	48,39	57,01
Agosto	9,22	44,28	43,27
Setembro	7,45	66,86	21,96
Outubro	5,66	44,57	20,67
Novembro	3,43	21,9	5,88
Dezembro	2,44	12,82	5,46
Máximo	11,53	86,11	76,66

- Inverno - 11,31 kW
- Primavera - 27,13 kW
- Verão - 35,38 kW
- Outono - 9,76 kW

No entanto, o máximo valor médio da potência média ativa ao longo de um dia foi de 81,83 kW e o mínimo em 3,61 kW. Vê-se então que existe uma discrepância consoante a estação do ano. Este conhecimento permite auxiliar na escolha de qual bateria a utilizar nos testes e qual a potência associada também ao inversor, e o quanto isto pode limitar a instalação.

Tendo agora em consideração os resultados obtidos apenas com a componente fotovoltaica, foram analisadas as diferenças que se verificavam entre a produção e o consumo da instalação. Com isto, pretende-se saber qual será a energia que, em média, está a ser injetada na rede (dif(c)>0), bem como, qual a potência média ativa, quer em termos de consumo (dif(c)<0), quer em termos de injeção no caso de excesso de produção (dif(c)>0), que será exigido ao conjunto bateria/inversor.

No caso de dif(c) > 0, analisou-se a potência média ativa ao longo de cada mês, em cada intervalo de 15 minutos, bem como a energia média acumulada em cada dia. Com isto, sabe-se em média, quanto é que irá ser exigido em cada intervalo de 15 minutos, em termos de potência, e quanta energia a bateria teria que conseguir armazenar, face à quantidade de energia injetada. Por outro lado, na situação em que o consumo é superior à produção, é apenas analisada a potência para também se ter conhecimento das exigências, em termos de potência em cada 15 minutos, por parte da instalação. A energia acumulada não foi analisada para este caso, já que esse valor apenas seria útil se se pretendesse eliminar a ligação à rede e assim saber quanta energia era necessária fornecer por dia.

Tabela 4.4: Principais características da bateria de alta tensão

Característica	
Fabricante	BYD
Modelo	BATTERY-BOX PREMIUM HVM 22.1
Capacidade útil (kWh)	22,08
Corrente máxima de funcionamento (A)	40
Tensão nominal (V)	409,6
Eficiência global (%)	>95
DoD (%)	10
DoC (%)	100
C-rate	1
Número máximo de baterias em paralelo	3
Preço considerado (€/kWh)	312
Garantia do fabricante (anos)	10

Analizados estes valores, é necessário encontrar modelos existentes em catálogo, disponibilizados pelos fabricantes. No entanto, não se vai encontrar a melhor solução possível para a solução, uma vez que decorrente desta análise se tem que, dentro das opções disponíveis em catálogo, encontrar um modelo que se enquadre nas exigências do sistema. Algumas empresas de fabricantes do mercado, fornecem serviços de consultoria para este propósito, onde é até possível encontrar soluções que não se encontram disponíveis em catálogo, mas que se adequam à instalação em questão.

4.4.2 Resultados

Foi primeiro considerada uma bateria de alta tensão de Li-ion da BYD - BATTERY-BOX PREMIUM HVM 22.1. Os principais parâmetros retirados da folha característica podem ser consultados na tabela 4.4. A folha característica completa pode ser consultada no anexo A. Optou-se por este fabricante já que são baterias bastante flexíveis e que permitem escalabilidade, o que dá mais liberdade à ferramenta para explorar um maior número de soluções. Também foi considerada a análise da potência necessária, considerando os dados de consumo da instalação da secção 4.2.1. Dado os inversores disponíveis no mercado, a sua potência de funcionamento limita a potência de carga/descarga das baterias, e o seu efeito vai ser estudado mais à frente. Posto isto, nesta fase inicial não foi considerado a utilização do inversor, pois como já foi dito o principal objetivo é verificar o funcionamento do modelo encontrado, e foi decidido que seria mais esclarecedor não incluir nesta fase o uso dos inversores.

As condições definidas para a instalação no teste anterior foram replicadas neste. Para melhor compreender o funcionamento do modelo implementado na ferramenta, foi decidido analisar dois dias distintos, um no mês de março e outro do mês de julho, com a finalidade de observar a gestão de energia realizada. Apesar desta bateria apresentar uma eficiência global de 95%, considerou-se este valor como sendo apenas realista em condições de laboratório. Uma vez que não é utilizado

o PVSyst para modelizar as perdas, e de forma a se considerarem eventuais perdas decorrentes do funcionamento da bateria o valor utilizado foi de 90%.

Para o sistema encontrado pela ferramenta, é sugerida a instalação de 113 módulos fotovoltaicos com a utilização de 2 baterias em paralelo, totalizando uma capacidade de armazenamento útil de 44,16 kWh. Segundo a equação 3.16 do cálculo da EMCD, para um período de 15 minutos este sistema de duas baterias tem a capacidade de fornecer 8,192 kWh a que correspondem 32,768 kW - de reforçar que esta potência não é possível ser atingida no funcionamento com um inversor, já que não há inversores compatíveis com este modelo de bateria com este nível de potência (sendo o máximo 10kW). Mais à frente é incluída a utilização de inversor, que se irá demonstrar um fator limitador em termos de potência. No entanto, face aos valores verificados na análise do consumo da instalação a escolha desta bateria parece adequada. De recordar que, a média da potência média ativa dos dias de verão é igual a 35,38 kW.

Começando então a análise num dia de semana de março, o gráfico da produção, consumo e estado de carga da bateria em kWh ao longo deste dia pode ser consultado na figura 4.2. De reforçar que a ferramenta não considera a presença de nuvens ou qualquer sombreamento, pelo que a produção solar deriva dos dados de irradiação solar do local. Trata-se de um dia com um consumo sem grandes oscilações, com uma média de 1,93 kWh e um máximo de 2,75 kWh, considerando todos os registos de 15 minutos. A bateria começa o dia no seu mínimo de capacidade com 4,41 kWh, uma vez que se considerou o limite de descarga em 10% da capacidade útil. Às 08:45 a produção fotovoltaica excede o consumo da instalação e então a bateria começa a armazenar energia. Na imagem 4.3, está o gráfico de potência (kW) deste carregamento, acompanhado do estado de carga da bateria em kWh. Para este carregamento não foi atingida a potência máxima de carregamento para um período de 15 minutos uma vez que a produção solar não atingiu valores face ao consumo que proporcionasse este caso. O carregamento foi completo em exatamente 4 horas. A partir das 17:45 a produção solar já não é suficiente para alimentar a carga e, como consequência, a bateria começa a descarregar e a alimentar a instalação. A imagem 4.3 ilustra esta situação. Aqui é perceptível o efeito da eficiência da bateria, onde tem que ser transferida da bateria a energia necessária a alimentar a carga, tendo em consideração a eficiência da mesma, e por isso a potência no lado da bateria é superior à que a carga a alimentar recebe. Por volta das 19:30 deixa de haver produção fotovoltaica por completo, continuando a bateria a alimentar a instalação até às 00:30 do dia seguinte. Durante quase 7 horas a bateria conseguiu impedir que houvesse necessidade de comprar energia à rede, o que totaliza um benefício de 3,97€ para este dia, apenas proveniente do sistema de armazenamento.

Em relação ao mês de julho foi também selecionado um dia de semana, e feita a mesma análise. O objetivo foi verificar as diferenças de desempenho da bateria face a um consumo muito superior à produção solar. Nas figuras 4.4 e 4.5, podem ser consultados os gráficos de energia e potência semelhantes ao da situação anterior. Os consumos que se verificam nesta situação são muito superiores. Por se tratar de um cultivo agrícola e serem os meses de maior calor, são até usadas mais bombas de água, durante mais tempo. Há um consumo quase constante de 20 kWh durante a maior parte do dia, com um decréscimo para os mínimos durante a manhã, entre as 8 e

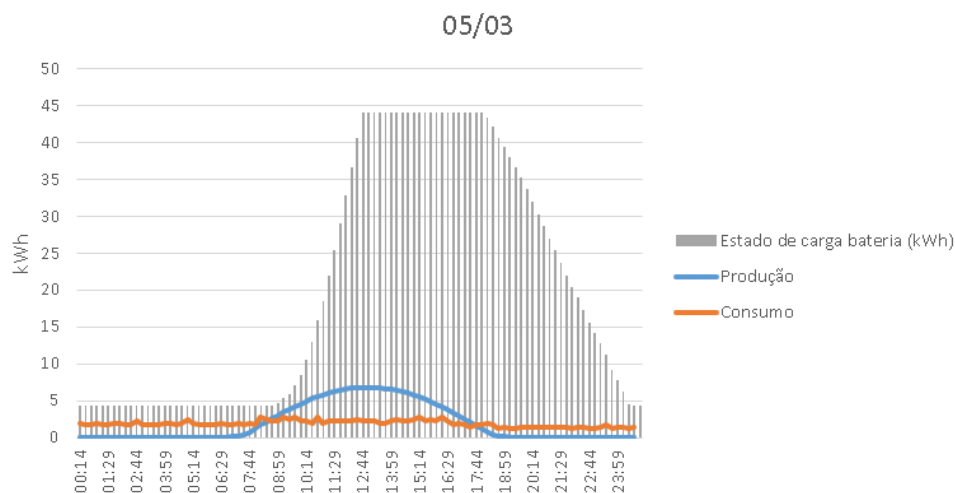


Figura 4.2: Gráfico de energia de produção, consumo e estado de carga da bateria para o dia 5 de março

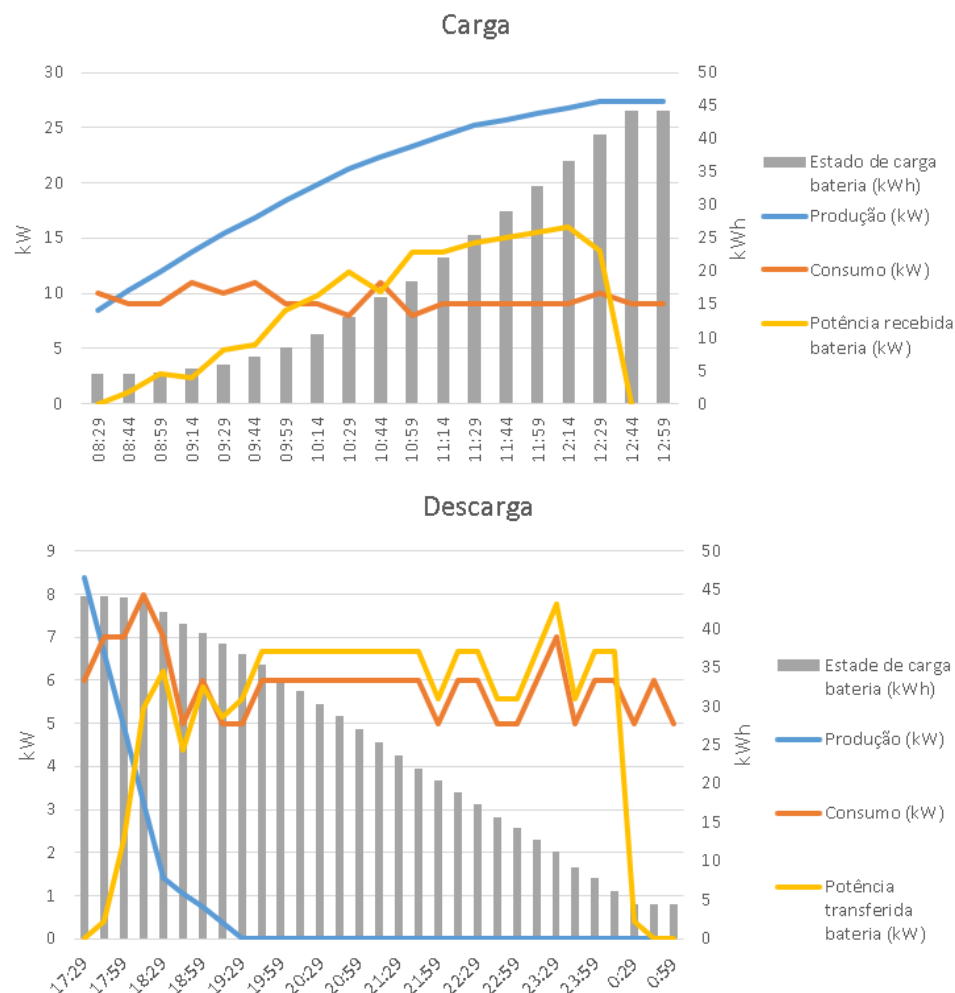


Figura 4.3: Gráfico de potência e estado de carga durante o carregamento e descarga da bateria - março

as 12:30. A energia média consumida neste dia foi de 16,27 kWh tendo o máximo de 21,75 kWh sido atingido as 22:30. Mais uma vez a bateria inicia o dia no estado de carga mínimo. Assim que a produção se torna superior ao consumo a bateria começa a carregar. Neste dia a bateria foi carregada em 2 horas e 45 minutos, e a máxima potência de carregamento do sistema foi atingida. Face ao aumento no consumo face à produção solar a bateria começa a descarregar por volta das 12:45. Em apenas 2 horas o sistema é descarregado até ao limite definido, quase sempre à potência máxima de 32,768 kW. Como foi referido anteriormente, descarregar um bateria com c-rates mais baixos pode ser vantajoso no prolongamento do tempo de vida útil da bateria. Dado isto, foram também feitas experimentações em relação ao desempenho da bateria com c-rates inferiores a 1, e verificar o impacto na vertente financeira do projeto, que serão apresentadas mais à frente. Pode por vezes ser vantajoso prolongar a capacidade útil da bateria, e considerar a não substituição do sistema de baterias até ao fim do contrato fotovoltaico. Este problema surge da discrepância entre as garantias atribuídas aos painéis (cerca de 25 anos) e às baterias (cerca de 10 anos ou 6000 ciclos).

Quanto à vertente financeira desta solução, o retorno do investimento, que seria de 43 440€, foi calculado em 6,57 anos com um VAL a 25 anos de 70 031€, utilizando uma taxa de 4% (WACC). As duas baterias permitem um consumo de energia na instalação de 12 778 kWh no primeiro ano. De notar que foi considerada uma perda anual de 2% da capacidade útil da bateria, dada a garantia do fabricante de 10 anos. A comparação do benefício interno e de venda de energia à rede vai ser feita mais à frente, juntamente com outras soluções encontradas com condições de teste diferentes. A substituição das baterias é uma decisão crítica para o sucesso do projeto. A decisão correta nem sempre é clara, e depende da utilização dada à bateria. Deve ser ponderado se o custo de substituição da bateria vai ser compensado pelo ganho que se tem na renovação da capacidade de vida útil. Por exemplo, neste caso em análise se introduzirmos aos 10 anos de contrato a substituição de baterias, o incremento no investimento considerado não seria compensado ao fim dos 25 anos.

O cálculo do custo nivelado de armazenamento (LCOS) e do custo nivelado de energia (LCOE), em €/MWh, da solução encontrada pode ser feito:

$$LCOS(€/MWh) = \frac{\sum_{l=0}^{garantia} Custos_anuais}{\sum_{l=1}^{garantia) energia_fornecida_bateria} \quad (4.1)$$

$$LCOE(€/MWh) = \frac{\sum_{l=0}^{garantia} Custos_anuais}{\sum_{l=1}^{garantia) energia_fornecida_sistema} \quad (4.2)$$

Foram então utilizados outros preços de referência para as baterias para observar que efeito teria no valor encontrado pela ferramenta. Os resultados obtidos podem ser consultados na tabela 4.5. Também são utilizados para comparação os dados obtidos do dimensionamento sem armazenamento.

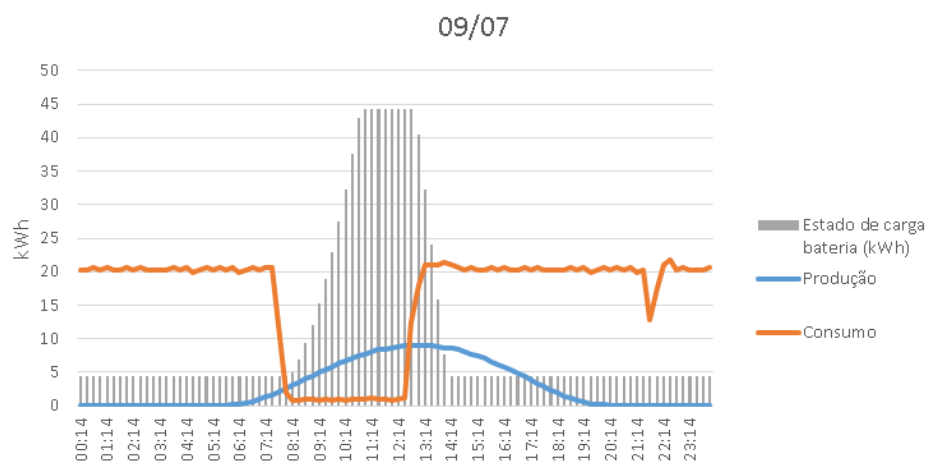


Figura 4.4: Gráfico de energia de produção, consumo e estado de carga da bateria para o dia 9 de julho

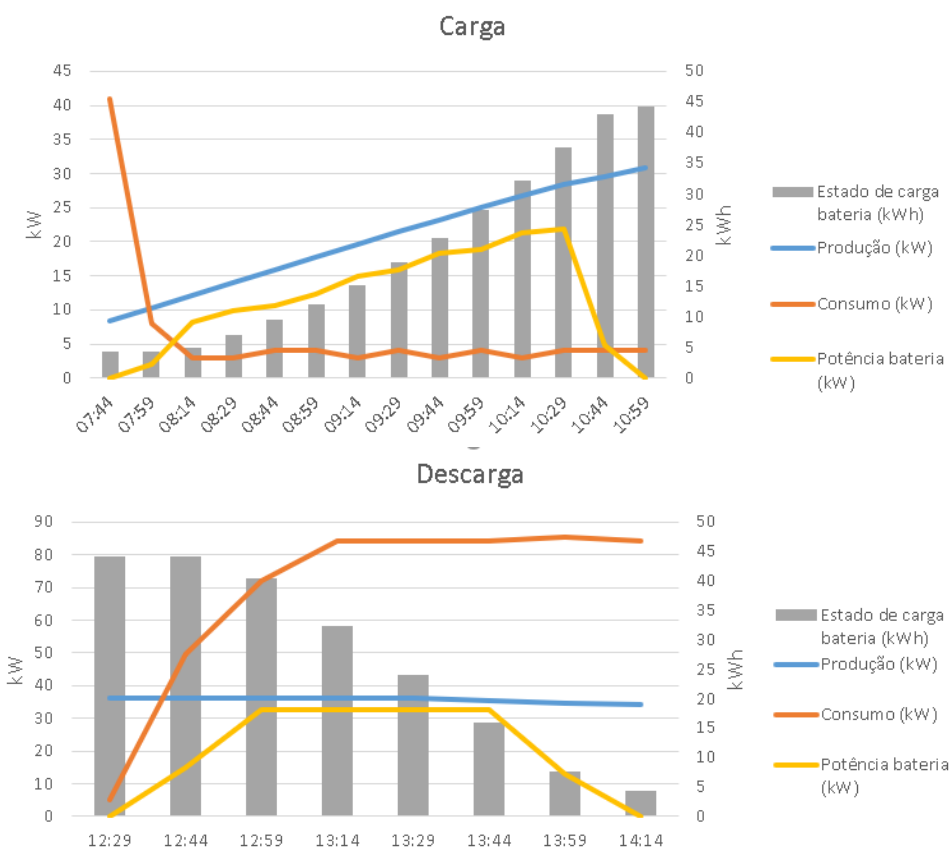


Figura 4.5: Gráfico de potência e estado de carga durante o carregamento e descarga da bateria - julho

Tabela 4.5: Tabela resumo da comparação do teste de sensibilidade do preço de referência - alta tensão

Parâmetro	Resultados			
Preço bateria (€/kWh)	312	218,4	405,6	-
Nº Painéis	113	137	87	57
Nº Baterias	2	3	1	0
Energia fornecida bateria 1ºano (kWh)	12 779	18 489	6299	0
Energia fornecida pelo sistema 1ºano (kWh)	47 045	58 265	37 295	26 695
Energia injetada na rede 1ºano (kWh)	22 433	27 100	17 274	11 259
Custo instalação (€)	43 440	50 431	31 794	14 962
Payback (anos)	6,57	6,13	6,08	4,2
VAL a 25 anos (€)	70 031	93 394	59 675	48 209
LCOS (€/MWh)	122,8	97,52	180,07	-
LCOE (€/MWh)	38,02	37,61	36,1	38,64

Variando o preço da bateria também varia o número de baterias a instalar e consequentemente o número de painéis, e por isso de um modo global, financeiramente as opções são parecidas uma vez que a ferramenta ajusta a solução para continuar a ser rentável. Uma vez que o investimento necessário para uma bateria varia consoante o preço de referência considerado, seria de esperar que o que tem o custo por kWh menor seja o mais vantajoso.

Voltando a usar o preço de referência de 312€/kWh, variou-se depois os c-rates associados à bateria e os resultados estão dispostos na tabela 4.6.

Confirma que a mudança de um c-rate de 1 para 0,7 não produz um efeito a 25 anos muito acentuado, e como já foi dito, poderá ser vantajoso na manutenção da capacidade útil da bateria e como consequência, ainda aproximar mais as duas soluções. No entanto, não é correto assumir que reduzindo o c-rate, a vida da bateria seja prolongada de uma forma linear e por isso não é um cálculo fácil de modelizar.

Vai agora ser utilizada a bateria de baixa tensão apenas de forma a ser composta uma tabela semelhante à tabela 4.5, para conseguir comparar a diferença de desempenho deste modelo de bateria. Foi então usada uma bateria com as características da tabela 4.7. Como se pode constatar tem uma corrente de funcionamento muito superior à de uma bateria de alta tensão, o que aumenta o custo da cablagem da instalação. Por outro lado permite um número muito superior de baterias em paralelo o que permite uma capacidade instalada muito superior. Apesar de ser reconhecido que o preço varia consoante a bateria ser de alta ou baixa tensão, vai ser considerado o mesmo preço de referência uma vez que os estudos consultados não fazem este tipo de distinção no preço. A sua folha característica pode ser consultada no anexo A.

Então, desse dimensionamento resultaram os dados expostos na tabela 4.8.

De notar que, por se tratarem de baterias com menor capacidade, o número de painéis a instalar é inferior já que que nos meses de menor consumo não existe tanto espaço para escoar o excesso de produção. Isto resulta numa influência menor da bateria no benefício global que o sistema gera. Por isso, o custo nivelado do armazenamento também é superior.

Tabela 4.6: Tabela resumo da comparação do teste com diferentes c-rate

Parâmetro	Resultados		
C-rate	1	0,7	0,3
Nº Painéis	113	113	86
Nº Baterias	2	2	1
Energia fornecida bateria 1ºano (kWh)	12 779	11 943	6364
Energia fornecida pelo sistema 1ºano (kWh)	47 045	46 209	33 820
Energia injetada na rede 1ºano (kWh)	22 433	22 433	16 946
Custo instalação (€)	43 440	43 440	29 464
Payback (anos)	6,57	6,67	6,31
VAL a 25 anos (€)	70 031	71 767	52 022
LCOS (€/MWh)	122,8	131,4	191,99
LCOE (€/MWh)	38,02	38,29	35,54

Para se observar o efeito limitador do inversor da bateria, foi feito mais um teste, tendo agora atenção ao funcionamento do inversor. Isto servirá como termo de comparação, e que irá provar que avanços na eletrônica de potência relativa às baterias ainda é necessária.

O inversor escolhido é apropriado a baterias de alta tensão e compatível com a bateria de alta tensão utilizada nos testes anteriores. Trata-se de um inversor de baterias da SMA [56], o Sunny Boy Storage 6.0 (folha característica do inversor no anexo A), que permite a ligação de três baterias, mas que o maior fator limitador é a sua potência de carga e descarga, que é de 6kW. Ora, as baterias utilizadas poderiam permitir uma carga/descarga superior a 15 kW. Isto então representa um fator limitador para o tipo de bateria utilizado. Consultando as opções de inversores compatíveis com a bateria utilizada, verifica-se o mesmo problema, o que permite concluir que ainda é necessário aguardar por avanços na eletrônica de potência. Este fator está espelhado na figura 4.6, que representa o mesmo dia de março da figura 4.2. As condições utilizadas no teste, no que se refere à bateria, foram as mesmas utilizadas com o preço de referência de 312 €/kWh. No entanto, a energia máxima de carga/descarga foi limitada tendo em consideração uma potência máxima de 6 kW, por bateria. Isto significa que por cada bateria encontrada, seria necessário um inversor dedicado. De realçar que também foi reduzida a eficiência global do sistema bateria mais inversor em 5%, o que se traduziu numa eficiência global de 80% do sistema. Global contempla a passagem de energia pelo inversor duas vezes.

A solução encontrada prevê a instalação de apenas uma bateria. Também se verifica que, mesmo para esta situação de março, o inversor irá funcionar no seu limite durante quase toda a carga e a descarga, e aumenta como seria de esperar o tempo de carregar e descarregar completamente.

Na tabela 4.9 estão dispostos os resultados obtidos, em contraste com a situação sem o inversor. O preço considerado para o inversor foi retirado de [57], e é de 2059€.

Foi feita a comparação com os casos até aqui estudados com um c-rate de 1 e de 0,3, já que a energia de carga/descarga era o maior fator limitador da utilização do inversor. Verifica-se que a ferramenta considera apenas uma bateria. O próprio inversor é um fator mais limitador que o c-rate

Tabela 4.7: Principais características da bateria de baixa tensão

Característica	
Fabricante	BYD
Modelo	BATTERY-BOX PREMIUM LVL 15.4
Capacidade útil (kWh)	15,36
Corrente máxima de funcionamento (A)	250
Tensão nominal (V)	51,2
Eficiência (%)	>95
DoD (%)	10
DoC (%)	100
C-rate	1
Número máximo de baterias em paralelo	64
Preço considerado (€/kWh)	312
Garantia do fabricante (anos)	10

de 0,3 já que a energia injetada na instalação pela bateria é inferior e também o número de painéis ótimo também é inferior. O custo global da instalação também é superior, já que se considera o preço do inversor que representa quase 1/3 do preço total da bateria. No entanto, como o valor do custo de instalação é superior (com inversor) e a diferença entre a energia fornecida pelo sistema pv mais bateria com inversor e c-rate 0,3 não é muito grande, traduziu-se num custo nivelado de armazenamento inferior para a utilização do inversor.

4.5 Considerações Finais

Ao longo deste capítulo, foram expostos alguns testes de performance realizados ao modelo implementado na ferramenta. Este sistema demonstrou-se capaz de determinar o número mais rentável de painéis fotovoltaicos em conjunto com armazenamento em baterias a implementar numa instalação de autoconsumo com ligação à rede elétrica de serviço público. Estes testes são acompanhados dos resultados técnicos e financeiros que deles decorreram, com comentários aos aspetos que se considerou relevante.

No entanto, é importante realçar que se reconhece que os valores para os custos de instalação e de payback resultantes não correspondem à realidade. Isto deve-se às considerações que foram feitas em relação aos preços utilizados. O objetivo, como já foi dito, era verificar se a ferramenta estava pronta a ser utilizada com o recurso a armazenamento, e não fazer um estudo da viabilidade destas soluções com a situação atual de mercado. Admite-se então que estes valores não servem de referência. Não obstante, com um melhor conhecimento do mercado e estabelecimento de contratos de fornecimento favoráveis, assim como, acompanhado de uma diminuição dos preços de mercado, a ferramenta pode ser considerada para um estudo de viabilidade de soluções de armazenamento, já que a sua capacidade de avaliação técnica e financeira está comprovada neste capítulo. A sua utilização em paralelo com o PVSyst também resultará numa maior confiança neste dimensionamento.

Tabela 4.8: Tabela resumo da comparação do teste de sensibilidade do preço de referência - baixa tensão

Parâmetro	Resultados		
Preço bateria (€/kWh)	312	218,4	405,6
Nº Painéis	80	99	80
Nº Baterias	1	2	1
Energia fornecida bateria 1ºano (kWh)	4139	8151	4139
Energia fornecida pelo sistema 1ºano (kWh)	34 244	41 203	34 244
Energia injetada na rede 1ºano (kWh)	15 948	19 500	15 948
Custo instalação (€)	25 792	32 696	27 231
Payback (anos)	5,43	5,61	5,72
VAL a 25 anos (€)	57 571	72 748	56 188
LCOS (€/MWh)	208,95	135,22	226,48
LCOE (€/MWh)	33,03	34,25	34,277

Tabela 4.9: Tabela resumo do teste com a utilização do inversor

Parâmetro	Resultados		
Inversor	Sim	Não	Não
Preço bateria (€/kWh)	312	312	312
Nº Painéis	84	113	86
Nº Baterias	1	2	1
C-rate	1	1	0,3
Energia fornecida bateria 1ºano (kWh)	5750	12 779	6364
Energia fornecida pelo sistema 1ºano (kWh)	32 789	47 045	33 820
Energia injetada na rede 1ºano (kWh)	16 565	22 433	16 946
Custo instalação (€)	30 998	43 440	29 464
Payback (anos)	6,8	6,57	6,31
VAL a 25 anos (€)	48 248	70 031	52 022
LCOE (€/MWh)	37,6	38,02	35,54

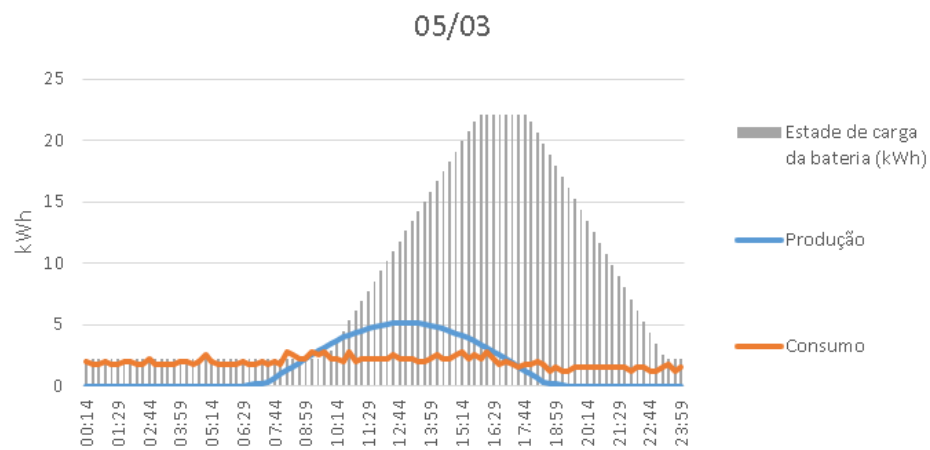


Figura 4.6: Gráfico de energia de produção, consumo e estado de carga da bateria para o dia 5 de março, com a influência do inversor

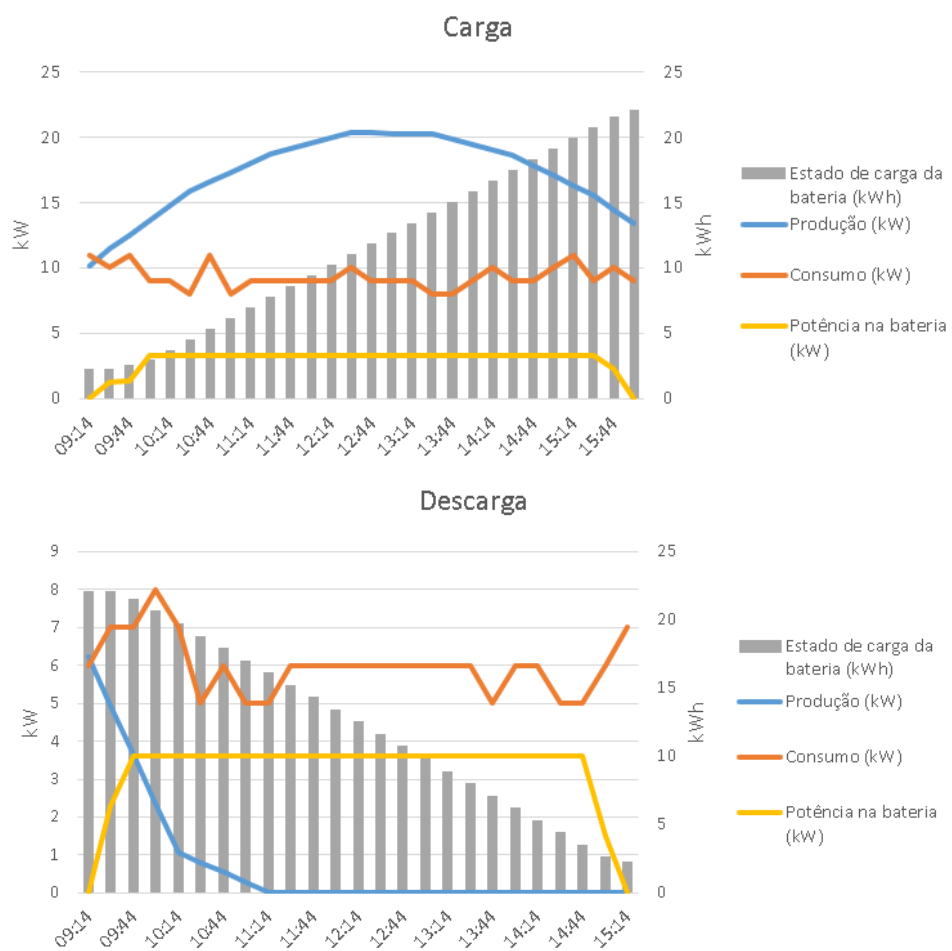


Figura 4.7: Gráfico de potência e estado de carga durante o carregamento e descarga da bateria com inversor - março

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

5.1 Satisfação dos Objectivos

Neste documento foi exposta a implementação de um modelo de baterias para utilização no dimensionamento de centrais para autoconsumo com ligação à rede elétrica.

Após uma revisão das tecnologias de produção e armazenamento mais relevantes, foi também revista a legislação em vigor em Portugal no que se refere ao autoconsumo. Este estudo inicial serviu como base para a direção a tomar na elaboração do modelo de baterias a implementar. Foi também dada a atenção a estudos e softwares de dimensionamento destas soluções já existentes, de forma a serem conhecidos os aspetos técnicos considerados relevantes.

Foram identificadas as principais etapas do dimensionamento de uma central fotovoltaica com recurso à ferramenta existente. Assim, era necessário encontrar um modelo que se adaptasse ao seu funcionamento. Foi então pensado um modelo simplificado de armazenamento de energia, que não é restritivo quanto à tecnologia utilizada mas sim quanto às características técnicas do modelo utilizado. Este, permite simular o armazenamento de energia em períodos onde a produção fotovoltaica excede o consumo, e aproveitar a energia armazenada em períodos onde o contrário se verifica. Da mesma forma que é calculado o benefício da produção fotovoltaica, também se incluiu o benefício do fornecimento de energia por parte do sistema de armazenamento. Admite-se então que a ferramenta permite ter conhecimento sobre a influência do armazenamento num determinado sistema fotovoltaico, e decidir se a sua implementação é ou não vantajosa.

No entanto, e decorrente da revisão que foi feita, reconhece-se que os resultados obtidos não representam a verdadeira viabilidade destes projetos, uma vez que os preços utilizados são decorrentes de estimativas e que por isso inflacionam os resultados. Também são feitas desconsiderações quanto ao funcionamento das bateria, como variabilidade de tensão de funcionamento, o que influencia a sua capacidade de armazenar ou fornecer energia e por isso foi referido que é recomendada a utilização de softwares certificados de dimensionamento em paralelo com a ferramenta.

Serve no entanto como ponto de partida para um modelo mais fiável, assim que houver um maior conhecimento do comportamento real de um sistema de armazenamento acoplado a um

sistema fotovoltaico, já que o seu desempenho é satisfatório quanto à análise e gestão dos dados introduzidos no que diz respeito ao armazenamento de energia.

5.2 Trabalho Futuro

No que diz respeito à vertente de armazenamento de energia, dado o seu estado inicial de desenvolvimento, é passível de alterações no futuro.

Um maior conhecimento do funcionamento destes sistemas num caso real irá resultar certamente numa adaptação do modelo implementado. Isto permite que se possa aproximar a ferramenta à gestão de um sistema dinâmico, e ter um maior conhecimento de efeitos adversos como a temperatura, a taxa de carga/descarga, ou profundidades de carga/descarga no desempenho global de uma bateria.

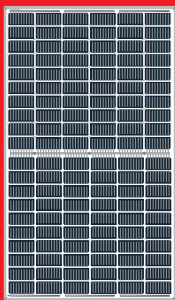
Também um maior conhecimento e simbiose entre a ferramenta e os softwares certificados disponíveis, irá resultar numa maior confiança no dimensionamento resultante.

Outro aspeto importante, mais numa vertente de negócio e viabilidade destas soluções, é o estabelecimento de cadeias de fornecimento destas soluções. Num mercado competitivo, os preços de venda ao público são muito elevados mas admite-se uma redução deste preço com estas cadeias bem implementadas, semelhante ao que acontece com os módulos fotovoltaicos.

Com a base do modelo de baterias implementada, pode-se ainda ir mais longe e com o dimensionamento de um modelo de um gerador diesel, incluir na ferramenta a possibilidade de elaborar sistemas sem ligação à RESP, onde esta é substituída pelo gerador.

Anexo A

Folhas Características utilizadas no Caso de Estudo



LR4-60HPH 350~380M

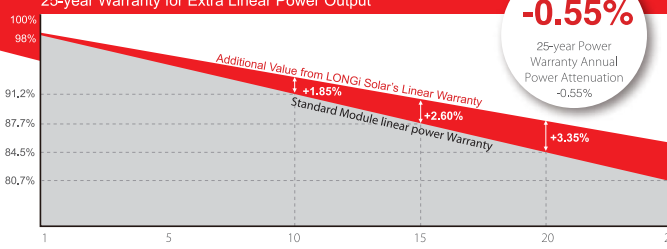
**High Efficiency
Low LID Mono PERC with
Half-cut Technology**



NEW

*Both 6BB & 9BB are available

12-year Warranty for Materials and Processing;
25-year Warranty for Extra Linear Power Output



Year	Power Output (%)
1	100%
5	91.2%
10	87.7%
15	84.5%
20	80.7%
25	~80.7%

-0.55%
25-year Power
Warranty Annual
Power Attenuation
-0.55%

+4.10%

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001:2004: ISO Environment Management System
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety





* Specifications subject to technical changes and tests.
LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 20.9%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

* These Modules are not offered, distributed or supplied to Germany by the LONGi Group.
LONGi Solar Technologie GmbH does not offer, distribute or supply those Modules in Germany or any other country.

20200401V11

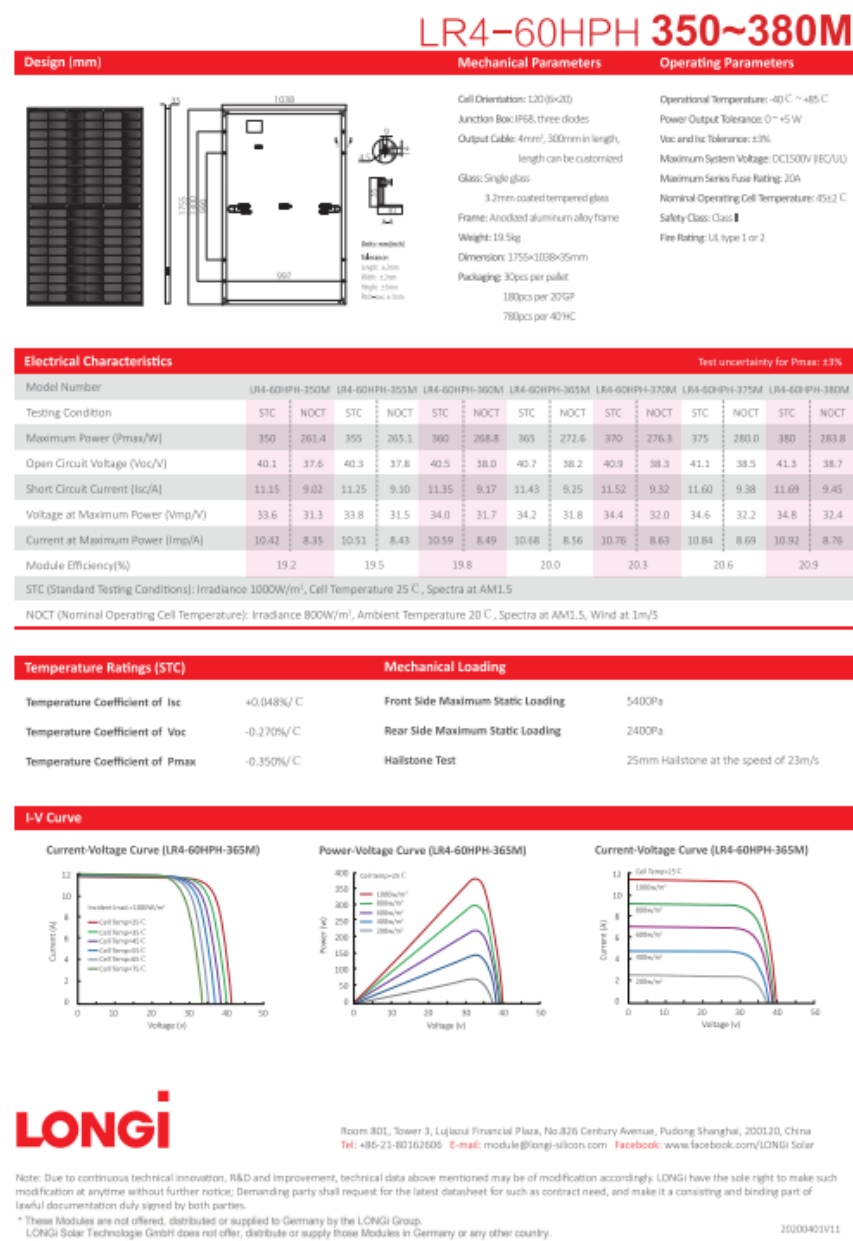


Figura A.1: Folha característica do módulo fotovoltaico utilizado

Smart String Inverter

SUN2000-17/20KTL



Smart

- 0 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- RS485 and USB ports for communication and data management
- Local graphic LCD display and remote monitoring

Efficient

- Max. efficiency 98.6%
- European efficiency 98.3%
- 3 MPPTs per unit, effectively reducing string mismatch

Safe

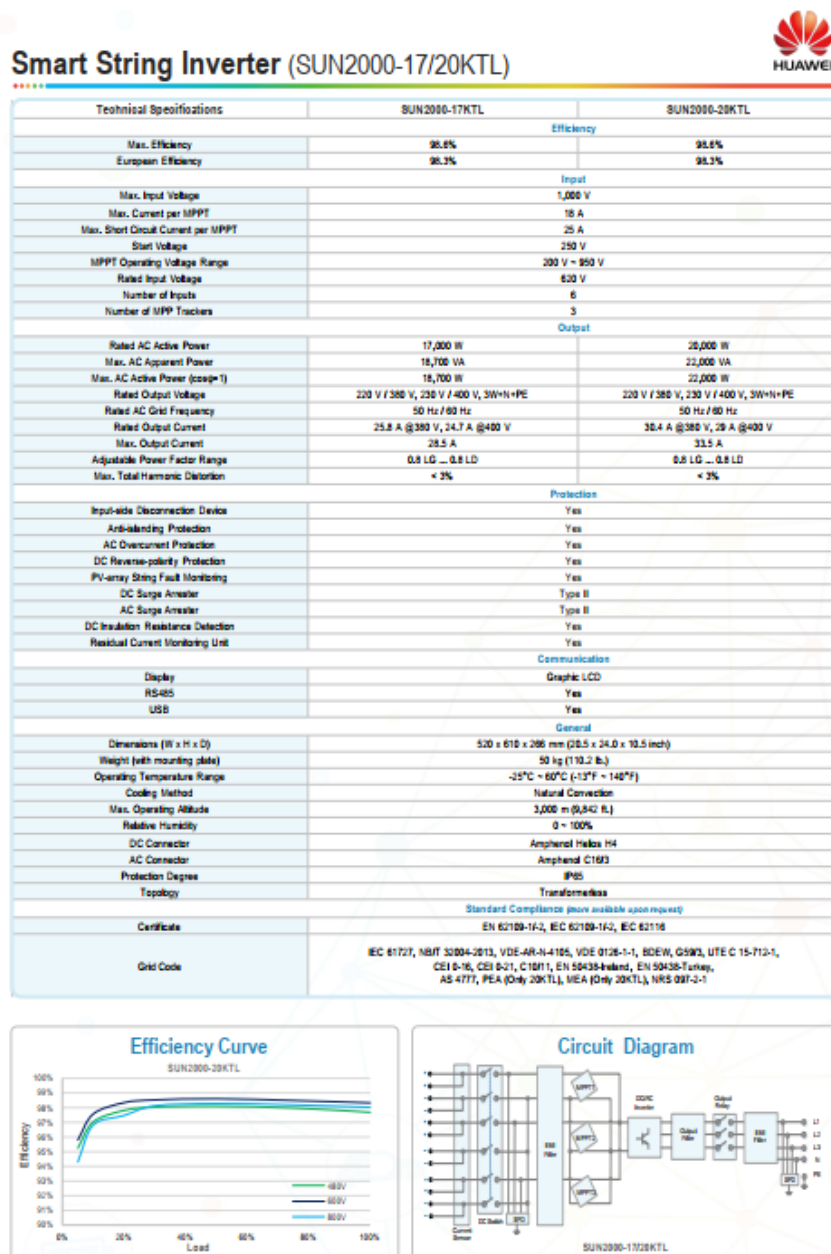
- DC switch integrated, safe and convenient for maintenance
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated
- Fuse-free design

Reliable

- Natural cooling technology
- Protection degree of IP65
- Type II surge arresters for both DC and AC

Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com



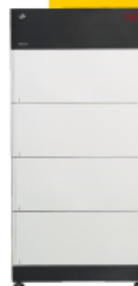
Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com

Figura A.2: Folha característica do inversor solar utilizado

BATTERY-BOX PREMIUM HVS / HVM

- Capable of High-Powered Emergency-Backup and Off-Grid Functionality
- Highest Efficiency Thanks to a Real High-Voltage Series Connection
- The Patented Modular Plug Design Requires no Internal Wiring and Allows for Maximum Flexibility and Ease of Use
- Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP) Battery: Maximum Safety, Life Cycle, and Power
- Compatible with Leading 1 and 3 Phase High Voltage Battery Inverters
- Two Distinct Modules to Cover the Complete Range of System Sizes
- Highest Safety Standards like VDE 2510-50



BATTERY-BOX PREMIUM HVS

One Battery-Box Premium HVS is composed of 2 to 5 HVS battery modules that are connected in series to achieve a usable capacity of 5.1 to 12.8 kWh. Additionally, direct parallel connection of up to 3 identical Battery-Box Premium HVS allows a maximum capacity of 38.4 kWh. Ability to scale by adding HVS modules or parallel HVS stacks later.



BATTERY-BOX PREMIUM HVM

One Battery-Box Premium HVM is composed of 3 to 8 HVM battery modules that are connected in series to achieve a usable capacity of 8.3 to 22.1 kWh. Additionally, direct parallel connection of up to 3 identical Battery-Box Premium HVM allows a maximum capacity of 66.2 kWh. Ability to scale by adding HVM modules or parallel HVM stacks later.



FLEXIBLE, EFFICIENT, SIMPLE



Internal Plug Connection
No Additional Wiring Required



5.1 - 66.2 kWh
Tailored Sizing for Each Application



Extend Anytime
Easily Adapts to New Requirements



High Power
Power for Every Application



TECHNICAL PARAMETERS PREMIUM HVS / HVM

				
	HVS 5.1	HVS 7.7	HVS 10.2	HVS 12.8
Battery Module	HVS (2.56 kWh, 102.4 V, 38 kg)			
Number of Modules	2	3	4	5
Usable Energy [1]	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	12.8 kWh
Max Output Current [2]	25 A	25 A	25 A	25 A
Peak Output Current [2]	50 A, 3 s	50 A, 3 s	50 A, 3 s	50 A, 3 s
Nominal Voltage	204.8 V	307.2 V	409.6 V	512 V
Operating Voltage	160–230.4 V	240–345.6 V	320–460.8 V	400–576 V
Dimensions (H/W/D)	762x585x298 mm	995x585x298 mm	1228x585x298 mm	1461x585x298 mm
Weight	91 kg	129 kg	167 kg	205 kg

						
	HVM 8.3	HVM 11.0	HVM 13.8	HVM 16.6	HVM 19.3	HVM 22.1
Battery Module	HVM (2.76 kWh, 51.2 V, 38 kg)					
Number of Modules	3	4	5	6	7	8
Usable Energy [1]	8.28 kWh	11.04 kWh	13.80 kWh	16.56 kWh	19.32 kWh	22.08 kWh
Max Output Current [2]	40 A	40 A	40 A	40 A	40 A	40 A
Peak Output Current [2]	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s
Nominal Voltage	153.6 V	204.8 V	256 V	307.2 V	358.4 V	409.6 V
Operating Voltage	120–172.8 V	160–230.4 V	200–288 V	240–345.6 V	280–403.2 V	320–460.8 V
Dimensions (H/W/D)	995 x 585 x 298 mm	1228 x 585 x 298 mm	1461 x 585 x 298 mm	1694 x 585 x 298 mm	1927 x 585 x 298 mm	2160 x 585 x 298 mm
Weight	129 kg	167 kg	205 kg	243 kg	281 kg	319 kg

HVS & HVM

Operating Temperature	-10 °C to +50°C
Battery Cell Technology	Lithium Iron Phosphate (cobalt-free)
Communication	CAN/RS485
Enclosure Protection Rating	IP55
Round-trip Efficiency	≥96%
Certification	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Applications	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Warranty [3]	10 Years
Compatible Inverters	Refer to BYD Battery-Box Premium HVS / HVM Compatible Inverter List

[1] DC Usable Energy, Test conditions: 100% DOD, 0.2C charge & discharge at + 25 °C. System Usable Energy may vary with different inverter brands

[2] Power derating will occur between -10 °C and +0 °C

[3] Conditions apply. Refer to BYD Battery-Box Premium Limited Warranty Letter.



BYD Company Limited
www.bydbatterybox.com
Global Sales: batterybox@byd.com
Global Service: bbservice@byd.com

Battery-Box EU Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de
info@eft-systems.de

Battery-Box AU Service Partner
Alpa Power Pty Ltd
www.alpawater.com.au
service@alpawater.com.au

Battery-Box US Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de/us
USservice@eft-systems.de

V1.4



Figura A.3: Folha característica da bateria de alta tensão utilizada

BATTERY-BOX PREMIUM LVL

- Scalable from 15.4 to 983 kWh
- Compatible with 1 and 3 Phase Inverters
- Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP) Battery: Maximum Safety, Life Cycle, and Power
- Capable of High-Powered Back-up and Off-Grid Function
- Space Saving via the Ability to Stack 2 Premium Batteries
- Add Additional Batteries in Parallel to Expand the System



BATTERY-BOX PREMIUM LVL

The BYD Battery-Box Premium LVL is a lithium iron phosphate (LFP) battery for use with an external inverter.

Thanks to its control and communication unit (BMU), the Battery-Box Premium LVL scales to meet the project requirements, no matter how large they may be. Start with Battery-Box Premium LVL15.4 (15.36 kWh) and extend later to 983 kWh using parallel interconnection of up to 64 batteries.


LVL15.4


2 x LVL15.4


64 x LVL15.4

FLEXIBLE, EFFICIENT, SIMPLE


Easy Installation
With Easy Transportation


15.4 - 983 kWh
Tailored Sizing for Each
Application


Extend Anytime
Easily Adapts to New
Requirements


High Power
Power for Every Application



TECHNICAL PARAMETERS PREMIUM LVL



	LVL15.4
Number of Modules	2
Usable Energy [1]	15.36 kWh
Max Cont. Output Current [2]	250 A
Peak Output Current [2]	375 A, 5 s
Dimensions (H/W/D)	500 x 650 x 575 mm
Weight	164 kg
Nominal Voltage	51.2 V
Operating Voltage	40-57.6 V
Operating Temperature	-10 °C to +50°C
Battery Cell Technology	Lithium Iron Phosphate (cobalt-free)
Communication	CAN/RS485
Enclosure Protection Rating	IP20
Round-trip Efficiency	≥95%
Scalability	Max. 64 in Parallel (983 kWh)
Certification	IEC62619 / CE / CEC / UN38.3
Applications	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Warranty [3]	10 Years
Compatible Inverters	Refer to BYD Battery-Box Premium LVL Minimum Configuration List

[1] DC Usable Energy, Test conditions: 100% DOD, 0.2C charge & discharge at + 25 °C. System Usable Energy may vary with different inverter brands
[2] Charge derating will occur between -10 °C and +5 °C
[3] Conditions apply. Refer to BYD Battery-Box Premium Limited Warranty Letter.

SUNNY BOY STORAGE 3.7 / 5.0 / 6.0



Reliable Supply

- Integrated secure power supply function
- Fully automated battery-backup function
- 10-year warranty

Flexible Design

- Can be extended at any time by connecting up to three batteries
- Various PV system sizes and choice of batteries
- Ideal for both retrofitting and new installations

Simple Handling

- Easy installation
- Quick commissioning with WebUI via WLAN using a smartphone or tablet

- Direct integration into Sunny Portal / Sunny Places via the Webconnect function

SUNNY BOY STORAGE 3.7 / 5.0 / 6.0

The first multistring battery inverter—always reliably supplied

With the SUNNY BOY STORAGE multistring battery inverter, for the first time, up to three different high-voltage batteries can be connected to one battery inverter. To connect larger batteries, three DC inputs can also be connected in parallel. The Sunny Boy Storage has integrated emergency power, which can be switched manually. Furthermore, it can even take over the entire electricity supply of the three line conductors via the optional automatic transfer unit. Thanks to proven AC coupling, the Sunny Boy Storage is ideally suited to new and retrofitted systems. The integrated webserver enables fast and easy commissioning, which is also possible via smartphone or laptop. Energy flows in the household are fully transparent thanks to the direct connection to Sunny Portal and Sunny Places.

Technical data (preliminary)	Sunny Boy Storage 3.7	Sunny Boy Storage 5.0	Sunny Boy Storage 6.0
AC connection			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	3680 W	5000 W ⁽¹⁾	6000 W ⁽¹⁾
Overload capacity (at 25°C to max. 60 sec ⁽²⁾)	4600 W	6300 W	7500 W
AC nominal current output (at 230 V, 50 Hz)	16 A	21.7 A ⁽³⁾	26 A
Nominal AC voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V		
AC grid frequency / range	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz		
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited		
Feed-in phases / connection phases	1/1		
Battery DC input			
Max. DC voltage	600 V	600 V	600 V
DC voltage range / DC rated voltage	100 V to 550 V / 360 V	100 V to 550 V / 360 V	100 V to 550 V / 360 V
Min. DC voltage / start DC voltage	100 V / 100 V	100 V / 100 V	100 V / 100 V
Max. DC current per DC input / number of DC inputs	10 A / 3 x 10 A	10 A / 3 x 10 A	10 A / 3 x 10 A
Max. short-circuit current	40 A	40 A	40 A
Battery types	Lion ⁽⁴⁾	Lion ⁽⁴⁾	Lion ⁽⁴⁾
Efficiency			
Max. efficiency	97.5%	97.5%	97.5%
Protective devices			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●	● / ●	● / ●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●	● / ●
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●	●
Protection class / surge category	I/IV	I/IV	I/IV
General data			
Dimensions (W / H / D)	535 mm / 730 mm / 198 mm (21.1 inches / 28.5 inches / 7.8 inches)		
Dimensions incl. packaging (W / H / D)	600 mm / 800 mm / 300 mm (23.6 inches / 31.5 inches / 11.8 inches)		
Weight / weight incl. packaging	26 kg (57 lbs) / 30 kg (66 lbs)		
Operating temperature range in battery operation	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)		
Max. installation height above MSL	3000 m		
Noise emission, typical (at 1 m distance)	39 dB(A)		
Self-consumption standby / self-consumption with no load	< 5 W / < 10 W (without supply for batteries or grid switching unit)		
Topology	Transformerless		
Cooling method	Convection		
Ingress protection	IP65		
Climatic category	4K4H		
Max. permissible value for relative humidity	100%		
Features / function			
Secure Power Supply emergency electricity supply function	● (max. 16 A, activated by manual switch)		
Interfaces	Ethernet / WLAN / CAN / RS485		
Communication / protocols	Modbus (SMA / Sunspec) / Webconnect / Modbus RTU (RS485)		
Battery communication	CAN bus		
Display / Web User Interface	Integrated webserver / via smartphone, tablet, laptop		
Remote monitoring	Sunny Portal via Webconnect		
Warranty	5 years / 10 years with registration in Sunny Portal / Sunny Places		
Certificates, approvals and manufacturer declarations	www.SMA-Solar.com		
Accessories			
Automatic transfer switch for battery backup system	Available from external suppliers		
Sunny Home Manager / Home Manager 2.0	Compatible		
SMA Energy Meter	Compatible		

Figura A.5: Folha característica do inversor de bateria utilizado

Referências

- [1] Meltem Peker, Ayse Selin Kocaman, e Bahar Y. Kara. Benefits of transmission switching and energy storage in power systems with high renewable energy penetration. *Applied Energy*, 228:1182 – 1197, 2018.
- [2] EC European Comission. Acordo de paris sobre as alterações climáticas. 2015. URL: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/paris-agreement/>.
- [3] EC European Comission. The 2030 climate energy framework. 2014. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en#tab-0-0.
- [4] EC European Comission. 2050 long-term strategy. 2018. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en.
- [5] International Energy Agency. Global energy review 2020. Relatório técnico, IEA, Paris, 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>.
- [6] Hannah Ritchie. Renewable energy. *Our World in Data*, 2017. URL: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>.
- [7] EC European Comission. Protocolo de quioto. 2003. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/MEMO_03_154.
- [8] APREN. Balanço da produção de eletricidade de portugal continental. 2020. URL: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.
- [9] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-lei n.º 363/2007 de 2 de novembro. 2007. URL: <https://dre.pt/pesquisa/-/search/629412/details/maximized>.
- [10] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento. Decreto-lei n.º 34/2011. 2011. URL: <https://dre.pt/pesquisa/-/search/279427/details/maximized>.
- [11] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia. Decreto-lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. 2014. URL: <https://dre.pt/home/-/dre/58406974/details/maximized>.
- [12] Holger C. Hesse, Michael Schimpe, Daniel Kucevic, e Andreas Jossen. Lithium-ion battery storage for the grid—a review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids. *Energies*, 10(12), 2017.
- [13] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, e Jonathan Clarke. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137:511 – 536, 2015.

- [14] Timm Weitzel e Christoph H. Glock. Energy management for stationary electric energy storage systems: A systematic literature review. *European Journal of Operational Research*, 264(2):582 – 606, 2018.
- [15] EC European Comission. Diretiva (ue) 2018/2001 do parlamento europeu e do conselho de 11 de dezembro de 2018 relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis. 2018. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=LV>.
- [16] DGEG. Plano nacional energia e clima 2030 (pnec 2030). 2018. URL: https://apambiente.pt/_zdata/Alteracoes_Climaticas/Mitigacao/PNEC/PNEC%20PT_Template%20Final%202019%2030122019.pdf.
- [17] Ministério da Indústria e Energia. Decreto-lei n.º 183/95 de 27 de julho. 1995. URL: <https://dre.pt/pesquisa/-/search/484667/details/maximized>.
- [18] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-lei n.º 29/2006 de 15 de fevereiro. 2006. URL: <https://dre.pt/pesquisa/-/search/683861/details/maximized>.
- [19] Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-lei n.º 162/2019 de 25 de outubro. 2019. URL: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/162/2019/10/25/p/dre>.
- [20] Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-lei n.º 76/2019 de 25 de 3 de junho. 2019. URL: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/76/2019/06/03/p/dre>.
- [21] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-lei n.º 172/2006 de 23 de agosto. 2006. URL: <https://dre.pt/pesquisa/-/search/540627/details/maximized>.
- [22] Ambiente e Ação Climática. Portaria n.º 16/2020 de 23 de janeiro. 2019. URL: <https://data.dre.pt/eli/port/16/2020/01/23/p/dre>.
- [23] Eero Vartiainen, Gaëtan Masson, Christian Breyer, David Moser, e Eduardo Román Medina. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale pv levelised cost of electricity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 28(6):439–453, 2020.
- [24] Piotr Bojek Heymi Bahar. Solar pv. Relatório técnico, IEA, 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>.
- [25] Chapter 7 - high efficiency plants and building integrated renewable energy systems. Em Francesco Asdrubali e Umberto Desideri, editores, *Handbook of Energy Efficiency in Buildings*, páginas 441 – 595. Butterworth-Heinemann, 2019. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812817-6.00040-1>.
- [26] National Renewable Energy Laboratory. Best research-cell efficiency chart. Relatório técnico, NREL, 2020. URL: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- [27] BloomerNEF. Latest tier 1 solar panels list 2020 (q1, q2, q3, q4 update). 2020. URL: <https://review.solar/latest-tier-1-solar-panels-list-2020/>.
- [28] R. Guerrero-Lemus, R. Vega, Taehyeon Kim, Amy Kimm, e L.E. Shephard. Bifacial solar photovoltaics – a technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1533 – 1549, 2016. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.041>.

- [29] Katie Shanks, S. Senthilarasu, e Tapas K. Mallick. Optics for concentrating photovoltaics: Trends, limits and opportunities for materials and design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:394 – 407, 2016. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.089>.
- [30] Energysage. Tesla solar roof: Elon musk's solar roof tiles complete review (v3). 2020. URL: <https://news.energysage.com/tesla-solar-panel-roof-the-next-solar-shingles/>.
- [31] Lana Chaar. 26 - solar power conversion. Em Muhammad H. Rashid, editor, *Power Electronics Handbook (Second Edition)*, Engineering, páginas 661 – 672. Academic Press, Burlington, second edition edição, 2007. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-012088479-7/50044-4>.
- [32] GREENPRO UE. Energia fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação. 2004.
- [33] Arbi Gharakhani Siraki e Pragasen Pillay. Study of optimum tilt angles for solar panels in different latitudes for urban applications. *Solar Energy*, 86(6):1920 – 1928, 2012. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X12000953>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.02.030>.
- [34] Photovoltaic geographical information system - pvgis. URL: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [35] Pvsyst. URL: <https://www.pvsyst.com/>.
- [36] Homer energy. URL: <https://www.homerenergy.com>.
- [37] X. Hu, C. Zou, C. Zhang, e Y. Li. Technological developments in batteries: A survey of principal roles, types, and management needs. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(5):20–31, 2017.
- [38] Wesley Cole e A. Will Frazier. Cost projections for utility-scale battery storage. Relatório técnico, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2019.
- [39] Daniel Akinyele, Juri Belikov, e Yoash Levron. Battery storage technologies for electrical applications: Impact in stand-alone photovoltaic systems. *Energies*, 10(11), 2017.
- [40] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, e Yulong Ding. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3):291 – 312, 2009.
- [41] T.M.I. Mahlia, T.J. Saktisahdan, A. Jannifar, M.H. Hasan, e H.S.C. Matseelar. A review of available methods and development on energy storage; technology update. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33:532 – 545, 2014.
- [42] M.A. Fetcenko, S.R. Ovshinsky, B. Reichman, K. Young, C. Fierro, J. Koch, A. Zallen, W. Mays, e T. Ouchi. Recent advances in nimh battery technology. *Journal of Power Sources*, 165(2):544 – 551, 2007. IBA – HBC 2006.
- [43] M. S. Whittingham. History, evolution, and future status of energy storage. *Proceedings of the IEEE*, 100(Special Centennial Issue):1518–1534, 2012.
- [44] Mench M.M. Meyers J.P. et al Weber, A.Z. Redox flow batteries: a review. *Journal of Applied Electrochemistry*, 41(1137), 2011.

- [45] Steven Eckroad. Eprido handbook of energy storage for transmission and distribution applications. 01 2003.
- [46] Ilja Pawel. The cost of storage – how to calculate the levelized cost of stored energy (lcoe) and applications to renewable energy generation. *Energy Procedia*, 46:68 – 77, 2014. 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013). doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>.
- [47] Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies. *Solar Energy*, 86(4):1077 – 1088, 2012. ISRES 2010. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.10.016>.
- [48] Yuqing Yang, Stephen Bremner, Chris Menictas, e Merlinde Kay. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91:109 – 125, 2018.
- [49] Y. Ru, J. Kleissl, e S. Martinez. Storage size determination for grid-connected photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1):68–81, 2013.
- [50] Rajab Khalilpour e Anthony Vassallo. Planning and operation scheduling of pv-battery systems: A novel methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53:194 – 208, 2016.
- [51] E. Lemaire, F. Mattera, A. Delaille, e P. Malbranche. Assessment of storage ageing in different types of pv systems: Technical and economical aspects. *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 1-5 September 2008:Spain; 2765–2769, 2008.
- [52] Wesley Cole e A. Will Frazier. Cost projections for utility-scale battery storage: 2020 update. 2020.
- [53] Byd - build your dreams. URL: <https://www.byd.com/en/index.html>.
- [54] Longi solar. URL: <https://en.longi-solar.com/>.
- [55] Europe - solar store. URL: <https://www.europe-solarstore.com/huawei-sun2000-20-kt1.html>.
- [56] Sma. URL: <https://www.sma.de/en.html>.
- [57] Europe - solar store. URL: <http://www.europe-solarshop.com/sma-sunny-boy-storage-6-0.html>.