Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Master's Degree in Renewable Energies
Avenue Astrophysics Francisco Sánchez, WN
Pumpkin building – AN.2D Post office 456
38200 - San Cristóbal de La Laguna
master.renovables@ull.es

D. Mario Palmero Méndez
Technical Industrial Engineer

MASTER'S FINAL PROJECT

"THESIS REPORT"

"Dimensioning of energy capture, generation and storage systems, through renewable energy sources, to provide autonomy, self-sufficiency, and energy independence from the grid to a house in the Canary Islands"

DATE: June 2022

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

ABSTRACT

This master's thesis, belonging to the university master's degree in renewable energies at the University of La Laguna, consists of the dimensioning of energy use facilities based on renewable energy sources according to the procedures of calculation fixed to normative of application, and aim to project a design of the energy installations necessary to provide a single-family home currently connected to the grid, in the Canary Islands, with the necessary self-sufficiency according to its energy demand, focusing directly into the electricity and hot water demands.

The idea is that the projected systems work synergistically with each other, to offer the end user, with respect to the installations connected to the network, normal use in their home installations, as well as maintaining the same living comfort.

This work also seeks greater independence of the electricity distribution and marketing system, and thus protect itself from the volatility of electricity market prices, which strongly depend on the tensions of the socio-political-economic panorama at the international level, which goes beyond of the control of the citizens.

And in the other side, it also seeks demonstrate that it is possible to reach to produce in a medium-long-term several monetary savings. That means that their cost of implementation due the required capital investment, can return because them will be amortized investments in reasonable terms, between 6 and 15 years, also guaranteeing sufficient self-consumption energy generation for self-supply of demand of the familiar core.

In addition, this kind of investment also promoting some SDGs established by the 2030 Agenda, as the number 7 about clean and accessible energy for everyone, and 8, 9, 11, 12, 13, betting for the development of the ecological and energy transition. Lastly, mention that this, that so important is at a global level, can today be carried out in whole Spain as a fact, in a practical way thanks to a lot of aids and subsidies programs running on which are being promoted from the Government.

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

1	AC – Alternating current	15	DPC – Surge Protection Device
2	AEMet – State Meteorological Agency	16	EELabs – Energy Efficiency Laboratories
3	AENOR – Spanish Association for Standardization and Certification	17	EE.RR. – Renewable energy
4	BOC – Official State Gazette	18	EU – European Union
5	BOE – Official Gazette of the Canary Islands	19	FUS – Fuse
6	CE – European Community	20	GHGs – Greenhouse Gases
7	CNMC – National Markets and Competition Commission	21	GOTA – Earth and Atmosphere Observation Group
8	CSM – Minimum Solar Contribution	22	HE – Energy Saving
9	CST – Solar Thermal Collector	23	IAC – Canary Islands Astrophysical Institute
10	CT – Transformation Center	24	ID – Differential switch
11	CTE – Technical Building Code	25	IMT – Magneto-thermal switch
12	DB – Basic Document	26	INE – National Statistics Institute
13	DC – Direct Current	27	IRENA – International Renewable Energy Agency
14	DHW – Domestic hot water	28	ISTAC – Canary Institute of Statistics

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

29	ITC – Complementary Technical Instructions	43	PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System
30	ITC – Canary Islands Technological Institute	44	PVPC – Voluntary Price for the Small Consumer
31	ITER – Institute of Technology and Renewable Energies	45	RD – Royal Decree
32	LCOE – Level Cost of Energy	46	REBT – Low Voltage Electrotechnical Regulation
33	MITECO – Ministry of Ecological Transition and Demographic Challenge	47	REE – Spanish Electricity Network
34	NREL – National Renewable Energy Laboratory	48	RES – Renewable Energy Sources
35	PERC – Passivated Emitter Rear Cell	49	SE.AE – Structural Safety. Structural steel
36	PLL – Flat Period	50	SDG – Sustainable Development Goals
37	PLR – Performance Loss Rate	51	SEC – Disconnector
38	PP – Peak Period	52	TFM – Master's thesis
39	PRTR – Recovery, Transformation and Resilience Plan	53	ULL – University of La Laguna
40	PTC – Technical Specifications	54	UNE – A Spanish Standard
41	PV – Valley Period	55	ULL – University of La Laguna
42	PV – Photovoltaic	56	UTM – Universal Transverse Mercator

Table 1: Acronyms and abbreviations used.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

INDEX OF CONTENTS

ABSTRACT 2
ACRONYMS AND ABBREVIATIONS 2
INDEX OF CONTENTS 4
INDEX OF FIGURES 5
TABLE INDEX 5
1. INTRODUCTION 6
1.1. Object 6
2. THEORETICAL FRAMEWORK 6
2.1. Background 6
2.1.1 Far past 7
2.1.2 Recent past 7
2.1.3 Current situation 10
3. METHODOLOGY 11
4. ANALYSIS 12
4.1 SOFTWARE USED 12
4.2 Situation and location of the facilities 12
4.3 Description of the building 12
4.4 Energy demand of the house 13
5. RESULTS 14
5.1 Solution adopted for the photovoltaic installation 14
5.2 Solution adopted for the solar thermal installation 18
6. DISCUSSION 19
7. CONCLUSIONS 20
8. ACKNOWLEDGMENTS 20
9. BIBLIOGRAPHY 21
9.1 Regulations regarding the calculation of electrical installations 21
9.2 Regulations regarding the calculation of thermal installations 21
9.3 Regulations regarding the prevention of occupational hazards 22
9.4 Regulations regarding the management of waste generated on site 22
9.5 Regulations regarding subsidies in renewable installations 22
9.6 Electrical, energy and self-consumption regulations 22
9.7 Autonomic and another complementary regulation 24
10. APPENDIX 25
10.1 TECHNICAL PLANES AND SCHEMES 26
10.2 BUDGET, AMORTIZATION AND ENVIRONMENTAL INDICATORS 36
10.3 CATALOGUE OF MATERIALS 48
10.4 CALCULUS JUSTIFICATION MEMORY 58

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

INDEX OF FIGURES

Figure 1: New distribution of schedules, and daily consumption according to period (Energy XXI). 7
Figure 2: Daily evolution of the demand for national capacity and regulated prices, on April 15, 2022. 8
Figure 3: Evolution of the prices of CO2 emission rights by the EC €/ton_CO2 (ANAVE). 9
Figure 4: Evolution of electricity prices regulated by RD 216/2014 (Data from Energía XXI). 10
Figure 5: Situation and location of the building. 12
Figure 6: Detail of the roof of the house, and distribution of panels. 13
Figure 7: Monthly electricity demand by periods according to last year's billing. 13

TABLE INDEX

Table 1: Acronyms and abbreviations used. 3
Table 2: Link installation. Conductors. 16
Table 3: Link installation. Protection elements. 16

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

1. INTRODUCTION

1.1. Object

The purpose of this TFM is to demonstrate resolutive capacity and knowledge acquired along the last two years at the University, studying on the world of EE.RR. through the master, assembling with previous knowledge achieved from the Mechanical Engineering, oriented, and focused on RES-based systems.

This work reflects the design process results of some typical RES-based systems dimensioned with a target: to be able to successfully provide the necessary energetic autonomy to the house energetic needs, where today live 7 young people sharing due to renting situation.

Several analyses about climatology, normative, and calculus models for the justification were needed to achieve the goal of this work: to properly design the following systems:

- A PV installation with storage by batteries
- A solar thermal installation using CST, with accumulation of DHW by thermosyphon

In order to achieve a correct dimensioning of the projected installations, the taken basis were, in the first place, an analysis carried out of the current energy demand of the dwelling according to the number of inhabitants, as well as a climatological analysis of the location. That for knowing the renewable resource available at the place and its potential of using.

Therefore, an existing housing with grid connection will be proposed as a reference, assuming real electrical and DHW demand data, which has enough space on the roof for the implementation of mentioned systems.

These systems were dimensioned just to satisfy the energetic demand, without over dimension, and in accord with the reglementary calculus procedures, stablished by the CTE, REBT and the several IDAE's guides basically, as well as the material and devices catalogue available in the market.

So, the projected installations were designed in accordance with current regulations and the technical guides and application specifications regarding calculation, justification, and dimensioning of each component of the different systems in order to guarantee that they will operate in a correct and operative safety way.

2. THEORETICAL FRAMEWORK

2.1. Background

Solar energy plays an essential role since it is the main source of energy for our planet and enables life to exist, so the climatological study of the site is essential to size the utilization systems with respect to demand, in addition to the correct application of the Spanish regulation, regarding the calculation of system sizing, as well as for their installation and start-up, and processing of the documentation associated with the realization and execution of associated technical projects and the subsidies.

Now, to put the reader in a bit of a situation, the actual framework of the development of based on alternative energies systems is described, reviewing the evolution of the state of the art of the regulations applicable to the electricity sector in Spain up to the present.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

2.1.1 Far past

In recent decades, the Spanish regulation on the operation of the electricity sector has undergone many changes due to the need to adapt to the reality of the energy economy, distributed generation, self-consumption, and all the factors recently introduced to the market.

Regulations such as RD 1164/2001 that establishes the tariffs for access to electricity transport and distribution networks, RD 1699/2011 to regulate the connection to the network of small electricity production facilities, the new Law 24 /2013, of December 26, of the Spanish Electrical Sector, or RD 413/2014 to regulate the activity of electricity production through RES-based systems.

In addition, and in relation to the remuneration of distributed generation through photovoltaic installations, Order IET/1459/2014 was applicable, which was previously governed by RD 1578/2008, on the remuneration of the electricity production activity through solar photovoltaic technology, for installations implanted after the deadline for maintaining the remuneration of RD 661/2007.

2.1.2 Recent past

The Spanish electricity sector is integrated into the EC, so it is also governed by the directives approved by the European parliament. Thus, the rules governing the regulation of the electricity market, such as Directive 2019/944, are fundamentalist, and by transposition, applicable in the EU member countries.

However, the entry into force of the new tariff system from June 1, 2021, with Circular 3/2020, of January 15, of the CNMC, which establishes the new methodology for calculating tolls transmission and distribution of electricity, modifies the electricity rates previously in force and the schedules for accounting for electricity consumption in three hourly periods (PP, PV, PLL).

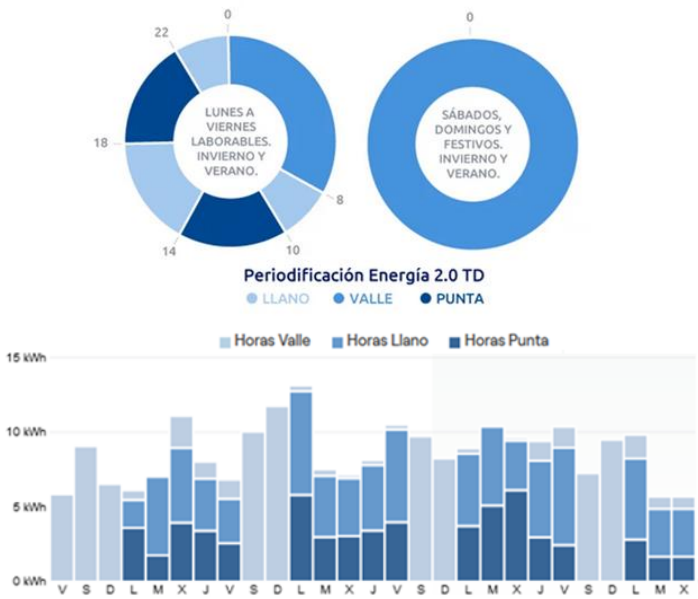


Figure 1: New distribution of schedules, and daily consumption according to period (Energy XXI).

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

This new hourly pricing system had also the objective to try flattening the daily electricity power demand curve at a national level, since it established, on the one hand, cheaper prices respect to the power term but raising the prices for energy consumption, promoting, so, a more rational consumption and to avoid energy wastes unneeded because of providing cheaper prices in the off-peak hours and more expensive prices in rust hours. Unfortunately, these objectives have not been really achieved due to the extreme competitiveness of the electricity marketers to gain market share, establishing competitive strategies on offers of fixed prices.

In fact, in the few recent years, many Spanish marketers have closed, with more than 600 in 2018, they have reduced around 200 today in Spain, according to the CNMC. Thus, happens that where there are a few ones who catch on the majority of the customers, and the rest of them can only get a small part of the total market quote, turning, so, the electrical market, in an oligarchy formed by the bigger electric marketer companies, as Endesa, Iberdrola, and Naturgy.

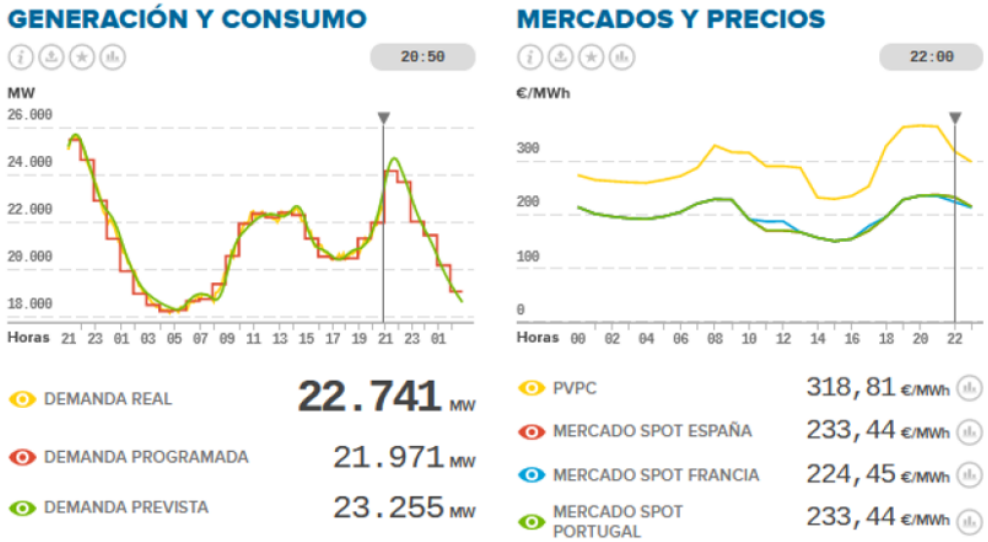


Figure 2: Daily evolution of the demand for national capacity and regulated prices, on April 15, 2022.

All of this, moreover, is linked to the mechanism created by the EC for CO2 emission rights. The motto which better describe this could be, "who pollutes pays".

The CO2 emission rights consist of further raising the fine for carbon gas emissions, mainly applicable to the electrical producers and the industries, among them, stand out the manufacturer automobility companies, which are turning themselves to be oriented towards less polluting production systems, and to the manufacture of electrical vehicles.

Thus, the EU have increased the GHG emission rights prices up to 800% in the last 10 years (€80/Ton_CO2) as the next picture shows, with the goal promote the generation of electricity from RES-based systems, and to orient the mobility to less contaminant systems, as the hybrid or pure electrical vehicles.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Figure 3: Evolution of the prices of CO2 emission rights by the EC €/ton_CO2 (ANAVE).

However, there has been a drastic general increase in electricity prices that is reflected in the current electricity bill. The alternative to fixed electricity prices, agreed between the retailer and the consumer, is to resort to the last resort rate offered by the reference retailers, in the case of Spain, by Energía XXI, who has the mandatory to offer them to the citizens service.

The tariff is known as Small Consumer Voluntary Price and corresponds to a series of indexed prices that vary constantly (every hour throughout the day). Thus, the prices of the PVPC rate are regulated by the State, that is, by the Government, in accordance with RD 216/2014, of March 28. Such prices vary from moment to moment (being somewhat higher than the marginal price of the energy sale in the energy supply auctions carried out by the generation companies and jointly with the System Operator, which in Spain coincides with the Carrier, REE. Spanish Electrical Grid makes them public daily, revealing the results of the price imposed by the PVPC tariff each day at 8:00 p.m.

In this way, the setting of prices regulated by the state works in such a way that it depends on factors that an ordinary user cannot control or achieve significant influence on them, and lately, these prices have evolved, in the short term, with a progression of continuous and very pronounced growth. This unusual growth has generated more uncertainty, and even fear for many consumers, mainly during the March 2022, coinciding fully with the outbreak of the Russian-Ukrainian strategic conflict over energy wealth and mineral resources, which had already been growing due to the effects of the COVID19 pandemic. This is reflected through the graph below, on the evolution of the price of the PVPC tariff in the last 6500 hours (9 months).

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

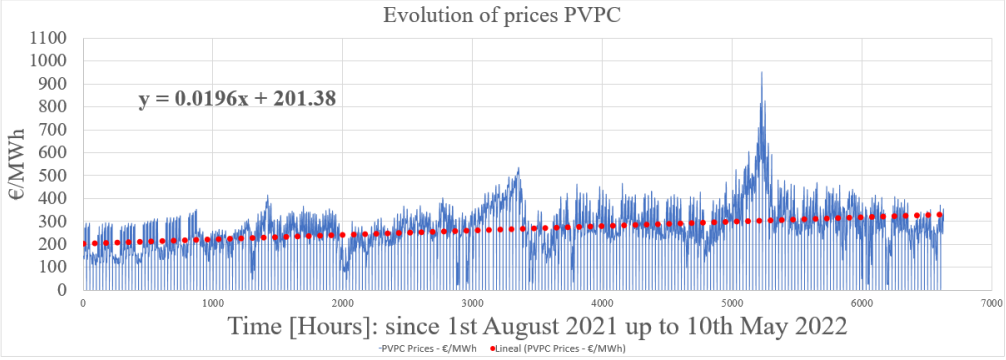


Figure 4: Evolution of electricity prices regulated by RD 216/2014 (Data from Energía XXI).

As can be seen in the evolution of the prices regulated by the state, at the beginning of the period there is a stable weekly pattern, which is distorted for several months, but which seems to stabilize again, until it begins to be significantly reflected in the price of the electricity the consequences of the war between Ukraine and Russia. The progressive increase trend of the PVPC, as shown by the linear regression line in its slope, is near €2 cents every 1000 hours (every 42 days), that means about 17 cents of annual increase in the price of kWh, starting from a base of €201/MWh.

Is now when the question of how much is the cost of the electricity production according to each production system, denominated by the Level Cost of Energy, LCOE of each technology, and the selling price to the consumers in the marginal system still in force, where the imposed electricity price is based on the cost of production from the most expensive technology, and not, disappointing, by an equitable distribution respect to the cost of production of each tech related the contribution of each one to the meet of the national power demand satisfaction.

2.1.3 Current situation

The recent entry into force of RD 244/2019, of April 5, which regulates the new administrative, technical, and economic conditions for self-consumption of electrical energy, better known as the "horizontal property law", has been promoted by the current Government through the MITECO's ministry. RD 244/2019 repeals the previous rector one, RD 900/2015, of October 9, better known as the "sun tax law". This new Royal Decree seeks to guarantee an orderly development of the expansion of distributed generation in its self-consumption mode, compatible with the need to support the development of the energy transition, as stated in the RD-Law 15/2018. Trying, in addition, to guaranteeing the technical and economic sustainability of the electricity system as a whole, regulated by RD-Law 9/2013, and which develops the current Law 24/2013 of the Spanish Electricity Sector.

Thus, the establishment of a regulatory framework regarding the different forms of energy production with self-consumption with connection to the network, expanded and developed by other complementary regulation related to the granting of aid for the promotion of self-consumption through RD 477 /2021, of June 29, also RD 1124/2021, of December 21, and even more recent, RD 377/2022, of May 17, represents an historic moment for Spain in terms of the expansion of the Distributed generation through self-consumption installations due to the continues allocation of funds from the EC for these purposes.

Also, the CTE has been updated periodically, the last modification being that of the year 2019, where, in the DB-HE of energy saving, were expanded and generalized the energy sources considered as valid renewable systems to cover the energy demand, as electricity and the DHW.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Finally, the regulation that develops more specific aspects such as the remuneration parameters of the energy production facilities from RES-based systems, stays regulated by Order ETU/130/2017 and Order TED/1484/2021, of December 28, which establishes the prices of the applicable electricity system charges from January 1, 2022, and establishes various regulated costs of the electricity system for the year 2022.

All this current scenario that is being promoted will enable an exponential development of renewables in their fundamental role in relation to the Energy Transition and the achievement of the SDGs, thanks to the accessibility facilities that are being granted, both at a residential and industrial level, for the implementation of energy use systems based on RES.

3. METHODOLOGY

For the execution of the work, it has been necessary to establish a foundation regarding the political panorama in relation to the development of renewable energies and the expansion of distributed generation, hence the extensive development of the state of the art of the past regulation and legislation, but also the contemporary, and current, which all together, contextualizes the development of the energy overview in Spain.

At the same time, it became necessary to review the state of the art of these technologies and systems projected, as well as the application procedures and regulations regarding the dimensioning and calculation of the installations and the protection devices of the installations. It was also necessary to resort to the practical implementation guides, where the IDAE has served as a especially important source of reference.

Then, to proceed with the sizing analysis, the first thing was to establish a reference energy demand profile on which to work to guide the solutions of the analysis models developed and implemented, previously with Excel and then with Python, to try to automate calculation procedures, working over the data set obtained from the databases used from PVGIS.

Thus, first it was necessary to implement in the developed models the climatological data for the analysis of the renewable resource in the site through the iterative treatment of the same, phase in which such models were perfected for the calculation and dimensioning of the systems. Once the available resource over the place was known, it was a matter of analysing the availability on the defined surface of incidence, as well as it distribution considering the space on the roof. Thus, was possible to project all the energetic systems and to find the correct compatibility among the elements that conform each installation.

Then, the appropriate solutions were proposed, and the calculations related to the rest of the installation elements were developed in accordance with the technical guidelines and recommendations, as the wires size and the electrical conductors, as well as the properly electrical protection devices, described on the calculus justification appendix.

Of course, great helpful third parties' models were also used, such as AutoCAD for plans execution, and Censol 5.0 (software from CENSOLAR educative agency), which was so useful, for example, to well fine-tuning on the energy losses of the projected systems through losses diagrams and to have a clear view of the sun trajectory along the year.

Finally, after making all the calculations and specifying the final solutions, we proceeded to collect and to filter all the developed material to give it coherence and an adequate format in face to the TFM, and extract from all of it the definitive results of the study. That corresponds to the latest analyses related to the amortization of the facilities and economic budgets, the correct execution of the projected designs and plans, and to order all the selected material to give it the most convenient format and presentation.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

4. ANALYSIS

4.1 SOFTWARE USED

The digital tools for carrying out the entire work, from the text editor, through the execution of plans, schemes and diagrams, and the sizing calculations referring to climatological analysis / simulations, have been , depending on the task at hand:

- Text editing: **Word** (Office)
- Climatological data: **PVGIS** (JRC)
- Tables and data treatment: **Excel** (Office)
- Data processing and programming: **Python** (Jupiter Notebook)
- Analysis of climatological results: **Censol 5.0** (Censolar)
- Plans and schemes: **AutoCAD** (Autodesk)
- Another schemes: **Paint** (Windows)

4.2 Situation and location of the facilities

The projected facilities are located on the roof of shown house, with hidden address due owners' privacy protection:

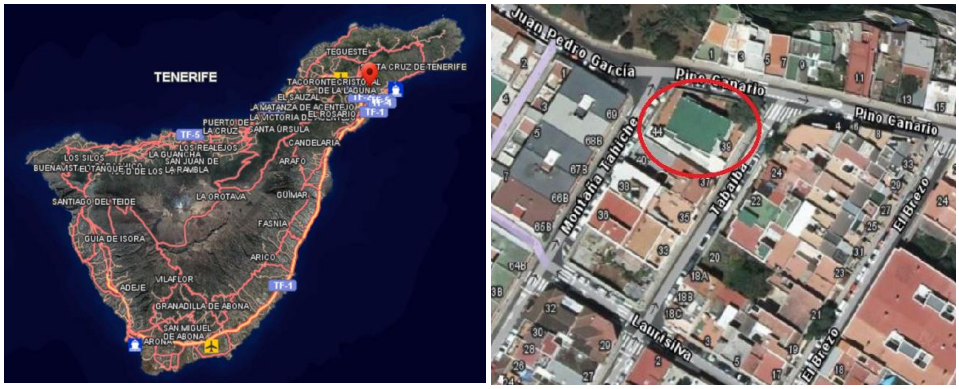


Figure 5: Situation and location of the building.

4.3 Description of the building

The house is a large Canarian house, built in the early 1960s, with a total plot area of 389 m2. It has 249 m2 of living space between the different floors. The house has two floors, in addition to the roof (passable roof) where there is enough space for electrical production and DHW installations. This space is reserved for the installations to be projected.

The owner rents the rooms, so that it acts as a shared house in which a total of 7 people currently residing. The house is divided into 3 main zones. On the one hand, there is the main house, on the first floor, which has 3 bedrooms and an office, 3 bathrooms, kitchen, and a big living room with corridor. On the other hand, on floor zero there are two differentiated spaces adapted as a sub-dwelling. Each one with its own kitchen, living room, bathroom, and bedroom.

The house has a concentric patio on the outside, delimited by the walls that face the road by three sides, and by the fourth to their neighbours on the south façade. Some parts of the patio are roofed, but these areas will not be touched.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

The roof is passable and has a calculated flat surface of 136.3 m2, according to Grafcan, and has perimetral walls of 0.50 m in height all around its entire perimeter, except in the entrance. Access to the roof is through the north façade, through a fixed concrete staircase, which ascends from the ground floor. See below an image of the roof of the house.

Figure 6: Detail of the roof of the house, and distribution of panels.

The entire structure of the building is made of reinforced concrete. The roof finish has a self-protected waterproofing sheet in good condition to prevent infiltration of rainwater and/or humidity from the environment.

According to the CTE-DB-SE.AE of 2009, in table 3.1, a use overload of 2 kN/m^2 (204 kg/m^2) is established for concentrated loads on the roof, which is sufficient to support the weight of the installations.

4.4 Energy demand of the house

According to the monthly energy demand, it should be mentioned that most of the receivers are powered by electricity, except for 2 of the 3 thermoses because they work with gas. Thus, due to the high number of people who live in the house, the demand for electricity and DHW today exceeds 900 kWh/month, and predictably, electricity demand will continue to increase by more than 1,000 kWh/month with the arrival of summer and/or new cohabiting neighbours.

Figure 7: Monthly electricity demand by periods according to last year's billing.

The projected systems were dimensioned according to the electrical demand of the house. For this reason, the billing and consumption data were analysed, and the projection of systems for solar thermal and photovoltaic use was proposed, since the necessary space is available on the roof, and whose synergy is enhanced by power, the photovoltaic part, covering the shortage of DHW when the solar thermal plant is not able to cover all the demand for hot water on its own in the requested instant.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

In addition, high electricity consumption usually entails large economic costs, and uncertainty, even more so these days due to the energy and economic crisis, as well as the effects of the Covid19 pandemic and the shortage of supplies and merchandise, of raw materials, etc.

5. RESULTS

5.1 Solution adopted for the photovoltaic installation

The installation of a photovoltaic system will be projected to generate enough electricity for the complete self-sufficiency of the home, seeking a self-consumption rate close to 100% of the demand. This is projected in principle based on the fact that it will be installed in a surplus mode not subject to compensation for discharges into the network, a self-consumption mode described in article 4 of RD 244/2019. In addition, there is the possibility of disconnecting from the network when fully covering the demand, according to the owner's decision, although it is something that is not generally recommended because at a given moment a certain amount of energy may be needed and it may not be available at the moment or even with the batteries, mainly in spells of unfavourable weather. This installation has a size according to the energy needs of the home (1000 kWh/month), and which it will foreseeably have as time goes by.

The installation will be made up of modules of the JA SOLAR brand, model M72S20 455/MR, with monocrystalline silicon technology and subsequent PERC-type coating, whose efficiency in the laboratory/assay test reached 20.5% of incident light utilization. However, after defining a global PLR of the installation calculated at 75% after discounting the joint losses of irradiation due to shadows, reflections, dirt, as well as the electrical performance of the system as a whole through the wiring, the protections, the 2 inverters, the 16 batteries, and voltage drops in the interior housing, the total performance of the system will hopefully reach 12% of use with respect to the incident solar energy. In addition, modules of this type, operating outside laboratory conditions, have their own yields of around 15-16%, among other reasons, due to the high temperature of the panel compared to what it would reach in STC.

On the roof, it has been planned to distribute 18 modules subdivided into 2 rows of 9 collectors. each row is made up of a matrix of 3 x 3 modules that will be installed on a load-bearing aluminium structure with an inclination of 25º and an orientation of 25º SW, which in turn will go on 7 concrete ballasts of almost 200 kg each, to avoid problems with the wind (review calculations section). Thus, to take care of the aesthetics and usability of the rest of the roof space, taking into account the criterion of architectural integration, the two rows of panels distributed next to the anti-fear walls will be mounted, with an intermediate distance of about 5 m , avoiding casting shadows, and allowing users to make use of the centre of the roof and perimeter edges as well.

The southernmost row is set back, perpendicularly to the established orientation direction (25º SW), a minimum distance of 50 cm from the roof wall, whose height is 50 cm. Thus, the projection of shadows from the wall panels is reduced. This solution allows managing the layout of the space available on the roof for other tenant activities, as well as facilitating installation and maintenance tasks, guaranteeing that the losses in the collection of radiation due to reflection are tolerable, less than 5% per year according to the calculations made, which are, without a doubt, very well compensated by the generation of the designed utilization system.

Each row has an installed power of 4 kWp, that is, if there are two equal rows, the projected photovoltaic power amounts to about 8 kWp, although they will never generate that much at once, or at least it would be very infrequent. Each of these rows will be connected to an inverter with 5 KW output power in alternating current. Each inverter will have its own battery block as a storage system. According to the electrical demand, which is around 30 kWh/day, the batteries (each block) have a gross capacity of 96% of the daily demand. On the other hand, the total installed power amounts to 10 kW, since it is defined by the sum of the output power of the inverters, each one being 5 KW, as indicated. It has been calculated that the annual

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

electricity production is almost 92% of the total energy demand. This implies that it will be able to provide the necessary support for the storage of DHW by means of electrical resistance, without the need to continue using the 2 gas thermoses that currently exist. and on the other hand, after supplying the remaining energy to support the thermosyphon system, there will still be enough electricity to guarantee between 85 - 120% of the electricity demand for 9 months a year (considering a consumption rate not greater than 1000 kWh /projected month).

The inverters must be hybrid but also, and as a design requirement, they must also be able to function in isolation, that is, without connection to the grid. Thus, when the user wishes to disconnect from the electrical network and experience the experience, he will be able to do so without problems. but above all, this is especially important because it will be needed for maintenance work and when the transformation center cannot supply electricity to the neighborhood.

Regarding the inverters, each of the 2 projected ones will have an associated block of batteries, of the stationary and open type, known as OPzS batteries (from the German), which turns out to be recommended because they are especially suitable for photovoltaic applications, in which the battery It is in a permanent floating state. Each block will be made up of 8 batteries of 600 Ah and 6 V, all of them connected in series, reaching a joint nominal voltage established at 48 V, very practical for homes with relatively high consumption.

Each block will weigh 474 kg in batteries (the bad thing about lead, it weighs a lot). As a guide, for the calculations a useful capacity of 80% has been considered, which corresponds to a useful capacity of the entire system (the two blocks) of about 46 kWh. This will be enough. With these two huge boxes, it will be possible to have a range of 38 hours, depending on the consumption rates throughout the day, which will depend on the load curve and will most likely vary seasonally.

On the other hand, regarding the security system, it should be mentioned that both the cables and the protections of the electrical circuits, as well as the redundancy of protectors, have been designed very rigorously to guarantee the absolute security of the internal installation of the home. The protection elements will be distributed in different electrical panels, differentiating the part before the direct current inverter, the part after each alternating current inverter, and the derivation of the batteries.

For the correct sizing of the system, reference was made to the entire applicable standard and regulations, both for the conductors and for the protection devices. Each protection will go in the appropriate frame (see the designs made in the section of the plans) and will run in an orderly way until connecting with the general frame of the house.

In short, the elements that will go into the electrical enclosures will be: fuses [FUS], DC and AC circuit breakers [ITM], differential switches [ID], manual bipolar disconnectors [SEC], devices against over voltages [DPC] (which will be connected to the grounding of the photovoltaic installation).

According to regulations, the grounding of the photovoltaic installation must be independent of the "direct connection" (TT type configuration) that represents the grounding system of the home, connected in parallel to the neutral conductor of the low-voltage CT. tension of the distribution company, which it already has since the construction phase of the building (it is taken for granted because all residential installations must have it by regulation). Below is a summary table of the cable elements according to each section:

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

ELEMENT	FUNCTION	SECTION (mm^2)	(A) MAX INTENSITY	UNITS
PV Array Ground Conductors	Safety	6	37 – 49	1 x 18
Modules Interconnection (array of 3)	Transmission	4	30 – 38	2 x 18
Blocks of 3 array (rows of 9) to inverter	Junction	10	52 – 68	2 x 2
DC conductors: inverter and batteries	Storage	35	110 – 144	2 x 2
AC conductors: Inverter Output	Transmission	16	70 – 91	2 x 2
Investors conductors' communication	Communication	1.5	16 – 21	1 x 1

Table 2: Link installation. Conductors.

The protections were calculated based on the intensity, already factored, with respect to the maximum intensity that circulates through the electrical conductors, so that they act before damaging the cables.

The conductors, in turn, were calculated considering the current that could flow through them, coming from the photovoltaic field. System protections include the following items:

ELEMENT	FUNCTION	UNITS
DC – DCS (Surge Protection)	Safety	2
AC – DPC (Surge Protection)	Safety	1
ID (Differential Switch) inverter output	Safety	1
DC – IMT (magnetic-thermal Switch) C40	Safety	2
AC – IMT (magnetic-thermal Switch) C63	Safety	1
Generated power counter	Accountant	1
Fuse 40 A	Safety	4
Bipolar battery disconnector	Maintenance	2

Table 3: Link installation. Protection elements.

The reception in the general envelope of the house from the AC envelope of the inverter is carried out by means of the energy meter generated by the photovoltaic installation, which will be connected to another magnetothermic. This will then be connected to the rest of the low-voltage electrical installation inside the home, regardless of the type of consumption in which the developer is now or in the future, being able to disconnect from the network at specific times, adapting consumption to daily generation.

The grounding of the photovoltaic installation was dimensioned with respect to ITC 14, 18 and 25 of the REBT, also contemplating article 15 of RD 1699/2011, as well as the regulations that develop it on industrial safety, which is found in the RD 560/2010.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

The grounding of the panels, as has already been indicated, will be independent of the main grounding of the house, so it was projected that the grounding rod for the modules, together with the other elements that accompany it be dimensioned according to the safety of the derivation installation from static charges and overvoltages that may occur.

Of course, the metallic structure will also be connected to the same earth, whose earth spike will have a size of no less than 80 cm, with the projected protection conductors of the panels being 6 mm^2, and in the connection to the earth spike They will be joined to a 16 mm^2 cable in accordance with the applicable regulations and recommendations for their adequate dimensioning.

Thus, the final layout of the solution adopted for the PV system is as follows:

1. From each of the 3 arrays of each row of the photovoltaic panel matrix, a cable with a 10 mm2 section will come out, whose electrical resistance (68A if it is XLPE), being its resistance with respect to the maximum intensity expected, much higher than the output current of the row of panels corresponding to the short-circuit current of the panels (Isc = 11.41 A). It is worth a safety factor more than enough in already from this point.
2. Next, the 3 DC cables of each row of panels will be joined in a 20 m long line to the direct current envelope before each inverter, which will support the sum of currents (34.23 A) and will be connected to the DC protection box that is prior to each inverter, each one interrelated with the other, since this inverter model admits up to 3 inverters interconnected with each other, giving the system a certain degree of flexibility or modular capacity to the system. Each DC box will contain the fuses and over voltages, and circuit breakers, all of them designed to operate in DC.
3. In addition, from each inverter there will be a link connection to a bank of 8 batteries connected to each other in series, adding the unit voltages up to 48 V, which is an appropriate voltage for installations of more than 5 kW.
4. The selected batteries are of the OPzS type (lead-acid), that is, open stationary technology. So that 2 banks of 8 batteries (474 kg/bank) are projected in series, of 600Ah and 6 V each (3600 Wh/unit).
5. The total capacity of each bank amounts to 28.8 kWh, but since the total capacity is not a reference value, since only the useful capacity should be considered, estimated in this case at 80% of the total capacity relative to the levels of depth of discharge and maximum charge, which is around 23 kWh (46 kWh in total between the two battery banks), and being the average daily electrical demand of the house of about 30 kWh/day, the relationship corresponds to an autonomy of 154% of the daily demand, that is, about 36.8 hours.
6. The batteries will in turn be stored inside a battery cabinet, and the link connection between each battery bank and each of the two inverters will be made up of a connection cable with a section equal to 35 mm^2 to guarantee maximum electrical fluidity and reduce electrical heating losses due to the Joule effect. In addition, a manual bipolar disconnector will be installed that will serve to open the circuit through the 2 poles of the batteries, especially useful for maintenance operations.
7. On the other hand, from each inverter to the alternating current protection enclosure behind it, there will be a 16 mm^2 conductor, which, being XLPE, will be able to withstand up to 91 A, this being much more than the 76 A that it should withstand by regulation. having already applied an oversizing of 125% and guaranteeing that the maximum admissible voltage drops will be less than 1.5% established by the REBT.
8. In the protection envelope behind the inverter, that is, of everything that comes upstream from the photovoltaic generation installation, a differential switch will be installed followed by an alternating current DPC connected to the new grounding installation, and then there will be a magnetothermic protection. Then a cable is sent to the general envelope, also 16 mm^2.
9. Finally, the reception in the general envelope of the house from the AC envelope of the inverter is carried out by means of the energy meter generated by the PV installation, which will be connected

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

to another ITM. This will then be connected to the rest of the low-voltage electrical installation inside the home, regardless of the type of consumption in which the developer is now or in the future, making it possible to disconnect from the network at specific times or permanently, having to adjust, yes, the consumption to the daily generation.

The amortization of the photovoltaic installation is estimated at about 4.8 years without subsidies, with a cost of €20,581.45, already considering the labour for the installation, IGIC (Please, go to the amortizations and budgets section to learn more about it).

5.2 Solution adopted for the solar thermal installation

As defined, a solar thermal capture system with a thermosyphon will be installed, which will have a storage capacity of 200 litters, designed to meet the demand for DHW in the home. 2 CST have been placed on the roof, which serves as preheating, making thermal jumps with respect to the mains water temperature of between 30 and 35ºC, managing to obtain a high performance from the collector, established around 40% on average per year, having considered thermal losses through pipes of around 10%, which will be duly insulated with pipe coatings with a minimum thickness of 35 mm.

The CSTs will be installed on a galvanized steel structure with simple support on the roof, with an inclination of 40º and an orientation of 25º SW, to improve the use of space on the roof, without compromising or neglecting solar capture along of the whole day and along the year, since it is the fixed angle that minimizes the losses due to reflection for the critical months of winter, and also for the summer. The resistance of the floor of the roof has been calculated according to the weight of this system, with the pressure exerted being around 110 kgf/m2, which will be able to withstand gusts of wind of more than 40 m/s without problems.

The pipes will be arranged in the open air on the roof and will descend through the north façade to the hot water connection arranged in the pre-existing electric thermos, with PVC or PP-R pipes of ¾ (inches) of internal diameter, prepared to conduct hot water, suitable for this type of system.

The energy study has been carried out considering the analysis of the site for the forecast of the solar contribution of the demand for DHW, taking into account the parameters related to the solar resource based on the collection plane, as well as the volume of demand in the home. The variables that take place in the study are temperature of use, temperature of the mains water and ambient air, according to the traditional methods of calculating solar thermal installations, contemplating the performance test data of the selected CST, model FCC-2S Junkers brand.

The regulations related to the prevention of legionellosis, RD 865/2003, of July 4 (Prevention and control of legionellosis), whose requirement does not apply in residential cases in a mandatory manner, but is an important reference, the PCT developed by the IDAE for the installation and sizing of CST systems, and the recommendations guide of the IDAE and the Ministry of Industry on solar DHW installations of 2021.

Thus, the solution described above is adopted, in accordance with the CSM criteria of the low-temperature solar thermal installation established by the CTE, in its DB HE4 on energy saving on the CSM on the demand for DHW, which, for the residential case, a minimum of 60% applies. Use the supporting calculation report for a more exhaustive analysis of the methodology used.

The thermal shock necessary to raise the temperature of the accumulator to the temperature of use (60ºC) and that of consumption (45ºC), will be carried out by means of an electrical resistance (Power of 2 KW at 230 Vac) incorporated in the thermosyphon tank at the needed moments, regulated by temperature sensors, guaranteeing the satisfaction of the DHW demand, bacterial safety and human comfort too.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

The protection equipment of the installation corresponds to the overpressure valve of the thermosyphon, and to the closing valves of the hydraulic circuit, not considering it necessary to implement inverted return, nor recirculation systems.

The amortization of the solar thermal installation is estimated at about 5.8 years, which cost reach €3,755.17 with IGIC, but without considering applicable subsidies (Go to the amortizations and budgets section to see more about all of this).

6. DISCUSSION

Other systems based on RES could also be applied, such as heat pump technology (aerothermal) for the production of DHW, or low-power wind turbines to generate electricity, given that both also have great potential for implementation given the available resource (temperature environment and windiness of the site).

However, it has been decided not to implement these alternative systems due to architectural integration and because installing wind turbines makes noise, which is not appropriate in urban environments, and they have greater mechanical risks and high needs of maintenance. However, whether ignoring that, wind power would be well integrated with photovoltaic during the night or long periods of cloud cover, since it would always be generating a minimum of electricity, both during the day and at night.

On the other hand, aerothermal energy, although it is not really a system based on RES, since it does require electricity for its operation, is also governmentally subsidized, as it is a highly efficient electrical to thermal conversion equipment, with operating coefficients (COP and SCOP) are greater than 250% and some reach efficiencies in the conversion of electrical to thermal of 370% or even more.

But the implemented proposals for the combination of PV with battery storage and solar DHW through CST with accumulation form a synergistic solution, since the average consumption of DHW in the Canary Islands is a high part of the total energy consumption of the domestic facilities, and electricity consumption accounts for the remaining % (in most cases).

Electricity and/or gas consumption could be alleviated through CST systems, due both primary energy sources have in common that their sale price to the final consumer depends on multiple factors and is difficult to predict due to the uncertainty of the political-economic international scenario. For this reason, and until such regulations on the energy market evolve, strongly commit to an energy self-sufficiency/self-consumption system, whether particular or community shared, opting to remain connected to the network or in isolated way, and being able to avail of aid to defray installation costs through grants and subsidies, such as tax reduction, etc., for installing wide-spectrum energy use systems, it is a great option in most cases that have sufficient technical feasibility, despite the fact that the initial investment cost is relatively high.

As to whether or not it is feasible to install both systems on the roof, the weight and its distribution over the projected floor plan surface have been calculated, and the viability of implementation has been determined to be favourable by complying with the limitations imposed by the CTE-DB-SE.AE, which corresponds to a concentrated use overload on concrete roofs of 204 kg/m2.

Regarding the technical feasibility of the study, it is feasible to adopt the described solution even disconnect from the grid, since the dimensioning systems achieve the fully demand cover. However, it is not advisable to disconnect from the grid due to the non-manageable nature of the RES, and there are more interesting alternatives, such as reducing the contracted power, which is already a fixed saving barely consuming from the grid, due the projected systems makes possible to cover practically the entire demand, so the quotes to paid would be very small, and in case of need a minimum stable supply would be guaranteed. In addition, the surpluses could be derived to the network, being able, on the one hand, to be compensated, and avoiding having to install auxiliary systems for the derivation of surplus energy.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Nevertheless, the results of this work show that it is really possible to be enough self-sufficient to be to be isolated of the grid, and it could be, and this is significatively important to mention as I+D+i aspect, a future application model for isolated homes in which there is access to the network water connection.

On the other hand, the possibility of self-sufficiency can be an alternative to the current model that is stimulating and interesting enough to invest heavily, due to its respectful nature with the environment, since it represents a way of betting on and contributing to the conservation of the environment, ensuring at the same time, sufficient energy supplies for energy needs with reasonable margins of autonomy (several days in case of shortage of the meteorological resource).

In addition, it allows to protect oneself from the volatility of electricity market prices, whose value meets criteria that one cannot manage, and which would imply, according to casuistry, either stop consuming energy, reducing comfort and quality of life, or having to adapt to denatured hourly rhythms with respect to the rhythms of human life and that could conflict with community habits, for example, such as putting on the dryer at night because it is cheaper, and disturbing the neighbors.

One thing is clear, achieving self-sufficiency in energy provides certain guarantees of savings in the medium-long term, environmental sustainability, and favors rational use of energy, since one has what one harvests.

7. CONCLUSIONS

The projected energy use systems based on RES, that is, the 10 kW PV installation with OPzS stationary battery storage, and the CST with a 200 L thermosyphon, fully cover the energy demand of the home for current demand. In addition, they are synergic systems since the PV generation supplies the CST installation at times when it does not reach the setpoint temperature.

Regarding the solution adopted and the layout on the roof, as it is distributed around the perimeter of the roof, it integrates perfectly, and allows the use of the remaining space for the use and enjoyment of the tenants, in addition to facilitating the maintenance work of the facilities projected.

On the other hand, the amortization times of the facilities are reasonable times, around 5 years (in this particular case) without aid or subsidies. Correctly sized installations, with adequate maintenance, guarantee their safety, as well as a constant supply of energy, sufficient for practically complete self-sufficiency, during their useful life, which is rated at around 25 – 30 years.

Until a few years ago, it was unthinkable to disconnect from the electricity grid, however, now, it is becoming a real possibility, increasingly affordable, thanks to the technology advance and to the legislative progress that has taken place since 2016 onwards in Spain. That means that this is a crucial moment in the Spanish history that must be seized, due it is based on the SDGs, the progress, which are a very important challenge to face, but which are the bridge to make of this a better world.

8. ACKNOWLEDGMENTS

To my family, parents, siblings, friends, who have always been there supporting me. Also, to my teachers, always teaching with generosity. To my tutors, in particular, who, although they have not been able to endorse this work due to reasons of a technical professional category, have been supporting me since the beginning of the academic year and the subject, giving me their help, wisdom, and advice. And also sincere thanks to the educational institution, the University of La Laguna and its surroundings, for giving me the opportunity to explore my curiosity and provide the tools to give me the best possible training, always bringing with it new challenges and opportunities to discover and learn.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

9. BIBLIOGRAPHY

For this work, legislative resources related to various fields, mainly technical, calculation and dimensioning, have been used, and to have a global vision of the state of the art and development of the electricity sector and the advances regarding the implementation of distribution systems. energy use based on renewable energy sources. Below are the standards, regulations, and technical guidelines used for the realization of this work.

9.1 Regulations regarding the calculation of electrical installations

1. Código Técnico de la Edificación [CTE] aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, y concretamente, los Documentos Básicos [DB] siguientes:

1.1. DB-HE - Ahorro de Energía (2019) aprobado por el Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, y específicamente:

1.1.1. La Sección HE 5 - Generación mínima de energía eléctrica.

2. Norma UNE-EN 50618:2015 Cables para sistemas fotovoltaicos.

3. Norma UNE-HD 60364-5-52:2014: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.

4. Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red establecido por el IDAE en su apartado de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (PCT-C.-julio 2011).

5. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red - febrero 2009.

6.Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

7. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), aprobado por el RD 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) de baja tensión [BT] de la 1 a la 52.

8. UNE 21123:2017 de cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.

8.1. Partes 1, 2, 3, 4, 5.

9.2 Regulations regarding the calculation of thermal installations

9. Código Técnico de la Edificación [CTE] aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, y concretamente, los Documentos Básicos [DB] siguientes:

9.1. Documento Básico HE – Ahorro de Energía, de 2019 aprobado por el Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, y específicamente:

9.1.1. La Sección HE4 - Contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria (ACS), considerándose, además, sus instrucciones técnicas anteriores.

9.2. Documento Básico HS – Salubridad, de 2019, con sus modificaciones más recientes, conforme al RD 732/2019, de 20 de diciembre.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

10. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura - IDAE - enero 2009.

11. Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios [RITE].

12. Real Decreto 865/2003, del 4 de julio (Prevención y control de la legionelosis).

9.3 Regulations regarding the prevention of occupational hazards

13. Código Electrónico en Prevención de riesgos laborales (04.03.2022).

14. Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión, que actualiza al Real Decreto 7/1988, de 8 de enero, relativo a las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.

15. Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

16. Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.

17. Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

9.4 Regulations regarding the management of waste generated on site

18. Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.

19. Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.

20. Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases.

9.5 Regulations regarding subsidies in renewable installations

21. Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

22. Real Decreto 1124/2021, de 21 de diciembre, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de los programas de incentivos para la implantación de instalaciones de energías renovables térmicas en diferentes sectores de la economía, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

9.6 Electrical, energy and self-consumption regulations

23. Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que actualiza algunos aspectos al Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a la red de las instalaciones de pequeña producción de energía eléctrica, que sustituye al Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

24. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

25. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

26. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

27. Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican diversas disposiciones en el sector eléctrico.

28. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

29. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Que, entre otros aspectos, establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable.

30. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico: Regulación del sector eléctrico.

31. Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

32. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

33. Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

34. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan los procedimientos de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones eléctricas.

35. Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

36. Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022 y la Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.

37. Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

38. Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al medio regulador período que comienza el 1 de enero de 2017.

39. Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

40. Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

41. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

9.7 Autonomic and another complementary regulation

42. Ley Orgánica 1/2018, de 5 de noviembre, de reforma del Estatuto de Autonomía de Canarias.

43. Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

44. Real Decreto 842/2013, de 31 de octubre, por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y de resistencia frente al fuego.

45. Orden de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

46. Orden de 25 de mayo de 2007 (B.O.C. Nº 121 (981) [18.06.2007]), por la que se regula el procedimiento telemático para la puesta en servicio de instalaciones eléctricas de baja tensión.

47. Orden de 25 de mayo de 2007 (B.O.C. Nº 121 (982) [18.06.2007]), por la que se regula el procedimiento telemático para la puesta en servicio de instalaciones interiores de suministro de agua y de evacuación de aguas en los edificios.

48. Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

49. Plan de Energías Renovables 2005-2010 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-IDAE agosto 2005.

50. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

51. Real Decreto-Ley 2/2003, de 25 de abril, de medidas de reforma económica.

52. Ley 51/2002, de 27 de diciembre, de reforma de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, Reguladora de las Haciendas Locales.

53. Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

54. Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.

55. Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

56. Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

57. Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

10. APPENDIX

This is the part of the work in which the project itself is justified, and includes the annexes related to the technical plans and diagrams made, as well as the budget and amortizations together with the environmental indicators analysed, the catalog of materials and selected devices, which has been reduced to the minimum possible so as not to collapse the document of catalog pages, and finally the justifying memory, where the calculations made are developed in Spanish and that give meaning to the work itself, from the exhibition of the results, such as the discussion raised, and the conclusions set forth above.

10.1 TECHNICAL PLANES AND SCHEMES

The appendix of "plans and schemes" was made absolutely dedicated to this work, and it has the needed information to understand the projected systems, according to the rest of this master's thesis.

10.2 BUDGET, AMORTIZATION AND ENVIRONMENTAL INDICATORS

The appendix of "budgets" includes more relevant information, and it is part of this work, of course

10.3 CATALOGUE OF MATERIALS

I will show only a few small ones, but I would like to show all of them, but it would be to many pages, so I will attach only the main ones.

10.4 CALCULUS JUSTIFICATION MEMORY

The appendix of "calculus justification" was written in Spanish. That section is a long and complex specific compilation of justifications of calculates that go beyond the limits of this work because its extension. I would love to present all the work in the same language. It has been included due it gives all the sense to this project.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Master's Degree in Renewable Energies
Avenue Astrophysics Francisco Sánchez, WN
Pumpkin building – AN.2D Post office 456
38200 - San Cristóbal de La Laguna
master.renovables@ull.es

D. Mario Palmero Méndez
Technical Industrial Engineer

MASTER'S FINAL PROJECT

"TECHNICAL PLANES AND SCHEMES"

"Dimensioning of energy capture, generation and storage systems, through renewable energy sources, to provide autonomy, self-sufficiency, and energy independence from the grid to a house in the Canary Islands"

DATE: June 2022

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

INDEX OF CONTENTS

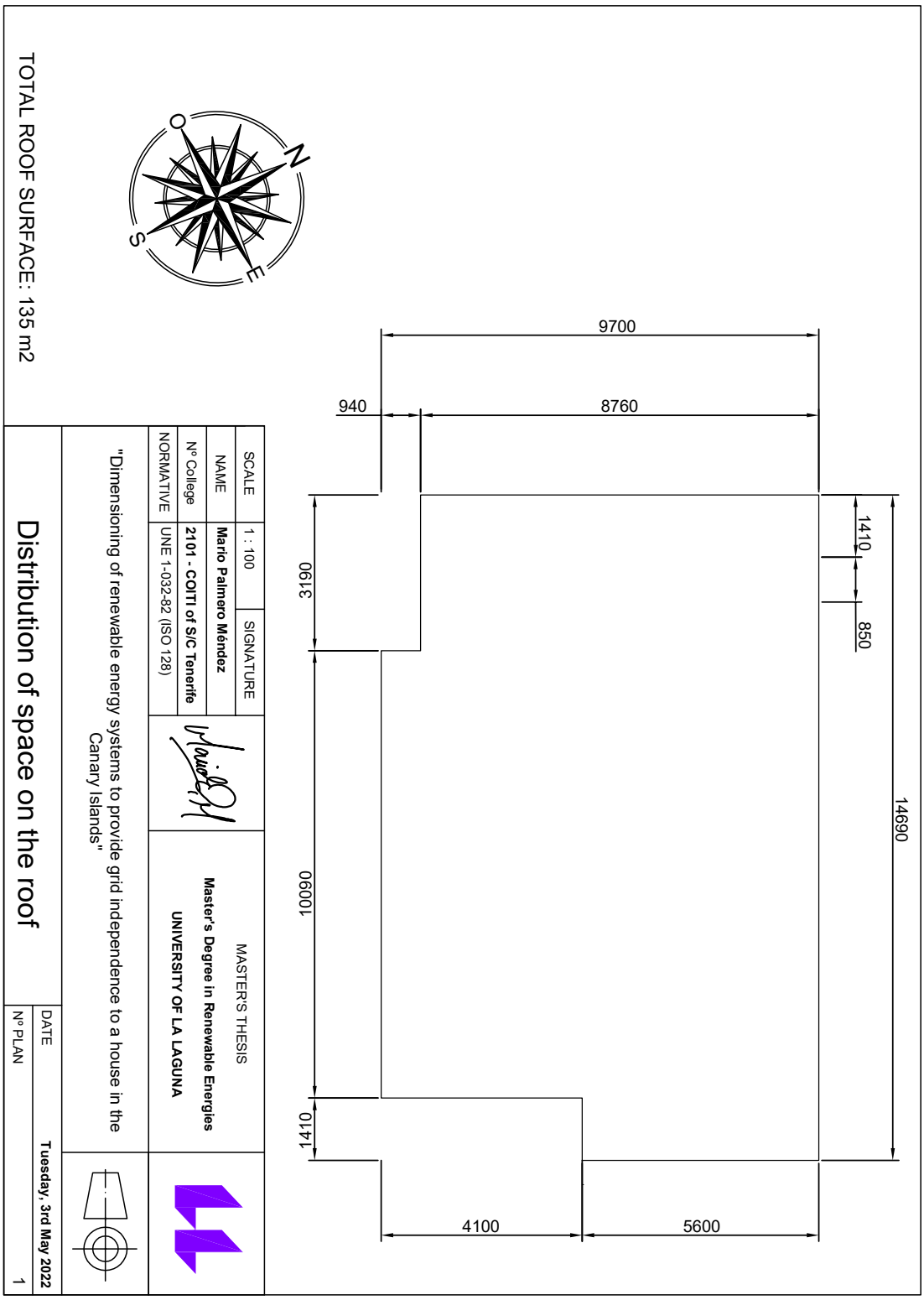
INDEX OF CONTENTS 27
1. PLAN OF DISTRIBUTION OF AVAILABLE SPACE ON THE ROOF 28
2. PLAN OF DISTRIBUTION OF SOLAR COLLECTION DEVICES 29
3. PLAN OF STRUCTURES DISTRIBUTION ON THE ROOF 30
4. SCHEME OF THE PV ARRAY INTERCONNECTION SYSTEM 31
5. INTERCONNECTION SCHEME OF THE BATTERY BLOCK SYSTEM 32
6. GENERAL SCHEME OF THE ELECTRICAL PROTECTION SYSTEM 33
7. SCHEME OF THE SOLAR HEATER FOR DHW 34

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

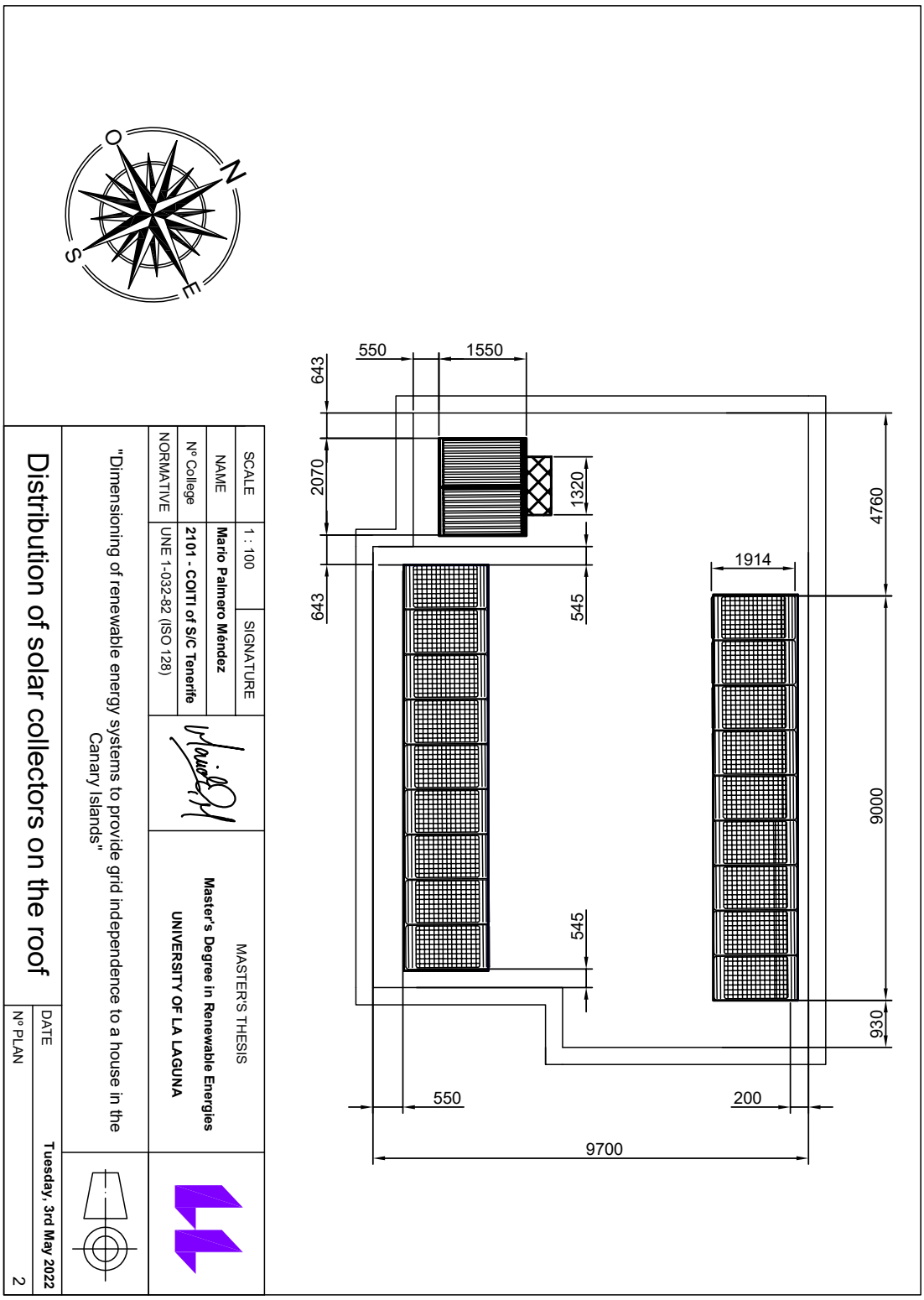


Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

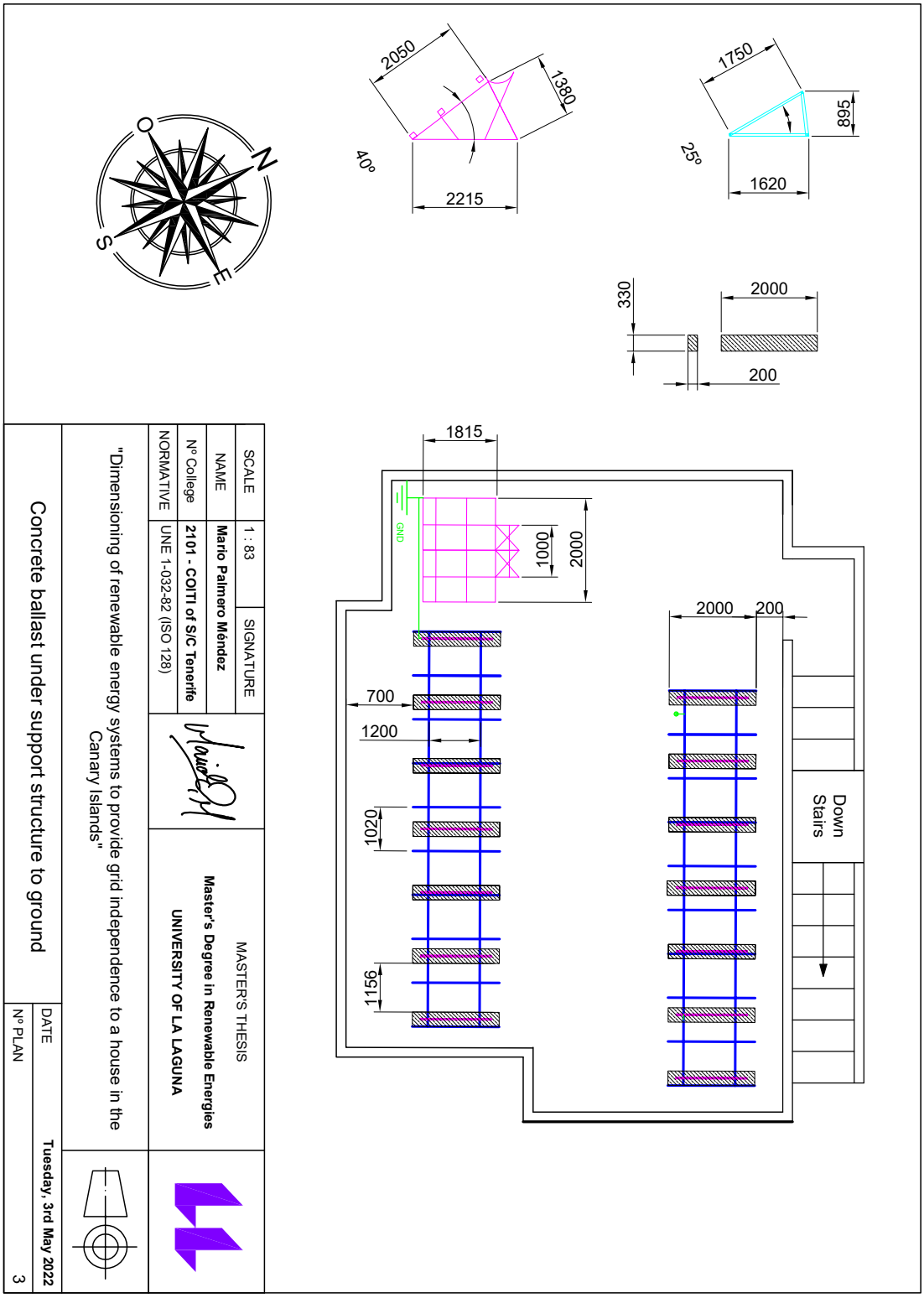


Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

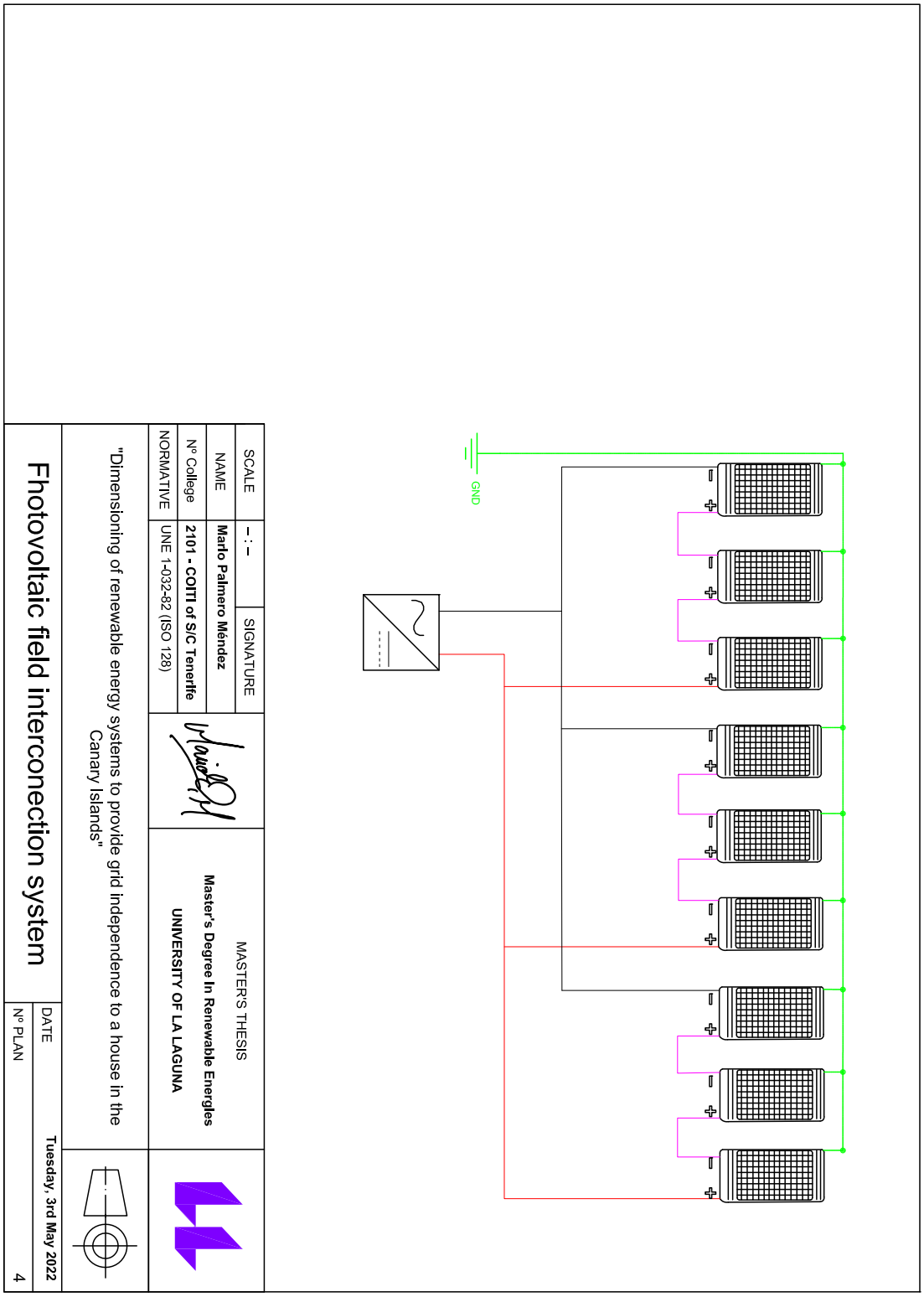


Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

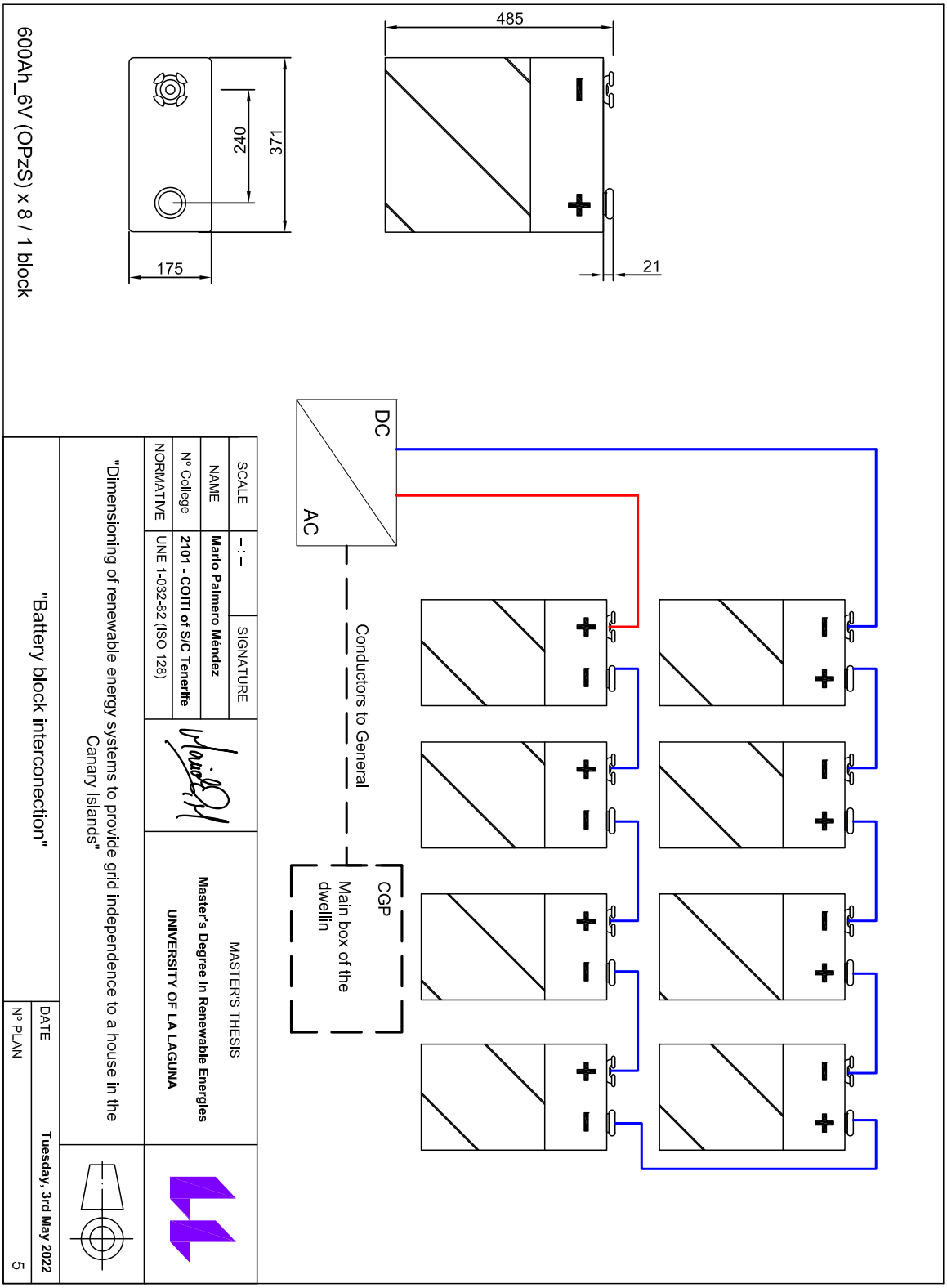


Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

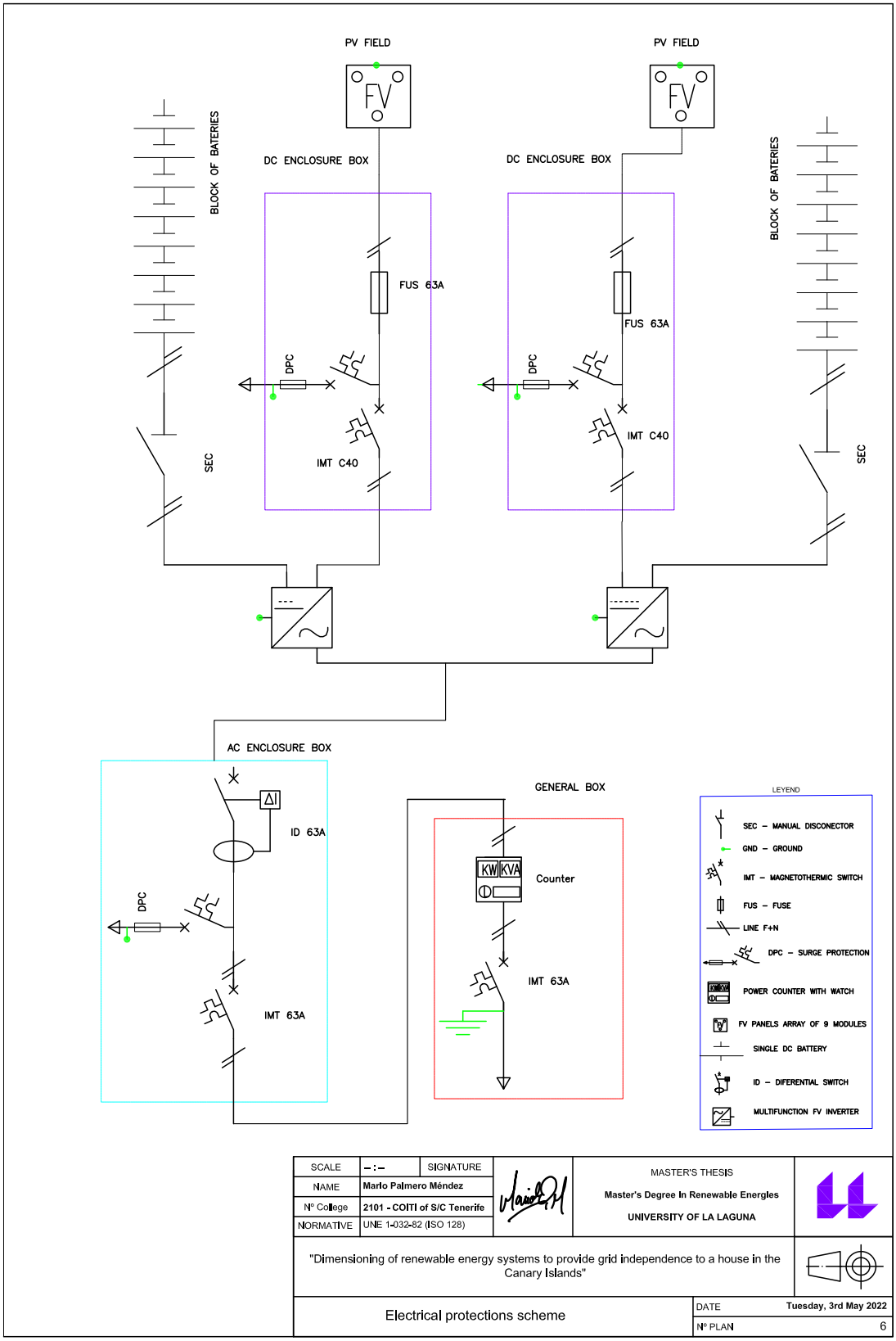


Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

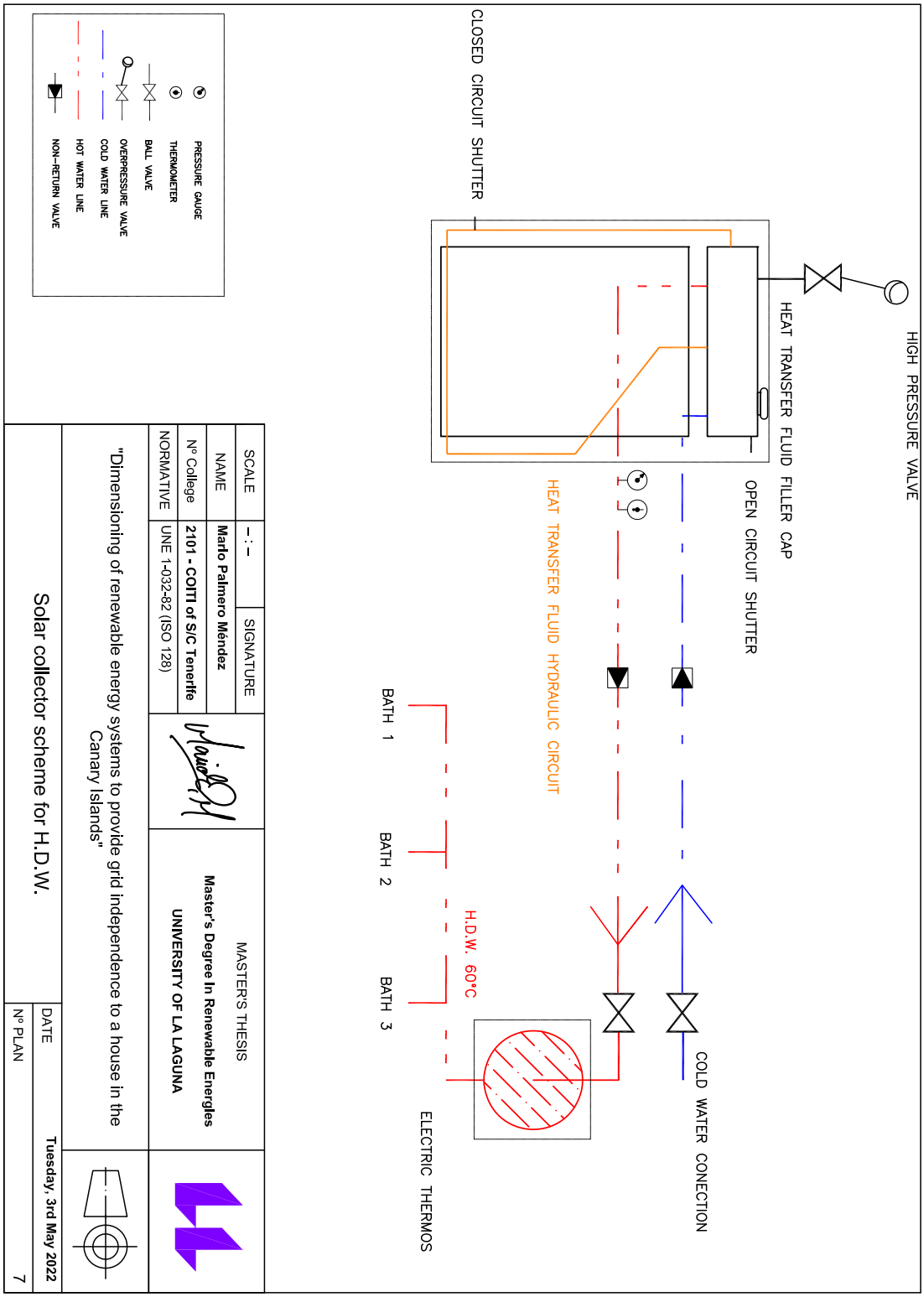


Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24



Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Master's Degree in Renewable Energies
Avenue Astrophysics Francisco Sánchez, WN
Pumpkin building – AN.2D Post office 456
38200 - San Cristóbal de La Laguna
master.renovables@ull.es

D. Mario Palmero Méndez
Technical Industrial Engineer

MASTER'S FINAL PROJECT

"BUDGET, AMORTIZATION AND ENVIRONMENTAL INDICATORS"

"Dimensioning of energy capture, generation and storage systems, through renewable energy sources, to provide autonomy, self-sufficiency, and energy independence from the grid to a house in the Canary Islands"

DATE: June 2022

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

INDEX OF CONTENTS

INDEX OF CONTENTS 36
INDEX OF FIGURES 36
TABLE INDEX 36
1. BUDGETS 37
2. AMORTIZATIONS 39
2.1. Solar Thermal Installation 39
2.1.1. Amortization diagram 39
2.1.2 Calculus explanation 40
2.1.3 Tables of results 41
2.2 Solar Thermal Installation 42
2.2.1 Amortization diagram 42
2.2.2 Calculus explanation 42
2.2.3 Tables of results 44
2.2.4 Tables of calculations: Entry data and results 46

INDEX OF FIGURES

Figure 1: Amortization diagram for the solar thermal installation. 39
Figure 2: Amortization diagram for the photovoltaic installation. 42
Figure 3: Photovoltaic generation versus real electrical demand along the year. 47

TABLE INDEX

Table 1: Chapter 1 - Photovoltaic installation budget. 37
Table 2: Chapter 2 – Solar thermal installation budget. 38
Table 3: Total projected budget. 39
Table 4: Tables of results related to the solar thermal installation budget and environmental indicators. 41
Table 5: Tables of results related to the photovoltaic installation budget and environmental indicators. 45
Table 6: Table of entry data for the photovoltaic installation budget calculation. 46
Table 7: Table of results for the photovoltaic installation budget calculation. 46

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

1. BUDGETS

Below are the tables of the budgets of the projected installations, both the photovoltaic installation with battery storage, and the solar thermal installation with accumulation by means of a thermosyphon tank.

CHAPTER 1 - PHOTOVOLTAIC INSTALLATION	Quantity (unit)	Unit price (€/unit)	Total price (€)
1.1 Cover protection sheet. Protective sheet for the roof of flexible chemically cross-linked closed-cell polyethylene, thickness 5mm and density 27kg/m3, laid out and extended in the area where the rows of support structures for the photovoltaic modules are located.	10	4.50 €	45.00 €
1.2 Structure ballast. Ballast of the support structure, by placing inside the HDPE consoles, concrete curbs or equivalent, with a weight of 70kg.	14	25.00 €	350.00 €
1.3 Support structure. Support structure using a HDPE console, RENUSOL brand, ConSole+ model or equivalent, for mounting system of ballasted photovoltaic modules, without roof penetration, including mounting of metal profiles to receive the photovoltaic module, including small material.	18	120.00 €	2,160.00 €
1.4 Photovoltaic modules. JA SOLAR brand photovoltaic module, model M72S20_455/MR or equivalent, with dimensions 2112x1052x35mm and maximum power 455 5Wp, manufactured in accordance with EN 61215, installed on a support structure, including fixing with stainless steel screws.	18	315.00 €	5,670.00 €
1.5 Hybrid solar inverter. MUST SOLAR single-phase inverter for grid connection, model PV-18-5048VHM or equivalent, 5,000W nominal power, dimensions 638x395x241mm, installed on interior vertical wall, including small material.	2	1,100.00 €	2,200.00 €
1.6 Storage system. TENSITE brand battery, OPzS model or equivalent. With operating voltage at 6v and capacity of 600Ah. According to IEC 60896-11 and IEC 60896 21/22 standards.	16	420.00 €	6,720.00 €
1.7 Electrical pipes. Included in this point are all the pipes necessary for the commissioning of the installation according to plans and REBT. Includes independent grounding installation.	1	890.00 €	890.00 €
1.8 Securities and elements and protection. This point includes all the security systems of the installation according to the project and ITC-BT-18,19,40 and REBT.	1	1,200.00 €	1,200.00 €
		Subtotal	**19,235.00 €**
		IGIC 7%	€1,346.45
SUBTOTAL FOR CHAPTER 1		20,581.45 €	

Table 1: Chapter 1 - Photovoltaic installation budget.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

CHAPTER 2 - SOLAR THERMAL INSTALLATION	Quantity (unit)	Unit price (€/unit)	Total price (€)
2.1 Cover protection sheet. Protective sheet for the roof of flexible chemically cross-linked closed-cell polyethylene, thickness 5mm and density 27kg/m3, laid out and extended in the area where the rows of support structures for the photovoltaic modules are located.	1	4.50 €	4.50 €
2.2 Ssupport structure. Support structure by means of a galvanized steel profile or equivalent, for the solar collector assembly system, including the assembly of metal profiles to receive the accumulator, including small material.	1	120.00 €	120.00 €
2.3 Solar thermal collector. JUNKERS brand solar collector, model FSS-2S or equivalent, with dimensions 2112x1052x35mm, installed on a support structure, including fixing with stainless steel screws.	2	870.00 €	1,740.00 €
2.4 Solar accumulator. JUNKERS brand thermosiforn solar accumulator, model TSS200 or equivalent, with dimensions 1320x580 and 200 liters of capacity, installed on a support structure, including fixing with stainless steel screws.	1	1,100.00 €	1,100.00 €
2.5 Electric resistance. 2000W electrical support heater and 230V power supply compatible with the TSS-2 thermosyphon accumulator.	1	115.00 €	115.00 €
2.6 Pipelines. Included in this section are PP-R or PVC pipes, as well as their 35 mm thick thermal insulation.	1	120.00 €	120.00 €
2.7 Securities and protection elements. This point includes all the security systems of the installation according to the project, the IDAE technical guides and the application regulations of the CTE-DB HE4.	1	310.00 €	310.00 €
		Subtotal	**3,509.50 €**
		IGIC 7%	245.67 €
SUBTOTAL FOR CHAPTER 2		3,755.17 €	

Table 2: Chapter 2 – Solar thermal installation budget.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

CHAPTER 1 - PHOTOVOLTAIC INSTALLATION	
No IGIC	19,235.00 €
With IGIC	20,581.45 €

CHAPTER 2 - SOLAR THERMAL INSTALLATION	
No IGIC	3,509.50 €
With IGIC	3,755.17 €

SUBTOTAL PROJECTED	
No IGIC	**22,744.50 €**
With IGIC	24,336.62 €

Table 3: Total projected budget.

So that the total budget of the project amounts to twenty-four thousand three hundred and thirty-six euros with sixty-two-euro cents (24,336.62 €).

2. AMORTIZATIONS

2.1. Solar Thermal Installation

2.1.1. Amortization diagram

Taking into account that a photovoltaic installation is also installed, the amortization curve of the projected solar thermal installation is shown as follows:

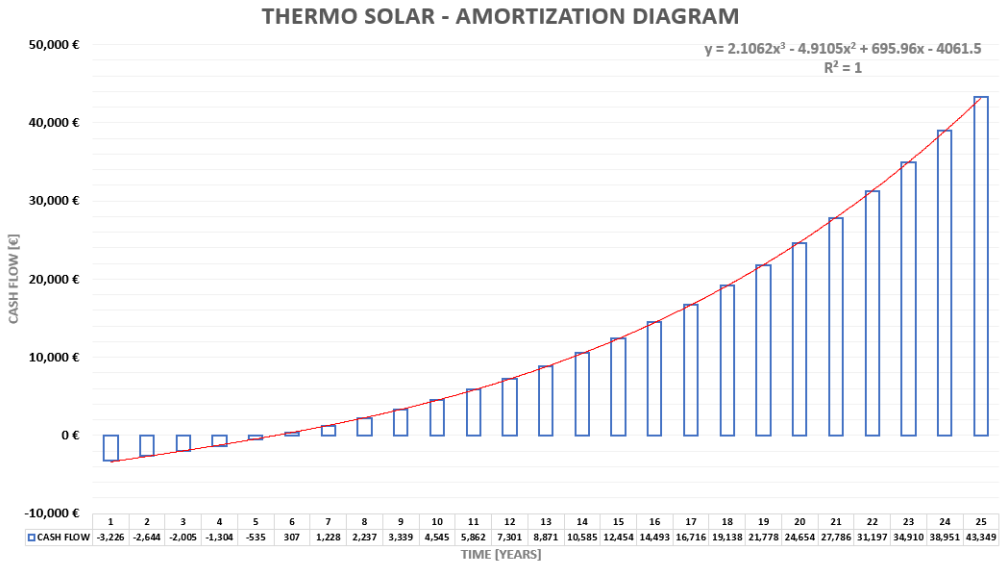


Figure 1: Amortization diagram for the solar thermal installation.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

2.1.2 Calculus explanation

The material execution budget (CAPEX) of the solar thermal installation amounts to €3,755.17 with IGIC already included, considering a useful life of 25 years. Annual operation and maintenance expenses (OPEX) are considered to be 5% of the budget, with an annual increase of 2%.

The calculated solar contribution of the solar thermal installation is 75.31% for heating 200 L of DHW up tu 60ºC for 7 people. That represents a primary energy saving of 2825 kWh/year. This translates into 2105.7 kg of equivalent GHG emissions per year. The "passage coefficients in the Canary Islands" and "conversion to diesel" applied were 82.5% and 25.1%, respectively, for non-renewables sources (CO2 factor of 0.7455%).

However, considering the operational synergy with the photovoltaic installation, whose contribution to the total electricity demand reach a 92% over a monthly consumption of 1,000 kWhe/month, photovoltaic electricity generation is added to the thermal contribution, reaching a joint of 100% of the DHW demand.

The price of electricity has been considered the same as in Iberdrola's bills, €42c/kWh, with its 15% discount. Thus, this price (€34c/kWh) is applied to the cost of supplying auxiliary electrical energy through the electrical resistance support system.

In other hand, to calculate the annual monetary savings, it has been considered that the energy contribution to heat the DHW comes 80% from electricity and the remaining 20% from the use of propane gas at a cost of €20/ bottle and considering that it would take 2 bonuses per month to cover the total DHW demand.

It has not been considered that there is a reduction in taxes, subsidies, or any economic aid to make the investment, or recovery of the investment. The results indicate that the investment is profitable, with an IRR of 22.8% and a NPV of €36,626, and the amortization time is covered in just 5 years, 10 months, and 13 days. That means €1,734-year monetary savings along these 25 years.

However, this only applies to the case in which this installation is carried out jointly with the photovoltaic installation, so that the real times of the joint amortization will be extended over time for several more years.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

2.1.3 Tables of results

TABLE 1.	*ENVIRONMENTAL CRITERIA*		
CRITERIA	DESCRIPTION	VALUE	UNIT
Annual final energy savings	*Final energy savings produced by the improvement annually*	**2,825**	**kWht / year**
Savings in emissions of Greenhouse Effect Gases (GHGs) per year	*Savings of GHG emissions produced by the improvement annually*	**2,106**	**KgCO2 / year**

TABLE 2.	*ECONOMIC CRITERIA*		
CRITERIA	DESCRIPTION	VALUE	UNIT
Initial capital investmen	*Cost of the initial investment to carry out the improvement measure.*	**3,755.17**	**€**
Total Annual Economic Savings (Without aids or subsidies)	*Annual economic savings caused by the improvement measure. These savings can be caused by savings in energy billing, savings in operation and maintenance or tax savings (IBI or others).*	**1,733.97**	**€**
Simple amortization time	*Time in which the initial investment is amortized with the savings caused by the improvement measure.*	**5.87**	**Years**
Net Present Value of the Investment (VAN)	*Present value of a certain number of future cash flows, originated by the investment in the improvement measure.*	**36,625.97**	**€**
Internal Rate of Return of the investment (TIR)	*Geometric mean of the expected future returns on the investment in the improvement measure.*	**22.80**	**%**
Accumulated Cash Flow	*Cumulative cash flow caused by the investment in the measure of improvement in a certain period of time, normally the lifetime of the investment.*	**43,349.16**	**€**

TABLE 3.	*VALUES TO BE USED IN THE CALCULATIONS OF THE ECONOMIC CRITERIA*	
CONCEPT	VALUE	UNIT
Number of periods considered (n)	**25**	**Years**
Interest Rate (k)	**1.50**	**%**
Annual IPC applied to Operation and Maintenance expenses	**2.00**	**%**
Annual IPC applied to energy costs	**7.00**	**%**
Annual IPC applied to propane gas costs	**1.50**	**%**

Table 4: Tables of results related to the solar thermal installation budget and environmental indicators.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

2.2 Solar Thermal Installation

2.2.1 Amortization diagram

Considering that a solar thermal installation is also installed, the amortization curve of the projected photovoltaic installation is shown as follows:

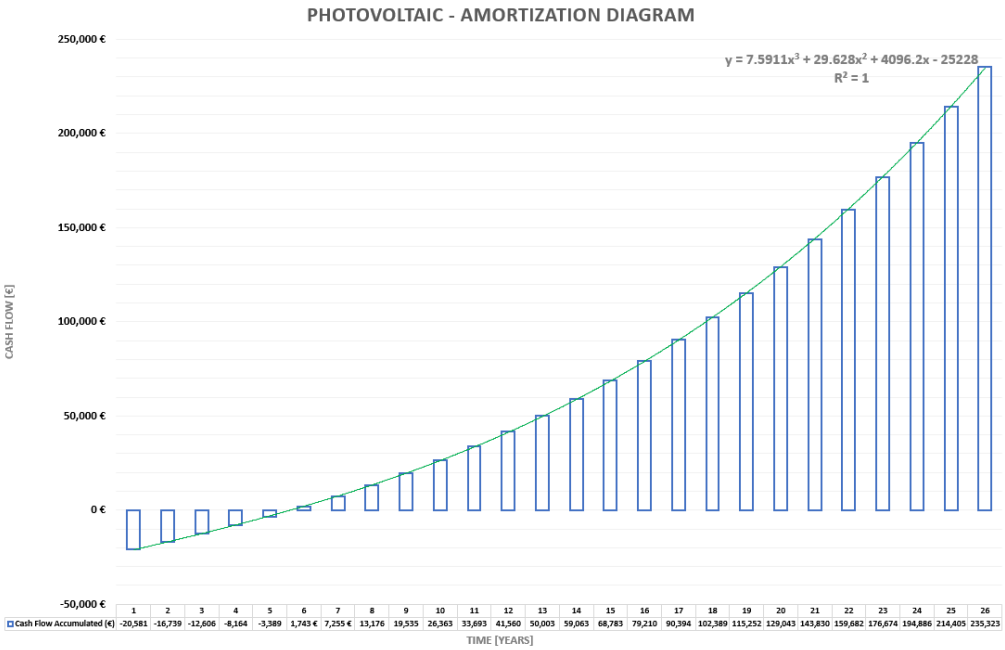


Figure 2: Amortization diagram for the photovoltaic installation.

2.2.2 Calculus explanation

The material execution budget (CAPEX) of the photovoltaic installation amounts to €20,581.45 with IGIC already included, considering a useful life of 25 years. Annual operation and maintenance expenses (OPEX) are considered to be 2% of the budget, with an annual increase of 2%.

The calculated solar contribution of the photovoltaic installation with respect to the original demand (12 MWh/year) is 91.94%. However, part of this demand has already been provided by the solar thermal system, so that, discounting the solar contribution of the thermal collectors (75.31%), the total electricity demand is reduced to 9175 kWh/year, so that, now, the contribution or self-consumption quota amounts to 120%, so that they could be "disconnected from the electricity grid" without much problem, although it is not recommended, even when the autarkic quota reach 99.10%.

Thus, making the remaining auxiliary photovoltaic electrical contribution to reach 100% DHW coverage, corresponding to only 934 kWh/year, photovoltaic generation amounts to 10.1 MWh/year, enough to supply the remaining electrical demand (8,241 kWh/year). year), once the entire DHW demand has been covered.

However, after analyzing the annual balance of demand versus generation, it is observed that to supply it completely, in February, November and December it would be necessary to buy small amounts of energy

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

from the network (83 kWh/year). Nevertheless, during the rest of the year, there is a notable surplus, which if it continues to be connected to the electricity grid, the discharge will amount to 1,940 kWh/year.

All of this translates into a primary energy saving of 11,033 kWh/year, and 8.4 tons of equivalent GHG emissions per year, applying the same coefficients of passage and conversion to diesel as before, 82.5% and 25.1%, respectively.

The price of electricity remains the same, €42c/kWh, with its 15% discount. It has been considered discharge without compensation, so that the only saving is to avoid buying energy when it is not necessary. The annual economic cost with the photovoltaic installation would be reduced from €4,284/year with respect to the original demand (1,000 kWh/month) if no energy harvesting systems were installed, to a value of €30/year.

It has not been considered that there is a reduction in taxes, subsidies or any economic aid to make the investment, or recovery of the investment. Nor is there the possibility of compensation for surplus discharges generated (in this case they would be given away, or stored in the batteries, which was designed for this). The results indicate that the investment is profitable, with an IRR of 25.73% and a NPV of €200,410.92, and the amortization time is covered in just 4 years, 9 months and 18 days.

Finally, the IPC used in the calculations for the increase in the cost of purchasing electricity in the electricity market for the next 25 years has been established at only 7%, a value that if compared with the increases experienced in the last year, it is very small, one tenth of what it has been, but with the uncertainty it may even be a lower value than what should be applied.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

2.2.3 Tables of results

TABLE 1.	*ENVIRONMENTAL CRITERIA*		
CRITERIA	DESCRIPTION	VALOR	UNIT
Annual final energy savings	*Final energy savings produced by the improvement annually*	**11,033**	**kWh / year**
Savings in emissions of Greenhouse Effect Gases (GHGs) per year	*Savings of GHG emissions produced by the improvement annually*	**8,451**	**Kg CO2 / year**

TABLE 2.	*ECONOMIC CRITERIA*		
CRITERIA	DESCRIPTION	VALOR	UNIT
Initial capital investmen	*Cost of the initial investment to carry out the improvement measure.*	**20,581.45**	**€**
Total Annual Economic Savings (Without aids or subsidies)	*Annual economic savings caused by the improvement measure. These savings can be caused by savings in energy billing, savings in operation and maintenance or tax savings (IBI or others).*	**4,254.44**	**€**
Simple amortization time	*Time in which the initial investment is amortized with the savings caused by the improvement measure.*	**4.84**	**Years**
Net Present Value of the Investment (VAN)	*Present value of a certain number of future cash flows, originated by the investment in the improvement measure.*	**200,410.92**	**€**
Internal Rate of Return of the investment (TIR)	*Geometric mean of the expected future returns on the investment in the improvement measure.*	**25.73**	**%**
Accumulated Cash Flow	*Cumulative cash flow caused by the investment in the measure of improvement in a certain period of time, normally the lifetime of the investment.*	**235,323.38**	**€**

TABLE 3.	*VALUES TO BE USED IN THE CALCULATIONS OF THE ECONOMIC CRITERIA*	
CONCEPT	VALUE	UNIT
Number of periods considered (n)	**25**	**Years**
Interest Rate (k)	**1.50**	**%**
Annual IPC applied to Operation and Maintenance expenses	**2.00**	**%**
Annual IPC applied to energy costs	**7.00**	**%**

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

TABLE 4.	***PARAMETERS ELECTRICAL CONSUMPTION vs PV GENERATION***		
CRITERIA	DESCRIPTION	VALOR	UNIT
EDm	*Monthly electricity demand*	**765**	**kWh / month**
EDa	*Annual demand for electrical energy*	**9,175**	**kWh / year**
EFVa	*Annual production of photovoltaic electrical energy*	**11,033**	**kWh / year**
EIa	*Annual electrical energy imported from the grid (EXTRACTED) - PURCHASED.*	**83**	**kWh / year**
EEa	*Annual electrical energy exported to the grid (DISCHARGED) - COMPENSATED.*	**1,940**	**kWh / year**
Self-consumption quota	*The annual self-consumption quota is the percentage of photovoltaic electrical energy generated in a year over the total annual electrical energy consumed.*	**120.25**	**%**
Autarkic Quota	*The annual self-sufficient quota is the percentage of the energy demand that is covered with self-generated photovoltaic solar energy in one year.*	**99.10**	**%**

Table 5: Tables of results related to the photovoltaic installation budget and environmental indicators.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

2.2.4 Tables of calculations: Entry data and results

Time	Original DEM	PV GEN	DHW DEM	CS_CST (DHW) Tª = 60º	AUX. DHW DEM	Original PV Cover	Price Iberdrola
Month	kWh	kWhe	DHW kWht	%	E. Aux. kWh	%	€/kWh
ENE	1000	792	340	73.87%	89	79.22%	0.357
FEB	1000	746	307	71.76%	87	74.55%	0.357
MAR	1000	969	333	75.61%	81	96.94%	0.357
ABR	1000	977	315	72.86%	85	97.69%	0.357
MAY	1000	1038	318	62.46%	119	103.84%	0.357
JUN	1000	1043	301	59.80%	121	104.33%	0.357
JUL	1000	1123	296	73.46%	79	112.29%	0.357
AGO	1000	1107	296	89.14%	32	110.66%	0.357
SEP	1000	939	287	93.72%	18	93.93%	0.357
OCT	1000	822	318	84.43%	50	82.18%	0.357
NOV	1000	730	315	75.80%	76	73.00%	0.357
DIC	1000	747	333	70.81%	97	74.67%	0.357
	12000	**11033**	**3759**	**75.31%**	**934**	**91.94%**	

Table 6: Table of entry data for the photovoltaic installation budget calculation.

AUX. DHW DEM	REAL DEM	PV SUPPLY	REAL BALANCE (DEM - GEN)	BOUGHT ENERGY	Discharged to Grid	Actual Total Cost	Costs using RES
%	kWhe	%	kWhe	kWhe	kWhe	€	€
26.13%	749	94.52%	-43	0	43	357	-15
28.24%	780	104.57%	34	34	0	357	12
24.39%	748	77.19%	-221	0	221	357	-79
27.14%	771	78.90%	-206	0	206	357	-74
37.54%	801	77.19%	-237	0	237	357	-85
40.20%	820	78.62%	-223	0	223	357	-80
26.54%	782	69.68%	-341	0	341	357	-122
10.86%	736	66.51%	-371	0	371	357	-132
6.28%	731	77.86%	-208	0	208	357	-74
15.57%	731	88.96%	-91	0	91	357	-32
24.20%	761	104.26%	31	31	0	357	11
29.19%	764	102.36%	18	18	0	357	6
24.69%	**9175**	**85.05%**		**83**	**1940**	**4284**	**30**

Table 7: Table of results for the photovoltaic installation budget calculation.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

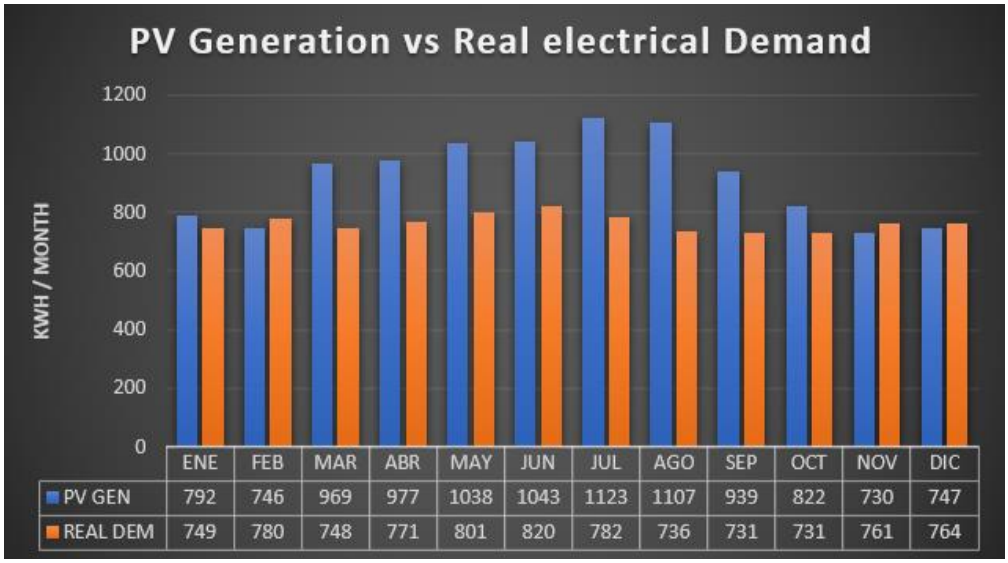


Figure 3: Photovoltaic generation versus real electrical demand along the year.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Master's Degree in Renewable Energies
Avenue Astrophysics Francisco Sánchez, WN
Pumpkin building – AN.2D Post office 456
38200 - San Cristóbal de La Laguna
master.renovables@ull.es

D. Mario Palmero Méndez
Technical Industrial Engineer

MASTER'S FINAL PROJECT

"CATALOGUE OF MATERIALS"

"Dimensioning of energy capture, generation and storage systems, through renewable energy sources, to provide autonomy, self-sufficiency, and energy independence from the grid to a house in the Canary Islands"

DATE: June 2022

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

INDEX OF CONTENTS

INDEX OF CONTENTS 49
1. SPECIFICATIONS OF THE SELECTED PHOTOVOLTAIC PANELS MODEL 50
2. SPECIFICATIONS OF THE SELECTED HYBRID INVERTER MODEL 52
3. SPECIFICATIONS OF THE SELECTED OPZS BATTERY MODEL 53
4. SOLAR THERMAL COLLECTOR EFFICIENCY TEST CERTIFICATE 56

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

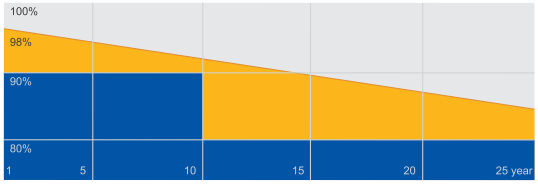
Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- Higher output power
- Lower LCOE
- Less shading and lower resistive loss
- Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



JA Linear Power Warranty ■ Industry Warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730,UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval

JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

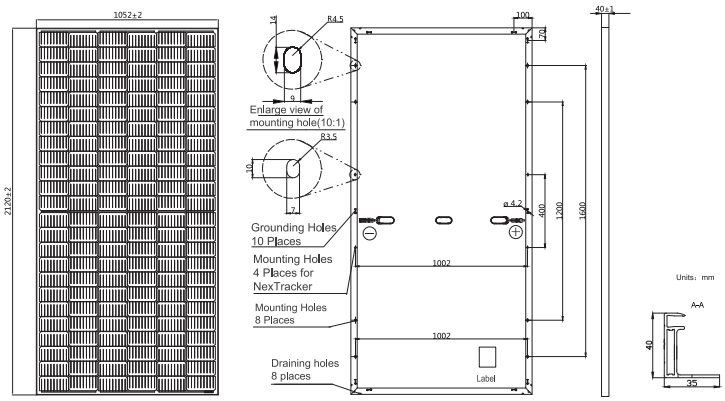
Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

JA SOLAR

JAM72S20 440-465/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	25.0kg±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm²（IEC），12 AWG(UL)
No. of cells	144（6×24）
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V）
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27pcs/pallet 594pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.40	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.90	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.28	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.76	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96
Module Efficiency [%]	19.7	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/℃					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	333	336	340	344	348	352
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.40	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.70	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.16	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38
Max Power Current(Imp) [A]	8.60	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

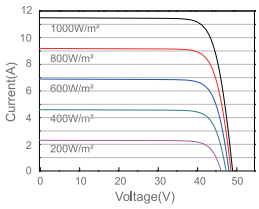
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

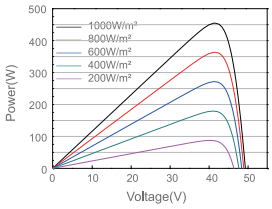
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40℃~+85℃
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft²) 2400Pa(50 lb/ft²)
NOCT	45±2℃
Safety Class	Class Ⅱ
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

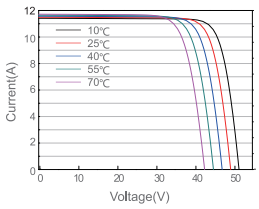
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules Version No. : Global_EN_20200706A

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

PV1800 VHM Series

Inversor de Alta Frecuencia

Características

- Potencia nominal de 2KW/3KW/4KW/5KW
- Onda senoidal pura
- Configurable desde la pantalla LCD (modos de trabajo, estado de carga, voltaje de baterías, etc.)
- Con regulador de carga solar MPPT de 60A/80A incorporado
- Nuevo modo de trabajo SUB (Solar-Utility Batery, Batería-Utilidad-Solar) para los modelos de 4K-5K 48V
- Modo de trabajo combinando la carga solar y desde generador o de red eléctrica simultánea manteniendo la potencia de salida
- Protección contra sobretensión, sobrecarga y descarga profunda
- Operación en paralelo con hasta 3 unidades (disponible para los modelos de 4KW-5KW)
- Función de arranque en frío
- Soporte USB, función de monitorización RS485 con CD gratis
- Monitorización remota por WIFI (opcional)
- Compatible con generadores de gasolina o diésel

Especificaciones

MODELO		PV18-2024 VHM	PV18-3024 VHM	PV18-3048 VHM	PV18-4048 VHM	PV18-5048 VHM	PV18-5548 VHM
Voltaje de baterías del sistema		24VDC		48VDC			
SALIDA INVERSOR	Potencia del inversor	2000W	3000W	3000W	4000W	5000W	5500W
	Pico de potencia	4000W	6000W	6000W	8000W	10000W	11000W
	Tipo de onda	Onda senoidal pura					
	Regulación de voltaje AC (modo baterías)	(220VAC~240VAC)±5%					
	Eficiencia del inversor	93%					
	Tiempo de transferencia	10ms (para PCs) 20ms (para electrodomésticos)					
ENTRADA AC	Voltaje	230VAC					
	Rango de voltaje de salida (seleccionable)	170~280VAC(para PCs) \ 90~280VAC(para electrodomésticos) \ 184~253VAC(VDE4105)					
	Rango de frecuencia	50Hz/60Hz(Auto programado)					
BATERÍA	Voltaje nominal	24VDC		48VDC			
	Voltaje carga flotación	27VDC		54VDC			
	Protección sobrevoltaje	31VDC		60VDC			
CARGADOR SOLAR & CARGADOR AC	Voltaje máximo FV circuito abierto	145VDC					
	Voltaje FV Rango MPPT	30~130VDC		64~130VDC			
	Consumo en stand by	2W					
	Potencia entrada PV	1440W/1920W		2880W/3840W			
	Corriente máxima de carga solar	60A/80A					
	Eficiencia máxima	98%					
	Corriente carga máxima AC	20A/30A		60A			
	Corriente carga máxima	80A		120A/140A			
ESPECIF. MECÁNICAS	Dimensiones (W*H*D)(mm)	272*355*100		297.5*468*125			
	Dimensiones caja (W*H*D)(mm)	540*395*241		638*395*241			
	Peso neto (kg)	10	11	12.5			
	Peso paquete (kg)	11.7	12	13.5			
OTROS	Humedad	5% a 95% Humedad relativa (sin condensación)					
	Temperatura funcionamiento	0°C ~55°C					
	Temperatura almacenamiento	-15°C ~60°C					

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

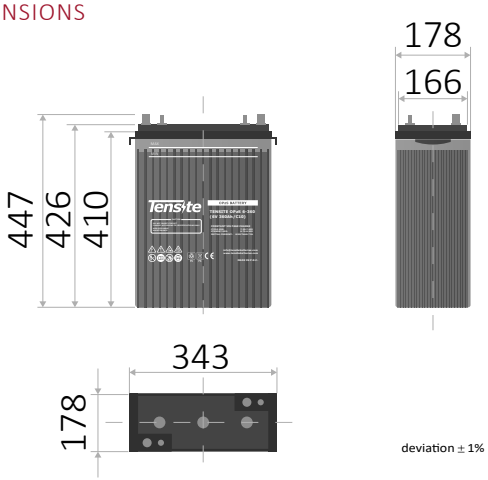
Tensite

OPzS 6V 600Ah

CHARACTERISTICS

- High quality tranparent containers for easy maintenance.
- 8 years design life due to its tub ular plate flooded battery.
- Perfect to use as accumulator in photovoltaic installations.

DIMENSIONS



ISO9001 ISO14001

Complied standards
IEC 60896-21/22
UL1989
JIS C8704
GB/T19639

Tensite
info@tensitebatteries.com
www.tensitebatteries.com

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

OPzS 6V 600Ah
Stationary battery

TUBULAR FLOODED SERIES BATTERY

The OPzS series is a traditional tubular plate flooded battery which offers 8 years design life according to the standard IEC60896-11. With a new design and technical improvement, it offers maximum efficiency and reliability for the widest variety of applications.
This series is highly suited for all standby power application that require the highest levels and security of reliability.

APPLICATION

- BTS Sta ons
- Solar and Wind energy system
- UPS system
- Telecom systems

RECOMMENDATIONS

- Check voltage every 3 months
- Avoid exposure to sub-zero temperatures
- Use automatic chargers with constant voltage
- Use the apropriate cable section and length
- Keep connecons tight

TECHNICAL SPECIFICATIONS

BATTERY MODEL	**Nominal voltage**		6V
	Rated capacity (15 min rate)		88W
	Nominal Capacity (20ºC)		600 Ah @ C100 (to 1.75Vpc)
APPROX. WEIGHT	**Without electrolyte**		**With electrolyte**
	42.5 kg (93.5 lbs)		59.25 kg (130.35 lbs)
DIMENSIONS	L343mm x W178mm x H426mm		
ELECTROLYTE	**Diluted sulphuric acid f 1.240 g/cm (20ºC)**		
	Acid weight: 16.75 Kg		
CHARGING	**MAX. DISCHARGE CURRENT**		**MAX. CHARGING CURRENT**
	1500 A (5s)		90 A
INTERNAL RESISTANCE	Approx: 1.85mOhm (fully charged @25ºC)		
TERMINAL	Female Copper Insert M8 (torque: 10~12N.m)		
SHORT CIRCUIT CURRENT	4300 A		
DESIGN LIFE (20ºC)	8 years		
VOLTAGE	**FLOAT CHARGE VOLTAGE**		**EQUALIZE CHARGE VOLTAGE**
	6.8V – 6.9V 20ºC~25ºC		7.2V – 7.4V 20ºC~25ºC
	Temperature Compensation: -3mV/ºC/Cell		Temperature Compensation: -5mV/ºC/Cell
OPERATING TEMPERATURE RANGE	**DISCHARGE**	**CHARGE**	**STORAGE**
	-25ºC ~ 65ºC	-20ºC ~ 65ºC	-15ºC ~ 40ºC
SELF DISCHARGE	Approx. 4% per month @ 20ºC		
CONTAINER MATERIAL	SAN		

BATTERY DISCHARGE TABLE

CONSTANT CURRENT (A) AND CONSTANT POWER (WPC) DISCHARGE TABLE AT 25 ºC

F.V / TIME		30 min	60 min	90 min	2 hr	3 hr	5 hr	8 hr	10 hr	20 hr
1.60	A	324.00	198.00	144.91	62.97	44.86	30.61	45.87	37.35	21.32
	W	645.41	395.01	289.35	126.00	89.75	61.25	91.78	74.74	42.66
1.67	A	317.08	196.57	143.48	62.66	44.62	30.44	45.48	36.77	20.25
	W	631.93	392.17	286.55	125.48	89.44	61.02	91.20	73.73	40.61
1.70	A	314.31	195.13	143.33	62.50	44.51	30.44	45.03	36.31	19.17
	W	626.44	389.78	286.38	125.21	89.24	61.03	90.33	72.84	39.54
1.75	A	308.77	192.26	141.47	62.11	44.23	30.28	44.90	36.00	19.40
	W	615.85	385.00	282.94	124.41	88.73	60.73	90.14	72.27	38.95
1.80	A	301.85	190.83	140.47	61.72	43.99	30.19	44.52	35.42	18.76
	W	602.31	382.61	281.63	123.65	88.30	60.59	89.43	71.16	37.69
1.85	A	293.54	187.86	138.89	61.17	43.60	30.02	43.94	34.84	18.12
	W	586.15	377.42	279.16	122.60	87.60	60.32	88.35	70.06	36.44

Tensite
info@tensitebatteries.com
www.tensitebatteries.com

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

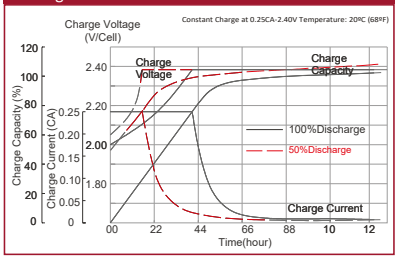
Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

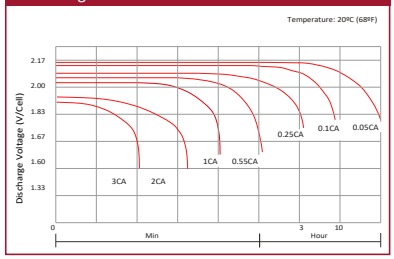
OPzS 6V 600Ah

BATTERY CHARACTERISTICS

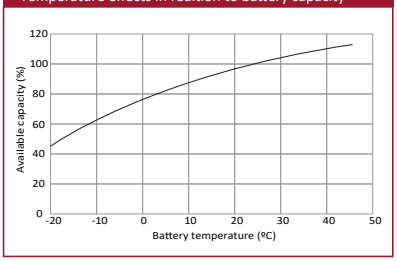
Charge characteristics



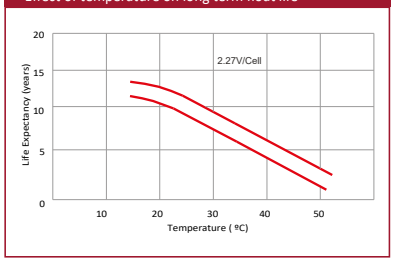
Discharge characteristics curve



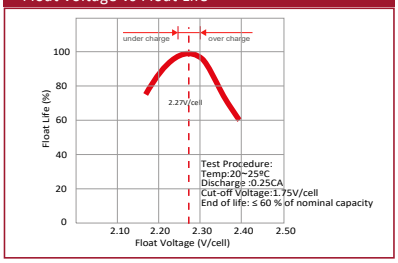
Temperature effects in realtion to battery capacity



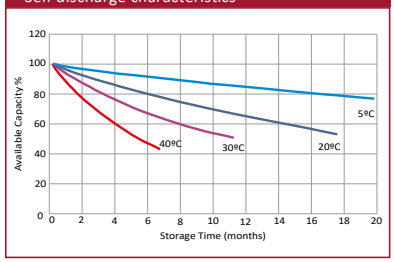
Effect of temperature on long term float life



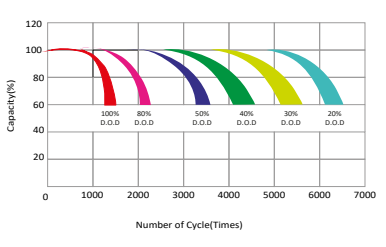
Float voltage vs Float Life

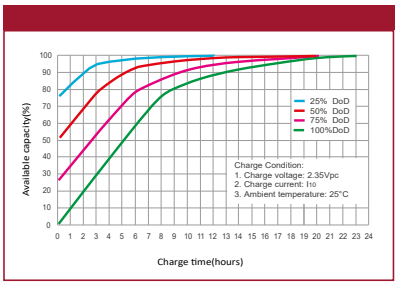


Self discharge characteristics



Life characteristics of cyclic use





FINAL VOLTAGE SETTINGS RECOMMENDED ACCORDING TO THE DISCHARGE CURRENT

Discharge Current I (A)	I ≤ 0.08C	0.08C ≤ I < 0.2C	0.2C ≤ I < 0.6C	0.6C ≤ I < 1.0C	I ≥ 1.0C
Final of Voltage	≥ 1.85Vpc	≥ 1.80Vpc	≥ 1.75Vpc	≥ 1.70Vpc	≥ 1.60Vpc

Tensite
info@tensitebatteries.com
www.tensitebatteries.com

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

TÜVRheinland®
DIN CERTCO
Precisely Right.

Annex to Solar Keymark Certificate

Licence Number	011-7S 2182F
Date issued	2022-03-10
Issued by	DINCERTCO

Licence holder	Bosch Solarthermie GmbH	Country	Germany
Brand (optional)	Junkers	Web	www.bosch-thermotechnology.com
Street, Number	Prozessionsweg 10	E-mail	-
Postcode, City	48493 Wettringen	Tel	- -

Collector Type	Flat plate collector

Collector name	Gross area (A_G)	Gross length	Gross width	Gross height	Power output per collector Gb = 850 W/m2, Gd = 150 W/m2 & u = 1.3 m/s $\vartheta_m - \vartheta_a$					
					0 K	10 K	30 K	50 K	70 K	100 K
	m²	mm	mm	mm	W	W	W	W	W	W
Junkers FCC-2S	2.09	2 026	1 032	67	1 423	1 344	1 171	978	763	403
Power output per m² gross area					681	643	560	468	365	193

Performance parameters test method	Quasi dynamic									
Performance parameters (related to A_G)	η0, b	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8	Kd
Units	-	W/(m²K)	W/(m²K²)	J/(m³K)	-	J/(m²K)	s/m	W/(m²K⁴)	W/(m²K⁴)	-
Test results	0.684	3.64	0.012	0.000	0.00	6 044	0.000	0.00	0.0E+00	0.97

Incidence angle modifier test method		Quasi dynamic - outdoor								
Incidence angle modifier	Angle	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Transversal	$K_{\theta T,coll}$	1.00	0.99	0.99	0.97	0.95	0.91	0.82	0.55	0.00
Longitudinal	$K_{\theta L,coll}$	1.00	0.99	0.99	0.97	0.95	0.91	0.82	0.55	0.00

Heat transfer medium for testing		Water-Glycole	
Flow rate for testing (per gross area, A_G)		dm/dt	0.020 kg/(sm²)
Maximum temperature difference during thermal performance test		$(\vartheta_m-\vartheta_a)_{max}$	70 K
Standard stagnation temperature (G = 1000 W/m²; ϑ_a = 30 °C)		ϑ_{stg}	200 °C
Maximum operating temperature		$\vartheta_{max\ op}$	- °C
Maximum operating pressure		$p_{max,op}$	600 kPa
Testing laboratory	TÜV Rheinland Solar GmbH	http://www.tuv.com/solar	
Test report(s)	21246311.001	Dated	22.05.2019

Comments of testing laboratory

Ver. 6.2 (13.01.2022)

Alternative type designation annex:
Type designation can be used with annex TSS, CTE or CTE TSS.
TSS: identical collector type distributed without temperature sensor pipe
CTE: CTE tube connections instead of EPDM hose

TÜVRheinland® lab
Genau. Richtig.
TÜV Rheinland Solar GmbH
Am Grauen Stein
51105 Köln

DIN CERTCO ● Alboinstraße 56 ● 12103 Berlin, Germany
Tel: +49 30 7562-1131 ● Fax: +49 30 7562-1141 ● E-Mail: info@dincertco.de ● www.dincertco.de

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

TÜVRheinland®
DIN CERTCO
Precisely Right.

Annex to Solar Keymark Certificate	Licence Number	011-7S 2182F
Supplementary Information	Issued	2022-03-10

Gross Thermal Yield in kWh/collector at mean fluid temperature ϑ_m

Standard Locations	Athens			Davos			Stockholm			Würzburg		
Collector name / ϑ_m	25°C	50°C	75°C	25°C	50°C	75°C	25°C	50°C	75°C	25°C	50°C	75°C
Junkers FCC-2S	2 310	1 584	974	1 710	1 126	653	1 270	789	443	1 389	857	473
Gross Thermal Yield per m² gross area	1 105	758	466	818	539	313	608	377	212	664	410	226
Annual efficiency, η_a	63%	43%	26%	50%	33%	19%	52%	32%	18%	53%	33%	18%
Fixed or tracking collector	Fixed (slope = latitude - 15°; rounded to nearest 5°)											
Annual irradiation on collector plane	1765 kWh/m²			1630 kWh/m²			1166 kWh/m²			1244 kWh/m²		
Mean annual ambient air temperature	18.5°C			3.2°C			7.5°C			9.0°C		
Collector orientation or tracking mode	South, 25°			South, 30°			South, 45°			South, 35°		

The collector is operated at constant temperature ϑm (mean of in- and outlet temperatures). The calculation of the annual collector performance is performed with the official Solar Keymark spreadsheet tool Scenocalc Ver. 6.2 (13.01.2022). A detailed description of the calculations is available at http://www.estif.org/solarkeymarknew/

Additional Information

Collector heat transfer medium	Water-Glycole
The collector is deemed to be suitable for roof integration	No

The collector was tested successfully under the following conditions:

Climate class (A+, A, B or C)				A+	--
G (W/m²) >	1100	ϑ_a (°C) >	40	H_x (MJ/m²) >	700
Maximum tested positive load				4000	Pa
Maximum tested negative load				3000	Pa
Hail resistance using ice balls (diameter)				35	mm

Additional collector attribute(s)

Using external power source(s) for normal operation	No	Active or passive measure(s) for self-protection	No
Co-generating thermal and electrical power	No	Façade collector(s)	No

Energy Labelling Information

	Reference Area, A_{sol} (m²)
Junkers FCC-2S	2.09

Additional Informative Technical Data

Hydraulic Designation Code	Aperture Area, A_a (m²)
8-VH-1234S-A:5.2,1866-C:16.6,1070	1.95

Data required for CDR (EU) No 811/2013 - Reference Area A_{sol}

Collector efficiency (η_{col})	52%

Remark: Collector efficiency (ηcol) is defined in CDR (EU) No 811/2013 as collector efficiency of the solar collector at a temperature difference between the solar collector and the surrounding air of 40 K and a global solar irradiance of 1000 W/m², expressed in % and rounded to the nearest integer. Deviating from the regulation ηcol is based on reference area (Asol) which is aperture area for values according to EN 12975-2 or gross area for ISO 9806:2017.

Data required for CDR (EU) No 812/2013 - Reference Area A_{sol}

Zero-loss efficiency (η_0)	0.68	--
First-order coefficient (a_1)	3.64	W/(m²K)
Second-order coefficient (a_2)	0.012	W/(m²K²)
Incidence angle modifier IAM (50°)	0.94	--

Remark: The data given in this section are related to collector reference area (A_{sol}) which is aperture area for values according to EN 12975-2 or gross area for ISO 9806. Consistent data sets for either aperture or gross area can be used in calculations like in the regulation 811 and 812 and simulation programs.

DIN CERTCO ● Alboinstraße 56 ● 12103 Berlin, Germany
Tel: +49 30 7562-1131 ● Fax: +49 30 7562-1141 ● E-Mail: info@dincertco.de ● www.dincertco.de

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Máster Universitario en Energías Renovables
Avenida Astrofísico Francisco Sánchez, SN
Edificio Calabaza – AN.2D Apdo. 456
38200 - San Cristóbal de La Laguna
master.renovables@ull.es

D. Mario Palmero Méndez
Ingeniero Técnico Industrial

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE CÁLCULOS

"Dimensionamiento de sistemas de captación energética, generación y almacenamiento, mediante fuentes de energía renovable, para dotar de autonomía, autosuficiencia, e independencia energética de la red de distribución eléctrica, a un edificio/ vivienda en el ámbito territorial de las Islas Canarias"

FECHA: Junio, 2022

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS 59
ÍNDICE DE FIGURAS 61
ÍNDICE DE TABLAS 62
ÍNDICE DE ECUACIONES 63
1. OBJETO DE LA MEMORIA JUSTIFICATIVA DE CÁLCULO 64
2. DEMANDA ELÉCTRICA DE LA VIVIENDA 64
2.1. Perfil de consumo mensual 64
3. CÁLCULOS CLIMATOLÓGICO DEL EMPLAZAMIENTO 64
3.1 Fuente de adquisición de los datos climatológicos 64
3.2 Parámetros de la solicitud de los datos 65
3.2.1 Ángulos de inclinación y orientación óptimos 65
3.2.2 Ángulos de inclinación y orientación adoptados 65
3.3 Características climatológicas del emplazamiento 66
3.3.1 Temperatura ambiente (ºC) 66
3.3.2 Velocidad del viento (m/s) 66
3.3.3 Irradiancia (W/m2) 67
3.4 Energía anual incidente sobre el plano inclinado 68
3.4.1 Plano de captación fotovoltaico 68
3.4.2 Plano de captación termosolar 70
4. CÁLCULOS DE LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA 71
4.1. Performance Loss Rate (PLR) 72
5. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 73
6. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 73
6.1 Sombras. Separación entre módulos fotovoltaicos y obstáculos 73
6.1.1 Separación entre fila de paneles y muro del parapeto de la cubierta 75
6.1.2 Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos: 75
6.1.3 Pérdidas por sombras por obstáculos: 76
6.1.4 Perfil de captación solar según las sombras por obstáculos: 77
6.2 Cálculo del almacenamiento por baterías en función de la demanda 78
6.2.1 Dimensionamiento de las baterías eléctricas 78
6.3 Cableado: Cálculo de la sección de los conductores 79
6.3.1 Conductores de corriente continua 79
6.3.1.1 Metodología 79
6.3.1.2 Cálculos 80
6.3.1.3 Resultados 81
6.3.2 Conductores de corriente alterna 82
6.3.2.1 Metodología 82

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

6.3.2.2 Cálculos ... 83
6.3.2.3 Resultados ... 85
6.4 Protecciones eléctricas ... 85
6.4.1 Protecciones de corriente continua ... 85
6.4.1.1 Fusibles de CC ... 86
6.4.1.2 Sobretensiones de CC ... 86
6.4.1.3 Magnetotérmico de CC ... 87
6.4.2 Protecciones de corriente alterna ... 87
6.4.2.1 Interruptor diferencial de CA ... 88
6.4.2.2 Sobretensiones CA ... 88
6.4.2.3 Magnetotérmico de CA ... 89
6.5 Puesta a tierra. Toma de tierra de la instalación fotovoltaica ... 89
7. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN TERMOSOLAR ... 90
7.1. Aspectos generales ... 90
7.2. Aspectos específicos ... 91
8. CÁLCULOS DE LA GENERACIÓN TERMOSOLAR ... 93
8.1. Análisis preliminar: ScenoCalc ... 93
8.2. Análisis exhaustivo: ... 95
8.2.1. Datos considerados ... 95
8.2.2. Resultados ... 95
8.3. Análisis de pérdidas sobre el CST ... 96
8.3.1. Pérdidas por sombras por obstáculos ... 96
8.3.2. Pérdidas por sombras por obstáculos ... 98
9. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ... 99
9.1. Requisito de la estructura soporte al empuje del viento ... 100
9.1.1. Estructura para módulos fotovoltaicos ... 100
9.1.2. Estructura para el colector solar térmico ... 102
10. DETALLES ACERCA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ... 103
10.1. Generalidades ... 103
10.2. Características técnicas de la instalación fotovoltaica ... 104
10.2.1. Estructura soporte ... 106
10.2.2. Módulos fotovoltaicos ... 107
10.2.3. Inversor híbrido (Red y Aislada) ... 110
10.2.4. Grupo de baterías ... 113
10.2.5. Puesta a tierra (DC) del campo fotovoltaico ... 115
10.2.6. Instalación de enlace ... 116
10.2.7. Protecciones eléctricas ... 117
10.2.7.1 Protecciones (CC) antes del inversor ... 118
10.2.7.2 Protecciones (CC) de las baterías ... 118

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

10.2.7.3 Protecciones (CA) tras el inversor 118
10.2.7.4 Protecciones (CA) del cuadro general 119
10.2.7.5 Contador de producción de energía generada 119
10.2.8 Conductores 119
10.2.8.1 Cableado (CC) de los inversores 120
10.2.8.2 Cableado (CC) de las baterías 120
10.2.8.3 Cableado (CA) desde el Inversor a la envolvente del inversor 121
10.2.8.4 Cableado (CA) entre la envolvente del inversor y el cuadro general 121
11. DETALLES ACERCA DE LA INSTALACIÓN TERMOSOLAR 121
11.1. Generalidades 121
11.2. Características técnicas de la instalación termosolar 122
11.2.1. Estructura de soporte 122
11.2.2. Captador solar térmico 123
11.2.3. Almacenamiento de A.C.S. 124
11.2.4. Instalación hidráulica de enlace 125
11.2.5. Aislamiento térmico de tuberías 126
11.2.6. Protecciones del sistema hidráulico 127
11.2.7. Sistema de control 127
12. SUBVENCIONES 127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Demanda eléctrica mensual según la facturación (Iberdrola) del último año, y periodos. 64
Figura 2: Localización del punto de estudio climatológico. 65
Figura 3: Temperatura ambiente media mensual en el emplazamiento. 66
Figura 4: Velocidad del viento media mensual. 67
Figura 5: Irradiancia media mensual directa y difusa [25ºSO – 25º]. 67
Figura 6: Irradiancia media mensual reflejada [25ºSO – 25º]. 67
Figura 7: Irradiancia directa y difusa [25ºSO – 40º]. 68
Figura 8: Irradiancia reflejada [25ºSO – 40º]. 68
Figura 9: Recurso solar sobre el campo FV: Irradiancia e Irradiación como media mensual. 69
Figura 10: Recurso solar sobre CST: Irradiancia (W/m2) e Irradiación (kWh/m2) como media mensual. 70
Figura 11: Recurso solar sobre CST: Irradiancia (W/m2) e Irradiación (kWh/m2) como media mensual. 72
Figura 12: Distanciamiento mínimo de diseño entre fila de captadores (Obstáculos). 74
Figura 13: Situación de los alrededores de la vivienda (Obstáculos). 74
Figura 14: Triángulo de proyección de sombras sobre el campo FV. Distanciamiento del muro. 75
Figura 15: Pérdidas por sombras (6%). Diagrama ocasionado por el muro sobre la primera fila de paneles. 77
Figura 16: Perfil de captación. Afección de sombras por obstáculos según la época del año. 77
Figura 17: Dimensiones de las baterías estacionarias OPzS de plomo ácido seleccionadas. 78
Figura 18: Conductividades (m / ohm·mm^2) de los cables según el material del conductor. 79
Figura 19: Tabla de dimensionamiento de la sección del cable (CC) según tipo de instalación (Tipo C). 81

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Figura 20: Cableado de corriente continua entre la salida de los módulos y la entrada al inversor. 82
Figura 21: Tabla de dimensionamiento de la sección del cable (CA) según tipo de instalación (Tipo C). 84
Figura 22: Cableado de corriente alterna entre la salida de los inversores y el cuadro general. 85
Figura 23: Descargador de sobretensiones para la parte de corriente continua. 87
Figura 24: Requisito de dimensionado para las protecciones de corriente alterna. 87
Figura 25: Descargador de sobretensiones para la parte de corriente alterna. 88
Figura 26: Exigencias del REBT ITC 18 para la toma de tierra. Tabla 1. Secciones mínimas. 89
Figura 27: Tabla 3 del IDAE sobre volumen de demanda de A.C.S. diario por persona. 91
Figura 28: Ficha técnica certificada sobre ensayos de rendimiento del CSP Junkers FCC-2S. 92
Figura 29: ScenoCalc. Rendimiento sobre el recurso solar incidente según la temperatura del CST. 94
Figura 30: Contribución solar de 200 L de A.C.S a 60ºC mediante 2 colectores CST. 96
Figura 31: Análisis tradicional del cálculo de pérdidas por sombras sobre colectores solares. 97
Figura 32: Un 5% máximo de pérdidas por sombras sobre los colectores solares térmicos. 98
Figura 33: Análisis de sombras del sistema de captación solar CST. 98
Figura 34: Perfil de captación solar del CST situado en la esquina SE de la cubierta. 99
Figura 35: Sobrecargas de uso. Tabla 3.1 (F) del el CTE-DB-SE.AE de 2009. 99
Figura 36: Fuerza normal del viento sobre los paneles de la estructura soporte. 100
Figura 37: Mapa solar de España 105
Figura 38: Estructura soporte 107
Figura 39: Hoja técnica de las características del modelo seleccionado para el módulo fotovoltaico 108
Figura 40: Inversor fotovoltaico PV-18-5048VHM 111
Figura 41: Baterías estacionarias de plomo ácido OPzS. 115
Figura 42: Exigencias del REBT ITC 18. 116
Figura 43: Requisito básico de sobredimensionado de conductores (REBT). 119
Figura 44: Estructura de soporte del colector solar térmico. 123
Figura 45: Acumulador (termosifón) TSS 200-2E. 124
Figura 46: Hoja característica del acumulador del CST para ACS. 125
Figura 47: Tabla sobre espesores del aislamiento térmico de tuberías del CST para ACS. 126
Figura 48: Dimensionamiento del espesor del aislante de las tuberías del circuito del CST para ACS. 126
Figura 49: Dotación económica de subvenciones destinadas a Canarias según el Real Decreto 477/2021. 128

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Energía anual incidente e irradiación media sobre el plano fotovoltaico. 69
Tabla 2: Energía anual incidente e irradiación media sobre el plano del CST. 70
Tabla 3: Cobertura eléctrica de la demanda mediante generación fotovoltaica. 71
Tabla 4: Cálculo de la estimación del Performance Loss Rate de la instalación fotovoltaica. 72
Tabla 5: ScenoCalc. Rendimiento sobre el recurso solar incidente según la temperatura del CST. 94
Tabla 6: Resultados del análisis de la demanda de A.C.S. y contribución solar por CST. 95
Tabla 7: Instalación de enlace. Elementos de protección 118
Tabla 8: Resumen del dimensionado de los conductores de la instalación fotovoltaica. 120

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Ley de Ohm aplicada a la máxima caída de tensión permitida. 79
Ecuación 2: Sección del conductor de corriente continua CC. 79
Ecuación 3: Sección del conductor de corriente alterna CA. 82
Ecuación 4: Dimensionamiento de la puesta a tierra del campo solar fotovoltaico. 89
Ecuación 5: Determinación del coeficiente global de pérdidas del CST. 92
Ecuación 6: Fuerza normal de empuje del viento sobre la superficie afectada. 100
Ecuación 7: Presión del viento en función de la velocidad. 100
Ecuación 8: Área superficial del elemento afectado. 101

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

1. OBJETO DE LA MEMORIA JUSTIFICATIVA DE CÁLCULO

El objeto de este documento de memoria de justificación basada en cálculos para el dimensionado y cuantificación del recurso energético renovable disponible, se describirá los métodos empleados y se expondrá los cálculos realizados para el dimensionamiento de la instalación de aprovechamiento energético proyectada en su conjunto.

2. DEMANDA ELÉCTRICA DE LA VIVIENDA

2.1. Perfil de consumo mensual

La demanda eléctrica de la vivienda actualmente está cerca de 1000 kWhe/mes y parece que tiene tendencia a incrementarse a medida que se acerque el verano. Su evolución se ha ido incrementando durante los últimos meses con la entrada de nuevos miembros a la unidad de convivencia, naturalmente.

La información ha sido obtenida a partir de los datos de facturación facilitados por el propietario, siendo la comercializadora eléctrica Iberdrola.

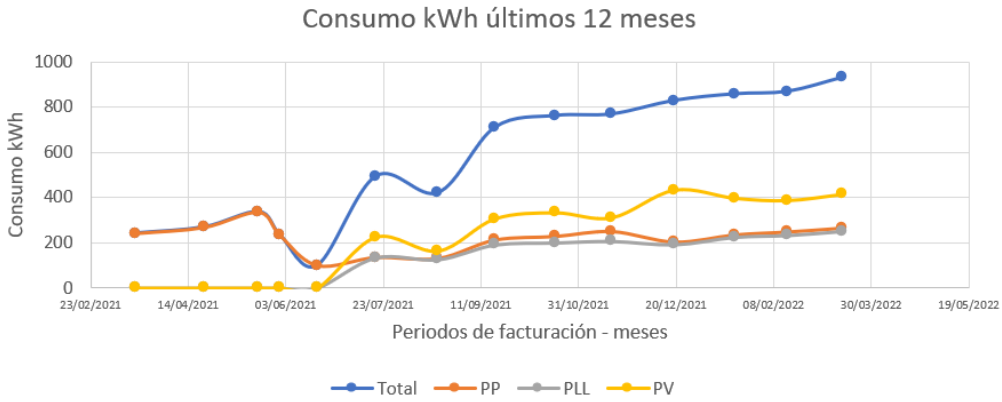


Figura 1: Demanda eléctrica mensual según la facturación (Iberdrola) del último año, y periodos.

3. CÁLCULOS CLIMATOLÓGICO DEL EMPLAZAMIENTO

3.1 Fuente de adquisición de los datos climatológicos

Las fuentes de datos de radiación y recursos climatológicos que han sido consultadas para estimar la producción energética de la instalación fotovoltaica han sido los correspondientes a las bases de datos de PVGI. Concretamente, se ha consultado en la base de datos SARAH2 las coordenadas del emplazamiento donde se encuentra la vivienda. Las coordenadas del emplazamiento de la vivienda corresponden a las siguientes:

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

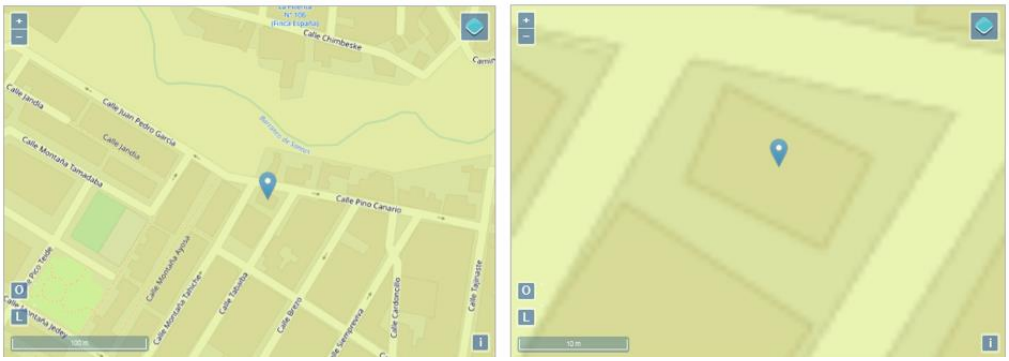


Figura 2: Localización del punto de estudio climatológico.

- Latitud: 28.5 Norte
- Longitud: -16.3 Oeste
- Elevación: 372 m (sobre el nivel del mar)

3.2 Parámetros de la solicitud de los datos

Los datos consultados corresponden al modo Timeseries, que es la serie horaria histórica durante varios años (rango más amplio disponible, correspondiente a un periodo de 16 años, desde enero de 2005 hasta diciembre de 2020) de los parámetros de radiación, temperatura y velocidad del viento. Los resultados obtenidos de la solicitud dependen del ángulo de orientación y el de inclinación, que se eligen como parametrización en PVGIS.

También se solicita los datos climatológicos medios mensuales para un plano definido, siendo éste otro formato de solicitud muy útil para determinar la energía anual incidente sobre el plano de captación.

Y también se solicita los datos de un día medio de cada mes, para visualizar la distribución de irradiancia incidente a lo largo de un día promedio, hora a hora.

Con cada formato de solicitud se realiza unos cálculos u otros.

3.2.1 Ángulos de inclinación y orientación óptimos

Tratándose del hemisferio norte, el ángulo de orientación, conocido como azimut, óptimo se localiza en la dirección 0º Sur, es decir, orientado en dirección perpendicular al Ecuador.

Y respecto a la inclinación óptima, en el sentido que capta mayor energía incidente a lo largo del año es 25º, según la base de datos de PVGIS.

3.2.2 Ángulos de inclinación y orientación adoptados

Siguiendo el principio de integración solar, el azimut elegido para el estudio del recurso climático es 25º SO para los dos casos de estudio: Fotovoltaica y colector solar térmico.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Y respecto a la inclinación adoptada, en el caso de la fotovoltaica corresponde con la inclinación óptima, 25º, y para el captador solar térmico, la inclinación corresponde a un ángulo optimizado para verano e invierno de 40º.

3.3 Características climatológicas del emplazamiento

Un análisis preliminar de los datos de partida muestra la variabilidad de cada variable climatológica en intervalos mensuales correspondientes a toda la serie histórica (16 años).

3.3.1 Temperatura ambiente (ºC)

Así, todos los datos (registros horarios) de temperatura ambiente de todos los eneros (mes de ejemplo) de los 16 años de la serie histórica, se muestran en la primera caja (boxplot) de la figura, con sus valores máximos y mínimos extremos, y su distribución por cuartiles, siendo la caja coloreada el segundo y tercer cuartil.

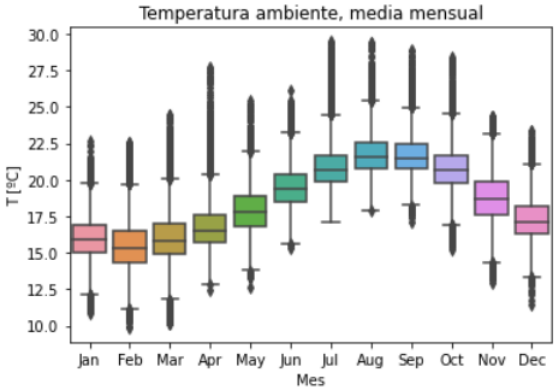


Figura 3: Temperatura ambiente media mensual en el emplazamiento.

3.3.2 Velocidad del viento (m/s)

Y de igual manera se muestra la distribución de variabilidad mediante boxplot para las demás variables, como el viento.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

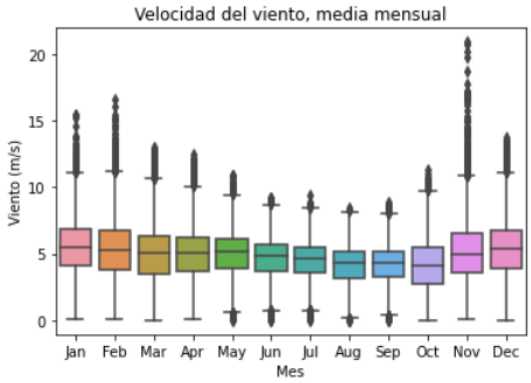


Figura 4: Velocidad del viento media mensual.

3.3.3 Irradiancia (W/m2)

La información reflejada en las siguientes gráficas está referida a la irradiancia incidente sobre la superficie inclinada correspondiente al plano fotovoltaico definido: Orientación 25ºSO, e inclinación 25º.

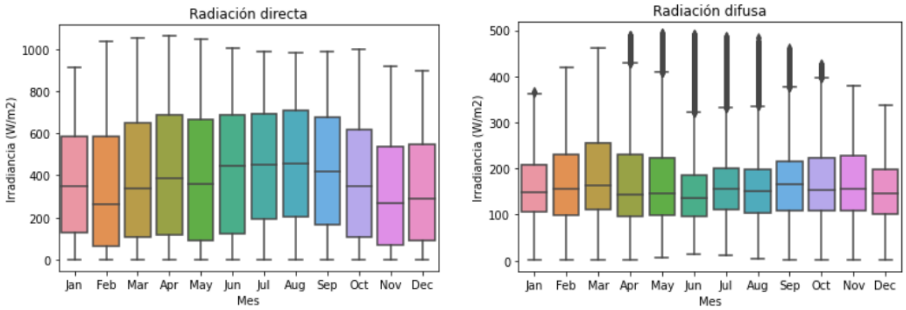


Figura 5: Irradiancia media mensual directa y difusa [25ºSO – 25º].

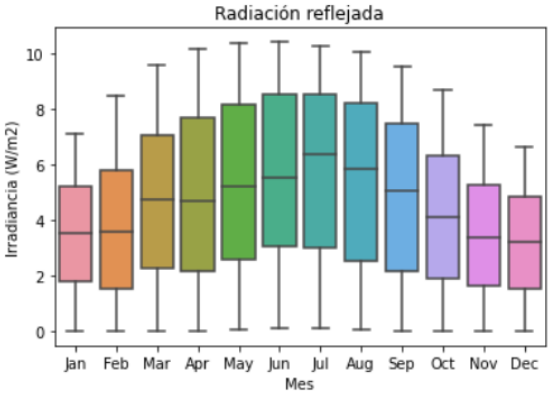


Figura 6: Irradiancia media mensual reflejada [25ºSO – 25º].

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

La información reflejada en las siguientes gráficas está referida a la irradiancia incidente sobre la superficie inclinada correspondiente al plano de captación solar térmica definido: Orientación 25ºSO, e inclinación 40º.

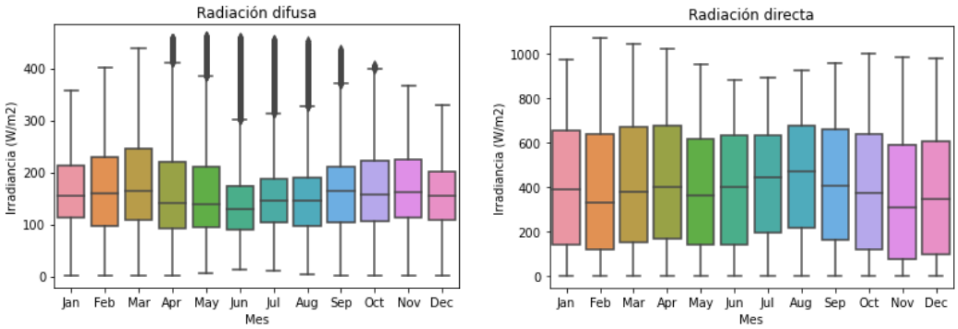


Figura 7: Irradiancia directa y difusa [25ºSO – 40º].

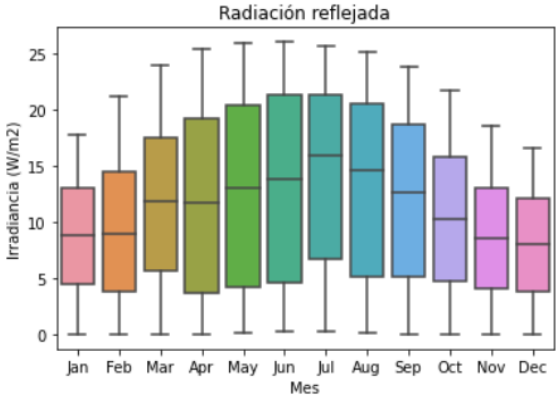


Figura 8: Irradiancia reflejada [25ºSO – 40º].

3.4 Energía anual incidente sobre el plano inclinado

A continuación, para cada plano de captación, o sea, para el campo fotovoltaico y también para el campo de captación solar térmico mediante colectores solares, CST, se describirá los datos del recurso energético disponible (energía incidente) en el emplazamiento.

3.4.1 Plano de captación fotovoltaico

Siendo el plano definido por un ángulo de inclinación de 25º y orientación 25ºSO, el correspondiente al de diseño por el campo fotovoltaico, los datos de irradiancia (potencia) e irradiación (energía) correspondientes se muestran a continuación:

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

DÍAS	MES		E. diaria	E. diaria	E. mensual	Irradiación promedio	horas de sol útiles
días/mes	**-**	**nº**	**Wh/m2**	**kWh/m2**	**kWh/m2**	**W/m2**	**h**
31	ENERO	1	5324	5.3	165	592	9
28	FEBRERO	2	5548	5.5	155	555	10
31	MARZO	3	6516	6.5	202	652	10
30	ABRIL	4	6785	6.8	204	754	9
31	MAYO	5	6979	7.0	216	775	9
30	JUNIO	6	7246	7.2	217	805	9
31	JULIO	7	7547	7.5	234	839	9
31	AGOSTO	8	7437	7.4	231	826	9
30	SEPTIEMBRE	9	6524	6.5	196	652	10
31	OCTUBRE	10	5523	5.5	171	552	10
30	NOVIEMBRE	11	5070	5.1	152	563	9
31	DICIEMBRE	12	5018	5.0	156	558	9
365					**2299**	677	9.33

Tabla 1: Energía anual incidente e irradiación media sobre el plano fotovoltaico.

- La irradiación (densidad de energía) anual incidente sobre el plano FV asciende a 2299 kWh/m2.
- La irradiancia (densidad de potencia) anual media durante las horas de sol efectivas es de 677 W/m2.
- Las horas de sol útiles diarias como promedio anual (más de 150 W/m2) ascienden a 9.33 horas/día.

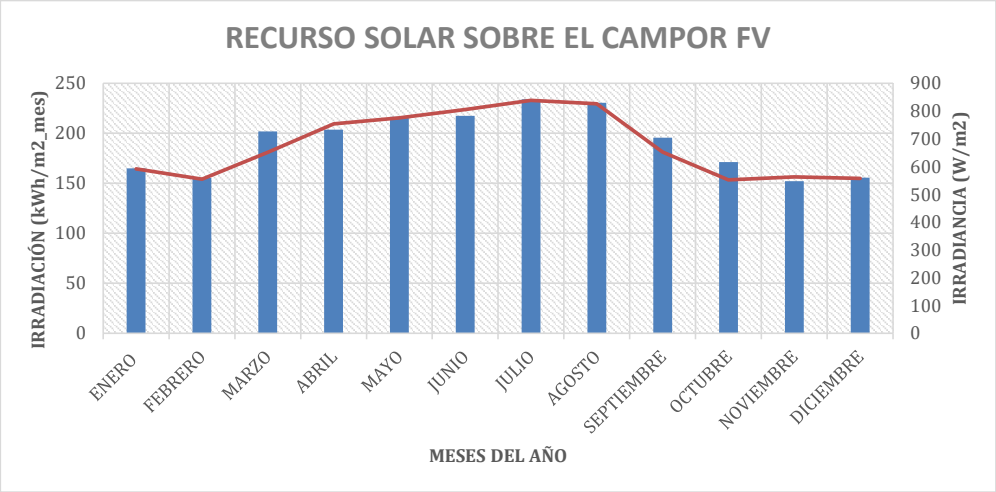


Figura 9: Recurso solar sobre el campo FV: Irradiancia e Irradiación como media mensual.

Los cálculos relativos a la producción de eléctrica fotovoltaica se describirán en el apartado de cálculos de la producción anual de la instalación fotovoltaica, en base al recurso solar disponible, el rendimiento global de la instalación eléctrica (se estima en un 12%), y otros aspectos a considerar.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

3.4.2 Plano de captación termosolar

Siendo el plano definido por un ángulo de inclinación de 40º y orientación 25ºSO, el correspondiente al de diseño por el colector solar térmico CST, los datos de irradiancia y energía correspondientes se muestran a continuación:

DÍAS	MES		E. diaria	E. diaria	E. mensual	Irradiación promedio	horas de sol útiles
días/mes	**-**	**nº**	**Wh/m2**	**kWh/m2**	**kWh/m2**	**W/m2**	**h**
31	ENERO	1	5402	5.4	167	596	9
28	FEBRERO	2	5544	5.5	155	547	10
31	MARZO	3	5668	5.7	176	554	10
30	ABRIL	4	5293	5.3	159	555	9
31	MAYO	5	4716	4.7	146	493	9
30	JUNIO	6	4495	4.5	135	470	9
31	JULIO	7	4878	4.9	151	510	9
31	AGOSTO	8	5429	5.4	168	569	9
30	SEPTIEMBRE	9	5798	5.8	174	566	10
31	OCTUBRE	10	5675	5.7	176	562	10
30	NOVIEMBRE	11	5251	5.3	158	568	9
31	DICIEMBRE	12	5197	5.2	161	572	9
365					**1926**	547	9.33

Tabla 2: Energía anual incidente e irradiación media sobre el plano del CST.

- La irradiación (densidad de energía) anual incidente sobre el plano del CSP asciende a 1926 kWh/m2.
- La irradiancia (densidad de potencia) anual media durante las horas de sol efectivas es de 547 W/m2.
- Las horas de sol útiles diarias como promedio anual (más de 150 W/m2) ascienden a 9.33 horas/día.

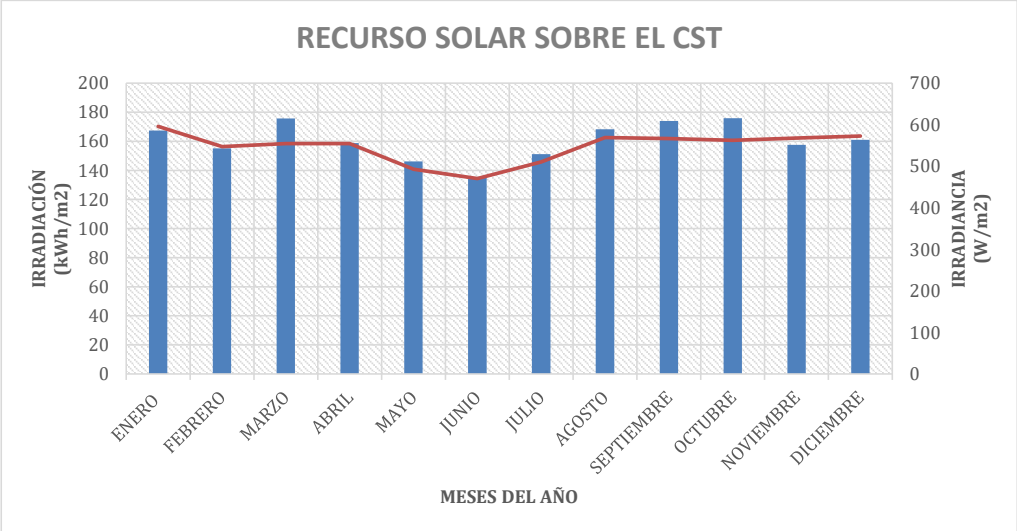


Figura 10: Recurso solar sobre CST: Irradiancia (W/m2) e Irradiación (kWh/m2) como media mensual.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Los cálculos relativos a la producción de A.C.S. se describirán en los cálculos de la producción anual de la instalación termosolar, donde se tendrá en cuenta la superficie de captadores, así como el rendimiento del dispositivo, que dependerá del salto térmico entre la temperatura de calentamiento y la temperatura de entrada del agua fría de red, la temperatura ambiente y otros factores.

4. CÁLCULOS DE LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA

Según el análisis del recurso solar del emplazamiento, la energía solar media anual disponible e incidente sobre el plano del campo fotovoltaico [25ºSO, 25º] correspondiente a una irradiancia de unos 2300 kWh/m2), y considerando las dimensiones de la instalación solar, contemplando una superficie de paneles total de 40 m2 entre las dos filas de paneles fotovoltaicos (20 m2/fila), y el rendimiento global medio de la instalación fotovoltaica (estimado en un 12%), se resuelve que la producción eléctrica fotovoltaica anual asciende a unos 11 MWhe, representando un 92 % de cobertura sobre la demanda eléctrica anual (12 MWhe).

MES	E. mensual	Irradiación promedio	horas de sol útiles	Producción eléctrica	Demanda mensual	Cobertura fotovoltaica
-	**kWh/m2**	**W/m2**	**h**	**kWhe**	**kWhe**	**%**
ENERO	165	592	9	792	1000	79%
FEBRERO	155	555	10	746	1000	75%
MARZO	202	652	10	969	1000	97%
ABRIL	204	754	9	977	1000	98%
MAYO	216	775	9	1038	1000	104%
JUNIO	217	805	9	1043	1000	104%
JULIO	234	839	9	1123	1000	112%
AGOSTO	231	826	9	1107	1000	111%
SEPTIEMBRE	196	652	10	939	1000	94%
OCTUBRE	171	552	10	822	1000	82%
NOVIEMBRE	152	563	9	730	1000	73%
DICIEMBRE	156	558	9	747	1000	75%
	2299	677	9.33	**11033**	**12000**	**91.94%**

Tabla 3: Cobertura eléctrica de la demanda mediante generación fotovoltaica.

Los cálculos de merma de rendimiento de la instalación fotovoltaica se deben a varios factores. En primer lugar, se parte de un rendimiento máximo de aprovechamiento del recurso incidente sobre los módulos, que, según el fabricante, bajo condiciones de laboratorio específicas alcanza el 20.5%. Eso en la práctica no ocurre así nunca. Suele estar en torno a un 14.5-17% durante las horas de generación efectivas.

El análisis de producción realizado está basado en aproximaciones simples, pero un análisis más exhaustivo, basado en el cálculo de los parámetros eléctricos de los módulos, contemplando irradiancia instantánea incidente, la temperatura ambiente y la de la célula fotovoltaica, así como otros aspectos tales como el efecto de refrigeración por el viento harán variar el rendimiento.

No obstante, contemplando pérdidas relativas a la suciedad de los paneles (5 – 15%), envejecimiento, calentamiento de los conductores por toda la instalación y protecciones (1%), rendimiento del inversor y las baterías (12%), etc.

Así el rendimiento global de la instalación será del 75% sobre un rendimiento medio de los módulos del 16%, que se traduce en un aprovechamiento del 12% del recurso energético incidente.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

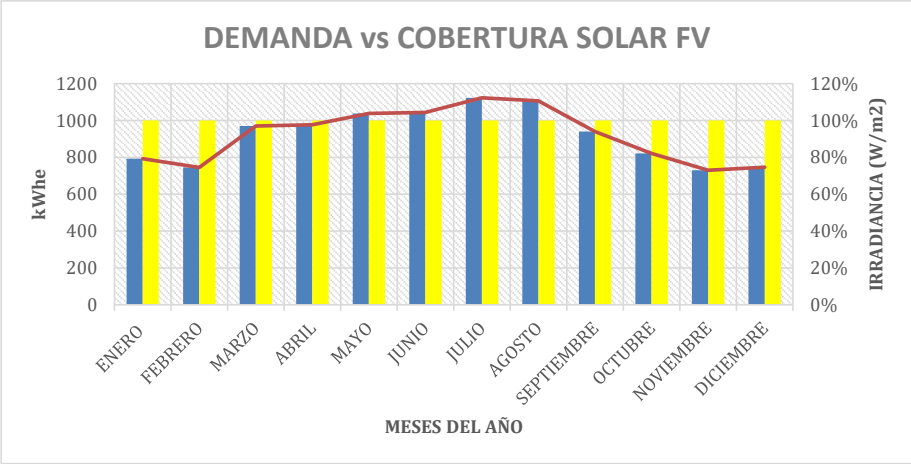


Figura 11: Recurso solar sobre CST: Irradiancia (W/m2) e Irradiación (kWh/m2) como media mensual.

4.1. Performance Loss Rate (PLR)

El rendimiento de la instalación fotovoltaica se mide a través del "Performance Loss Rate" (PLR), que considera el rendimiento eléctrico de todos los componentes de la instalación fotovoltaica, enumerados a continuación:

- FS: Factor de pérdidas por sombras sobre los paneles
- FSUC: Factor de pérdidas por suciedad de los paneles
- FCC: Factor de pérdidas por caída de tensión en los conductores
- FD: Factor de pérdidas por dispersión de la energía incidente
- FT: Factor de pérdidas por temperatura del panel
- FINV: Factor de pérdidas por el inversor
- FPAE: Factor de pérdidas agregado por otros motivos

	Sombras	Suciedad	Cableado	Dispersión	Temperatura	Inversor y baterías	Otros	
Mes	**FS**	**FSUC**	**FCC**	**FD**	**FT**	**FINV**	**FPAE**	**Total**
ENE	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	94.0%	95.0%	95.0%	75.9%
FEB	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	94.0%	95.0%	95.0%	75.9%
MAR	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	93.0%	95.0%	95.0%	75.0%
ABR	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	93.0%	95.0%	95.0%	75.0%
MAY	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	92.0%	95.0%	95.0%	74.2%
JUN	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	91.0%	95.0%	95.0%	73.4%
JUL	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	91.0%	95.0%	95.0%	73.4%
AGO	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	90.5%	95.0%	95.0%	73.0%
SEP	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	91.0%	95.0%	95.0%	73.4%
OCT	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	92.0%	95.0%	95.0%	74.2%
NOV	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	94.0%	95.0%	95.0%	75.9%
DIC	98.0%	95.0%	98.0%	98.0%	94.0%	95.0%	95.0%	75.9%
MEDIA	**98%**	**95%**	**98.0%**	**98%**	**92.5%**	**95%**	**95.0%**	**74.6%**

Tabla 4: Cálculo de la estimación del Performance Loss Rate de la instalación fotovoltaica.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

De modo que, el rendimiento global de la instalación fotovoltaica se ha estimado en un PLR del 75%, aplicado sobre el rendimiento de los paneles en modo rutinario (16%), es decir, fuera de las condiciones de laboratorio. Así, el rendimiento de la instalación medio anual se establece en un 12% sobre el recurso solar incidente.

5. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Se ha determinado el número de módulos fotovoltaicos que serán distribuidos en 2 filas de 9 paneles, estando cada fila formada por 9 módulos en grupos de 3, siendo la corriente máxima de salida de cada fila (33A) igual a la suma de los 3 bloque en paralelo de cada fila, o sea, tres veces la intensidad de cortocircuito del módulo, siendo todos ellos iguales entre sí. La potencia pico de cada fila de paneles es de 4095 Wp en condiciones STC.

Asociado a cada fila de paneles se dimensiona un inversor adecuado para la instalación proyectada, cuya potencia de salida en corriente alterna corresponde a 5 kW, siendo así la potencia total instalada de 10 kW, al proyectarse una instalación fotovoltaica modular compuesta por 2 inversores, también iguales entre sí.

La configuración de interconexionado de los módulos fotovoltaicos y el dimensionamiento del sistema de almacenamiento por baterías estacionarias queda descrito en la memoria descriptiva. Las baterías se unirán en serie, formando 2 bloques de 8 unidades cada uno, un bloque por cada inversor, y tienen una capacidad total de 28.8 kWh (cada bloque), lo que supone una autonomía, respecto a la demanda eléctrica diaria de la vivienda que corresponde a una media de 30 kWh/día, de 1.4 días, tras haber contemplado una capacidad útil respecto a la capacidad total de la batería de un 80%.

Respecto al cálculo y dimensionado de las envolventes y protecciones, así como las canalizaciones y conductores de enlace entre los diversos cuadros eléctricos, que están definidos en el apartado de Planos, así como la toma de tierra del sistema de generación, quedan reflejados en este documento de justificación de las soluciones adoptadas que han sido proyectadas.

6. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1 Sombras. Separación entre módulos fotovoltaicos y obstáculos

Para evitar en la medida de lo posible la proyección de sombras sobre los módulos, evitando así pérdidas indeseadas de rendimiento del sistema de generación fotovoltaico, se guardará la distancia de separación necesaria entre filas de captadores, así como éstas de los obstáculos y elementos que pudieran existir sobre la cubierta de la vivienda y los muros que bordean el perímetro de la cubierta. Los cálculos realizados se basan en las indicaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Baja Temperatura del IDAE de enero 2009.

La distancia mínima d, medida en planta (sobre la horizontal), entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo, cuya diferencia de altura h respecto de la elevación inicial del suelo del panel respecto del obstáculo, que pueda proyectar sombras sobre los mismos, ha de ser como mínimo igual a h·k, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor de k = 1/ tan (61° – latitud).

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla 7 en función de la latitud del lugar.

Tabla 7

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,4715	2,747	3,078	3,487

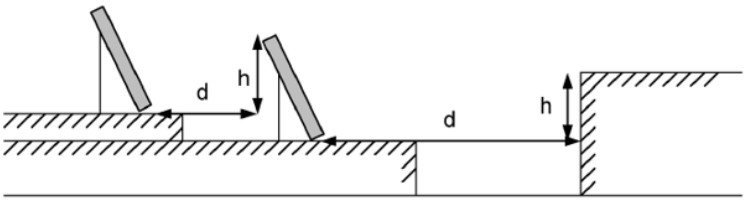


Figura 12: Distanciamiento mínimo de diseño entre fila de captadores (Obstáculos).

Características generales:

En el caso que nos ocupa, para la latitud del lugar (28.5º) tenemos los siguientes elementos que pueden provocar sombras sobre los módulos fotovoltaicos:

1. Parapeto de cubierta/ lucernario.
2. Árbol situado al Este del centro de la cubierta.

Figura 13: Situación de los alrededores de la vivienda (Obstáculos).

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

6.1.1 Separación entre fila de paneles y muro del parapeto de la cubierta

Contemplando los siguientes datos:

- Altura del parapeto/ lucernario (h1 [muro]): 0.5 m
- Altura de la cimentación (h2 [cimiento]): 0.2 m
  - Altura de cómputo: h = h1 - h2 = 0.3 m

I. Separación mínima de retranqueo del muro de los módulos fotovoltaicos **(Solución): 50 cm**

$$d\ (\text{mín.}) = h \cdot k$$

i. Altura del parapeto respecto de la base de los módulos elevados por los lastes de altura igual a 20 cm:

   I. h = 50 – 20 = 30 cm

ii. Coeficiente de distanciamiento: k = 1 / tan (61º - L):

   I. Siendo, la latitud del emplazamiento: L = 28.5º

   II. Así, k = 1 / tan (32.5º) = 1.57

iii. d (mín. de retranqueo) = h · k = 0.3 m · 1.57 = 0.471 m

De modo que, siendo h = 30 cm y la distancia mínima de retranqueo de la fila de paneles del muro de la cubierta a implementar se establecerá 50 cm, el ángulo de elevación definido por el triángulo rectángulo descrito según el parapeto del murillo, respecto a la distancia de los módulos corresponde a 31º aplicando geometría pitagórica para su determinación.

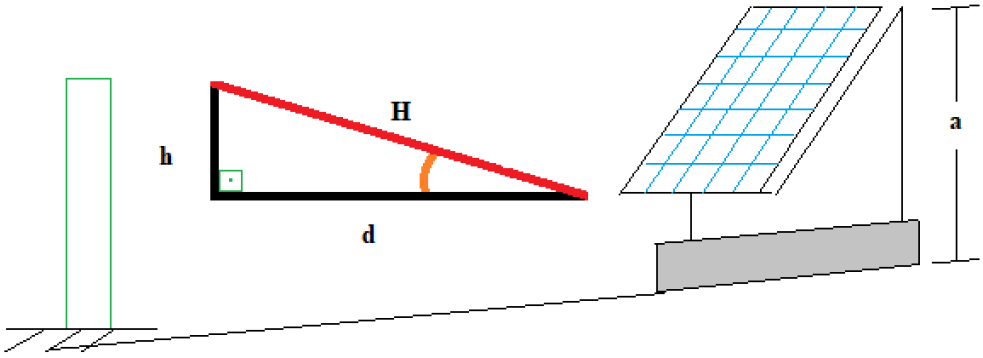


Figura 14: Triángulo de proyección de sombras sobre el campo FV. Distanciamiento del muro.

6.1.2 Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos:

La otra fila de paneles se encuentra en el extremo opuesto de la cubierta, cuya distancia es de unos 6 m. Siendo la altura cenital de la primera fila de paneles a = L · Sen (25º) más la altura de elevación de la estructura sobre el lastre a contar desde el suelo de la cubierta, siendo L la longitud del panel (2.112 m), y 25º

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

la inclinación de la fila de delantera, la altura de cómputo para la distancia entre filas de paneles es h = a + = 90 cm.

De modo, que, aplicando el mismo procedimiento, la distancia de separación mínima para evitar sombras producidas por la primera fila sobre la segunda fila de paneles corresponderá a lo siguiente **(Solución): 150 cm**.

II. Separación mínima de retranqueo de la primera fila de paneles de los módulos fotovoltaicos de la segunda fila (Solución): 50 cm

$$d\ (\text{mín.}) = h \cdot k$$

i. Altura efectiva de la primera fila de paneles respecto de la base de los módulos, elevados por los lastes de cimentación, suponiendo que la inclinación de la cubierta es nula:

I. h = (90 + 20) – 20 = 90 cm

ii. Coeficiente de distanciamiento: k = 1 / tan (61º - L):

I. Siendo, la latitud del emplazamiento: L = 28.5º

II. Así, k = 1 / tan (32.5º) = 1.57

iii. d (mín. de retranqueo) = h · k = 0.9 m · 1.57 = 1.413 m

Ahora bien, siendo la distancia proyectada entre filas mucho mayor a la distancia mínima de 150 cm para evitar sombras, se considera que no habrá pérdidas por sombras por distanciamiento entre filas de paneles.

III. Árbol en la fachada este-(E) del centro de la cubierta:

Actualmente, el árbol no proyecta sombras sobre la cubierta por su tamaño, pero durante la vida útil de la instalación, es probable que éste crezca y sí pueda ocasionar pérdidas por sombras, en cuyo caso, deberá cuidarse este aspecto mediante la poda de las ramas superiores en los momentos adecuados.

6.1.3 Pérdidas por sombras por obstáculos:

El diagrama de sombras corresponde únicamente a las sombras que pudiera provocar el parapeto del muro de la cubierta sobre la primera fila de paneles, por una inadecuada o insuficiente distancia de separación.

Aplicando en la herramienta de cálculo y dimensionamiento de CENSOLAR, Censol 5.0, el resultado indica que separando la estructura de la primera fila de paneles un ángulo de 31º, las pérdidas por sombras ascienden, según muestra el gráfico, a un 6% (aunque será algo menos debido a que la latitud real es menor a la que el programa permite introducir). Para la segunda fila se descartan pérdidas por sombras.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

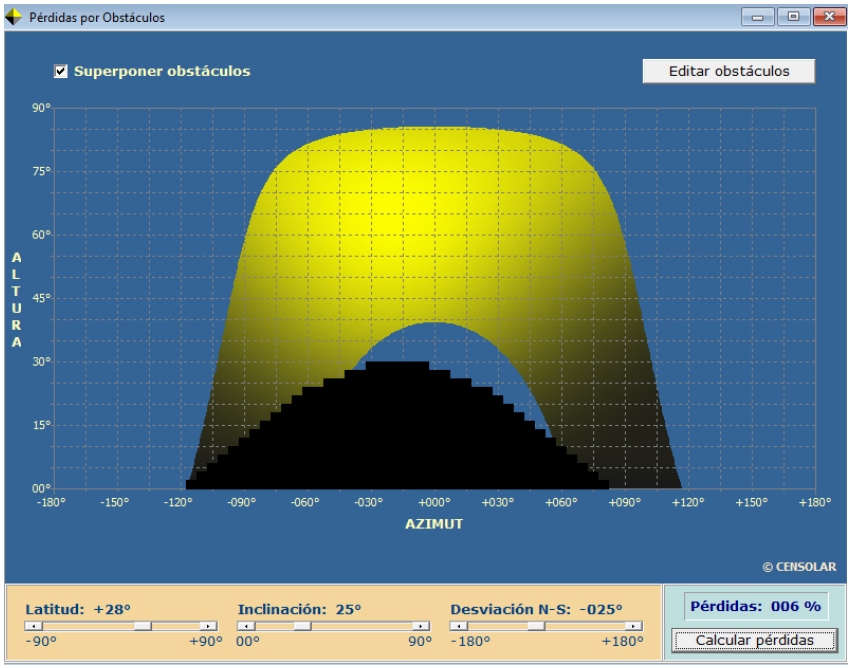


Figura 15: Pérdidas por sombras (6%). Diagrama ocasionado por el muro sobre la primera fila de paneles.

Se resuelve entonces elevar la distancia calculada de 50 cm hasta 75 o 100 cm, con el fin de reducir estos valores de pérdidas por sombras en los instantes en que ocurrirán, que son ya de por sí aceptables, y facilitar aún más la transitabilidad al parapeto de la cubierta en que se encuentra la primera fila de paneles tanto para labores de montaje como de mantenimiento y su uso por los inquilinos.

6.1.4 Perfil de captación solar según las sombras por obstáculos:

El programa de CENSOLAR además permite prever sobré qué hora de cada día del año comenzará a incidir radiación directa sobre el plano de captación (28.5º), en la orientación (25º SSO) e inclinación (+25º) propuesta, para la fecha de 21 de diciembre (solsticio de invierno).

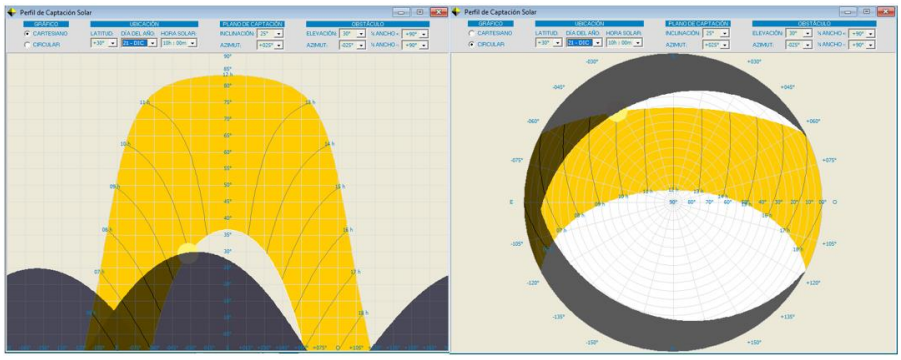


Figura 16: Perfil de captación. Afección de sombras por obstáculos según la época del año.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

6.2 Cálculo del almacenamiento por baterías en función de la demanda

Según la demanda energética de la vivienda, cerca de 1000 kWh/mes, obtenida a partir de la lectura de los consumos medios anuales, mensuales y diarios, disponibles en las facturas facilitadas por el propietario, se procede al análisis del subsistema de almacenamiento eléctrico por medio de baterías estacionarias de plomo ácido abiertas "OPzS", recomendadas para las instalaciones de energía solar fotovoltaica. **(Solución): 2 bloques de 8 baterías en serie cada uno, con autonomía total para 34 horas.**

6.2.1 Dimensionamiento de las baterías eléctricas

De modo que, para determinar la capacidad total necesaria para hacer frente a la demanda eléctrica solicitada por la vivienda, se aplica la siguiente metodología de cálculo:

- Demanda diaria: 1000 kWh/mes / 30.5 días/mes = 30 kWh/día.
- Capacidad unitaria: 600 Ah · 6V = 3600 Wh
- Tensión de trabajo asignada: 48 V
    - Unidades a interconectar en serie: 48 V / 6 V = 8 unidades
- Capacidad del bloque de 8 unidades: 3600 Wh · 8 ud = 28800 Wh = 28.8 kWh
- Profundidad de descarga: 80%
- Capacidad real del del bloque: 28.8 kWh · 80% = 23.04 kWh
- Tiempo de autonomía de un bloque de baterías: 23.08 kWh / 30 kWh/día = 0.7025 días

Por tanto, se propone la solución de aplicar no uno, sino 2 bloque de baterías, de modo que la autonomía ascienda a valores más razonables: 1.405 días (34 horas).

Siendo la profundidad máxima de descarga hasta el 10%, y la máxima carga, el 90% de la capacidad de la batería. Dichos umbrales serán regulados por el inversor de manera automática tras la configuración y puesta en marcha del equipo.

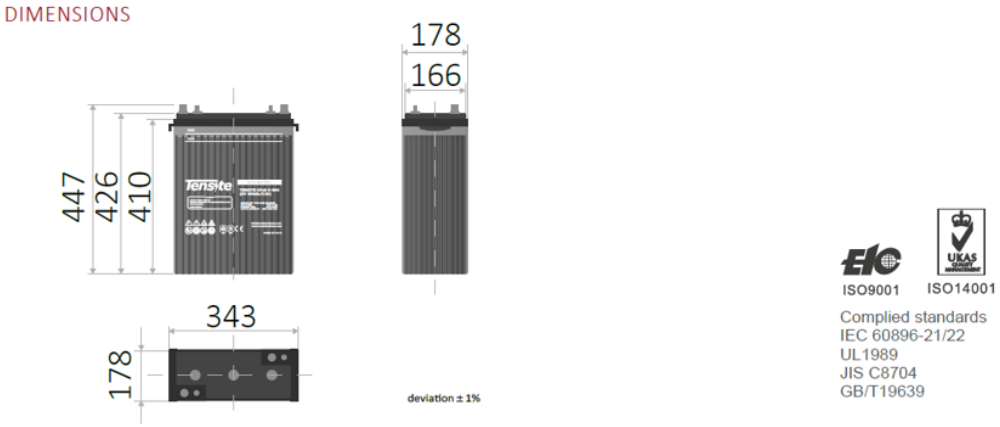


Figura 17: Dimensiones de las baterías estacionarias OPzS de plomo ácido seleccionadas.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

6.3 Cableado: Cálculo de la sección de los conductores

6.3.1 Conductores de corriente continua

6.3.1.1 Metodología

Estando el formulario de ecuaciones a emplear basado la Ley de Ohm, y aplicando posteriormente los criterios establecidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para el sobredimensionamiento de la sección de los conductores en cuanto al requerimiento de máxima caída de tensión admisible (1.5%) y de máxima intensidad (125%), tenemos:

$$\Delta U = I \cdot R$$

Ecuación 1: Ley de Ohm aplicada a la máxima caída de tensión permitida.

Donde:

- ΔU es la máxima caída de tensión admisible, regulada por el REBT, establecida en un 1.5 %, tanto para la parte de corriente continua como para la de alterna.
- I es la intensidad de corriente máxima esperable (A)
- R es la resistencia del conductor (ohm)

La resistencia se calcula como:

$$R = (2 \cdot L) / (K \cdot S)$$

Ecuación 2: Sección del conductor de corriente continua CC.

Siendo:

- L es la longitud del cable (DC) desde la salida de los paneles hasta el inversor [m]
- K es la conductividad del cable a la temperatura de operación [m / ohm·mm^2]
- S es la sección transversal del cable (DC) [mm^2]

Los valores de la conductividad según el material del conductor (cobre o aluminio) se pueden tomar de la tabla siguiente:

Material	C_{20}	C_{40}	C_{70}	C_{90}
Cobre	56	52	48	44
Aluminio	35	32	30	28
Temperatura	20 °C	40 °C	70 °C	90 °C

Figura 18: Conductividades (m / ohm·mm^2) de los cables según el material del conductor.

La longitud del cable de corriente continua corresponde con la distancia entre el punto extremo del string más cercano al inversor pues es donde recoge la suma de las intensidades de los 3 string de cada fila de paneles hasta llegar al inversor.

Dicha distancia queda estimada en unos 15 m desde la unión en cada fila de paneles hasta cada inversor, pero, para llevar a cabo los cálculos, se asumirá un valor mayorado 5 m, es decir, la longitud total del cable colector de corriente de la parte de continua de la instalación fotovoltaica empleada para los cálculos será igual a una distancia de 20 m.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

La intensidad máxima prevista corresponderá a la suma de las corrientes de cortocircuito (Isc = 11.41 A) de los tres string de cada fila. Así, la intensidad total que recorrerá el cable de continua de cada una de las 2 filas de 9 paneles hasta el inversor será de 34.23 A.

Ahora bien, en cuanto a la conductividad, se tomará aquella más conservadora, asumiendo pues una Tª máxima del conductor de 90ºC. La conductividad del cobre correspondiente a dicha temperatura según la tabla es de 44 m/ohm·mm^2.

6.3.1.2 Cálculos

Se define de manera iterativa el valor de la sección mínima del cable de la parte del circuito de corriente continua, y finalmente se toma un valor de 16 mm^2, para cumplir así con el requerimiento del % máx. de caída de tensión en los terminales, que será:

$$\Delta U = I \cdot [(2 \cdot L) / (K \cdot S)] < e$$

ΔU = (34.23 A · 2 líneas · 20 m) / (44 m/ohm·mm^2· 16 mm^2) = 1'945 V.

Entonces, para cumplir el requerimiento de máxima caída de tensión admisible, fijada en un 1.5%:

$$\Delta U / U_{máx} < 1.5\%$$

Si la tensión de cálculo es de *Umáx* = 145 V correspondiente a la tensión máxima que admite el inversor desde la parte de corriente continua, a unos 90ºC de temperatura entre polo positivo y negativo del inversor, el % de caída de tensión correspondiente será de (1.945 V / 145 V) = 1,34 % < 1'50 %. Por tanto, se cumple el requisito de máxima caída de tensión admisible entre líneas.

El 125% de la intensidad máxima prevista en los cálculos corresponde a 34.23 A · 125% = 42.8 A, que queda sobradamente compensada por la dimensión de la sección de cable (16 mm^2) propuesta.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 ºC. N.º de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos[3] en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos[3] en montaje superficial o emprotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared[2]					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre[4] Distancia a la pared no inferior a 0.3D[5]						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo[4] Distancia a la pared no inferior a D[5]							3x PVC			3x XLPE o EPR[11]	
G		Cables unipolares separados mínimo D[5]									3x PVC[9]		3x XLPE o EPR
		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

Figura 19: Tabla de dimensionamiento de la sección del cable (CC) según tipo de instalación (Tipo C).

6.3.1.3 Resultados

Para el cable calculado para la parte de continua, según la ITC 19 del REBT de 2002, en su actualización a fecha de 2022, con una sección de 16 mm², la intensidad máxima admisible del cable bipolar [x2] (dos cables dentro del conductor) varía entre de 70 - 91 A, según tenga recubrimiento de PVC o sea tipo XLPE/ EPR.

La intensidad máxima que puede atravesar el cableado de la parte de continua corresponde a la suma de las corrientes de cortocircuito de los string, que como suma de los 3 strings corresponde a 34.23 A. A dicha cantidad, según el REBT, el cableado tanto de continua como de alterna, hay que sobredimensionar un 125% para protegerlo contra sobreintensidades, por tanto, el 125% de 34.23 A = 42.8 A < 70 A y también, < 91 A.

Se aprecia que la intensidad teórica es muy inferior a la intensidad admisible por el cable calculado para instalar con seguridad, de sección 16 mm², por lo que teóricamente no sería necesario instalar elementos de protección en el cable de continua; no obstante, aun así, se pondrá los respectivos fusibles de 63 A (tanto en el positivo, como en el negativo) como protección en la parte de continua contra sobreintensidades inesperadas que pudieran producirse en la instalación fotovoltaica.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS — BAJA TENSIÓN

P-Sun 2.0 CPRO
ZZ-F

TEST VERIFIED BUREAU VERITAS Industry

ECOLÓGICO

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F

APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98

Figura 20: Cableado de corriente continua entre la salida de los módulos y la entrada al inversor.

6.3.2 Conductores de corriente alterna

6.3.2.1 Metodología

Siguiendo la metodología de cálculo de conductores eléctrico, la sección mínima del conductor para la parte de alterna desde el inversor se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2PL}{\gamma U e}$$

Ecuación 3: Sección del conductor de corriente alterna CA.

Donde:

- S: Sección del cable de salida del inversor en corriente alterna.
- P: Potencia máxima que puede transmitir cada inversor.
- L: Longitud del conductor de corriente alterna.
- γ: Conductividad del material conductor en (m/ohm) / mm².
- U: Tensión de transmisión del inversor en Vac.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- e: Valor de la máxima caída de tensión permitida en V.

Longitud del conductor: Cada inversor se situará al lado del cuadro de protecciones de la instalación por la parte de corriente alterna, cuya distancia, desde el inversor hasta dicha caja de protección, se estima de 1 m, aunque se tomará como distancia de cálculo 2 metros. Allí se unirán, a través del diferencial de dicho cuadro del inversor, cuya limitación de amperaje será de 63A, las salidas, en corriente alterna, de cada inversor. Y finalmente, desde el cuadro hasta la envolvente general de la vivienda, se toma una distancia de cálculo de 15 metros como valor ya mayorado. Por tanto, la distancia entre la salida de cada inversor y la de la envolvente general se establece en 17 m (longitud de cálculo del cableado de CA). Así, se asegura que no habrá problemas mecánicos, ni eléctricos ya que queda sobredimensionada la caída de tensión máxima.

6.3.2.2 Cálculos

Requisito 1: Caída de tensión máxima [0'5, 1'5] %

Para el cableado de CA, se ha seguido el mismo procedimiento que para el de CC. En el REBT y las ITC se establecen los criterios de caída de tensión máxima admisible en el circuito, aplicable al circuito de corriente alterna tras el inversor.

Según la situación, se permiten caídas comprendidas entre un 0'5 y un 1'5 % de la tensión nominal del circuito entre ambos extremos; lo más conservador sería realizar los cálculos conforme a las restricciones más restrictivas, pero los resultados implican sobredimensionar en exceso la sección de los conductores, por lo que en este caso se empleará una caída máxima correspondiente al 1'5%.

Los datos para la realización de los cálculos serán, pues:

- S: Variable (incógnita) a calcular.
- P: Potencia máxima que pueden transmitir ambos inversores en conjunto: 20.000 W.
- L: Longitud mayorada de los conductores: 17 m.
- γ: Conductividad a 90ºC: 44 (m/ohm)/mm2
- U: Tensión de transmisión por los inversores: 230 Vac
- e: Caída de tensión tolerable (1.5%): e = 1.5% * 230 Vac = 3.45 V.

La aplicación de la ecuación del cálculo de la sección mínima del conductor de alterna hasta la envolvente general de la vivienda, para que devuelva el resultado en mm^2, adoptará la siguiente forma:

$$S = [(2 \cdot P \cdot L) / (\gamma \cdot U \cdot e)]$$

S = [(2 líneas · (2 inversores · 5.000 W/inversor) · 17 m) / (44 (m/ohm) / mm^2 · 230 Vac · 3.45V]
= 9.74 mm^2

De manera que la sección mínima comercial de salida de los inversores hasta la envolvente general, pasando por los dispositivos de protección de la vivienda relativos al cuadro de protecciones a la salida de los inversores corresponde a 10 mm^2. La sección de 10 mm^2 corresponde a un aguante de 52 a 68 A, según se recubra con PVC o XLPE, respectivamente, como material aislante para instalaciones tipo C.

Requisito 2: Máxima intensidad [125%]

El requisito de sobredimensionamiento de cable conforme al criterio de máxima intensidad del REBT, implica comparar la intensidad máxima prevista de conducción una vez mayorada la intensidad al 125%, con

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

la intensidad admisible por el cable seleccionado. La intensidad máxima prevista es la suma de intensidades de cada inversor:

$$I = P / V = (2 \text{ inversores} \cdot 5000 \text{ W/inversor}) / 230 \text{ V} = 43.5 \text{ A}$$

Ahora, para evitar posibles sobrecalentamientos del cableado, debe poder soportar un 125% de la intensidad conjunta de los inversores, que corresponde a 43.5 A · 1.25 = 54.35 A. Dicho valor se encuentra dentro del rango de corrientes admisibles por el conductor de 10 mm2 si éste tiene el recubrimiento de XLPE, que corresponde a 68 A.

No obstante, la solución que se adoptará irá en la línea de emplear conductores de 16 mm2, cuya intensidad máxima admisible es de 70 – 91 A, y, además, las protecciones están calculadas para actuar en caso de que la intensidad alcance los 63 A.

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 ºC. N.º de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos[2] en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos[2] en montaje superficial o emprotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared[2]					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre[4] Distancia a la pared no inferior a 0.3D[5]						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo[4] Distancia a la pared no inferior a D[5]							3x PVC			3x XLPE o EPR[11]	
G		Cables unipolares separados mínimo D[5]									3x PVC[9]		3x XLPE o EPR
		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

Figura 21: Tabla de dimensionamiento de la sección del cable (CA) según tipo de instalación (Tipo C).

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

6.3.2.3 Resultados

Para el cable calculado para la parte de alterna, según la ITC 19 del REBT, con una sección de 16 mm^2 la intensidad máxima admisible del cable varía entre de 70 - 91 A, según tenga recubrimiento de PVC o sea tipo XLPE/ EPR.

La intensidad máxima que puede atravesar el cableado de la parte de alterna fotovoltaica, es decir, tras ser convertida la corriente continua proveniente tanto de las baterías como del campo fotovoltaico por los inversores, corresponde a la suma de las corrientes de ambos inversores, que corresponde a unos 43.5 A calculados a partir de la suma de las potencias nominales de los inversores (10 kW), y la tensión efectiva de salida de los mismos (230 Vac).

Una vez sobredimensionado un 125% de los 43.5 A para protegerlo contra sobreintensidades, el amperaje que debe aguantar el cable de alterna es de 54.35 A < 70 A y también, < 91 A, correspondientes a la sección de 16 mm2 seleccionada.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS — BAJA TENSIÓN

P-Sun 2.0 CPRO
ZZ-F

TEST VERIFIED BUREAU VERITAS Industry

ECOLÓGICO

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
Designación genérica: ZZ-F

APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1.5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98

Figura 22: Cableado de corriente alterna entre la salida de los inversores y el cuadro general.

6.4 Protecciones eléctricas

6.4.1 Protecciones de corriente continua

De acuerdo con los cálculos planteados, se dispondrá de una envolvente de protecciones antes del inversor, por la parte de CC, y junto al inversor, dispuesto con los elementos de protección de la parte de

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

corriente continua de la instalación fotovoltaica. También ahí se instalará el cableado hacia el armario de baterías de almacenamiento; todo ello integrado en un solo cuadro, separado por completo del cuadro con las protecciones de corriente alterna.

Los elementos de protección dispuestos serán los siguientes:

1. Dos fusibles C63 de 63 A por inversor, uno en cada polo, para proteger al inversor en caso de una contingencia. En total se dispondrá de 4 fusibles.
2. Un elemento de protección contra sobretensiones conectado a la tierra de la vivienda, para prevenir y proteger la instalación aguas abajo de alguna contingencia, como pudiera ser la caída de un rayo.
3. Un interruptor magnetotérmico C40 de corriente continua de 40 A.

6.4.1.1 Fusibles de CC

Dado que la intensidad máxima de corriente continua a la salida de cada fila de paneles corresponde a 34.23 A, tras mayorar un 125% resulta en 42.79 A, y el cable de 16 mm2 de sección soporta más de 70 A, se instalará dos fusibles de 63 A por inversor, uno en cada polo, para proteger al inversor en caso de una contingencia. En total se dispondrá de 4 fusibles.

- Fusibles de cartucho NFC, Tesys GS,
- Cilíndrico
- Medidas: 22 mm x 58 mm
- Fusible tipo gG
- 500 VCA
- 63 A
- sin percutor

Porta fusibles. Producto conforme a la norma EN 60269-3 y UNE-EN 60947-3:

- Conexión por bornes de caja para cable rígido hasta 10 mm2 (6 mm2 cable flexible).
- Corte plenamente aparente. o Un espacio en el interior permite ubicar un fusible de recambio.
- Señalización por indicador luminoso (opcional como accesorio).

Características específicas 1P+N y 3P+N:

- Seccionamiento de fase y neutro en un único módulo (2 pasos de 9 mm).
- La apertura de la fase implica obligatoriamente la apertura del neutro.
- La conexión del neutro se establece antes que las fases y la desconexión es posterior.
- Suministrados sin fusible. Debe incorporarse un cartucho fusible tipo aM o gG (gL-gl) a la base portafusibles STI (con o sin testigo de fusión).

6.4.1.2 Sobretensiones de CC

Siendo conveniente instalar dispositivos de protección contra sobretensiones externos a los propios que integra cada inversor, para proteger al mismo, y reducir así su mantenimiento, se proyecta instalar un

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

DPC conectado a la tierra de la vivienda por cada fila de paneles, seguidamente de los fusibles, para proteger a la instalación aguas abajo de alguna contingencia.

Así, se requiere un descargador de sobretensiones en la parte de continua del tipo 2 (dos polos por ser monofásico), de disparo mayor a 1000 -1500 V (relativo a la tensión máxima de trabajo de los paneles FV. Se elegirá el descargador de sobretensiones DEHNguard M TT 2P CI 275.Catálogo (pág. 61) o similar.

Descargador de sobretensiones – Tipo 2

DEHNguard M TT 2P CI ... (FM)

Descargador de sobretensiones modular con fusible integrado para sistemas TT/TN 230 V (circuito 1+1); en la versión FM con contacto de señalización a distancia (contacto conmutado libre de potencial).

Tipo DG ...	M TT 2P CI 275	M TT 2P CI 275 FM
Art.-Nr.	952 171	952 176
DPS según EN 61643-11 / ... IEC 61643-11	Tipo 2 / Clase II	Tipo 2 / Clase II
Máxima tensión permisible de servicio AC [L-N] (U_C)	275 V (50 / 60 Hz)	275 V (50 / 60 Hz)
Corriente nominal de descarga (8/20 µs) [L-N] (I_n)	12.5 kA	12.5 kA
Corriente nominal máx. de descarga (8/20 µs) [L-N] (I_{max})	25 kA	25 kA
Nivel de protección [L-N]/[N-PE] (U_P)	≤ 1.5 / ≤ 1.5 kV	≤ 1.5 / ≤ 1.5 kV
Fusible previo máx.	no requiere	no requiere
Certificaciones	KEMA, VDE	KEMA, VDE
Contactos FM / Forma de los contactos	—	contacto conmutado

Figura 23: Descargador de sobretensiones para la parte de corriente continua.

6.4.1.3 Magnetotérmico de CC

Visto que la corriente máxima que circularía por los conductores de corriente continua se limita a 34.23 A, se instalará un interruptor magnetotérmico de corriente continua de 40 A. Si se superase por cualquier motivo, saltaría.

Si se diera el caso de incendio por sobre intensidades del cableado de continua, si no actuara este magneto por soldarse los plásticos que lo componen, actuarían los fusibles, en cualquier caso, garantizando la integridad de la mayor parte de la instalación.

6.4.2 Protecciones de corriente alterna

De acuerdo con los cálculos planteados, se dispondrá de una envolvente de protecciones después del inversor, por la parte de CA, que estará colocado a una distancia máxima de 2 metros, y en la que se unirán las salidas de ambos inversores proyectados.

La envolvente a la salida de los inversores hacia la vivienda contará con los elementos de protección de la parte de corriente alterna para proteger a la instalación eléctrica de la vivienda de cualquier contingencia que pudiera ocurrir a partir del incorrecto funcionamiento del inversor. Los elementos deben cumplir la siguiente restricción:

$$I_{AC} < I_N < I_{máx_admisible_cable}$$

$$45\ A \cdot 125\% = 56.25\ A < 63A < 72\ A$$

Figura 24: Requisito de dimensionado para las protecciones de corriente alterna.

Los elementos de protección dispuestos serán los siguientes:

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

1. Un interruptor diferencial de 30 mA de sensibilidad
2. Un elemento de protección contra sobretensiones conectado a la tierra de la vivienda, para prevenir y proteger la instalación aguas abajo de alguna contingencia, como pudiera ser un mal funcionamiento del inversor.
3. Un interruptor magnetotérmico C40 de corriente continua de 40 A.

6.4.2.1 Interruptor diferencial de CA

Siendo la intensidad prevista de circulación por el cableado de alterna en la unión de los conductores a las salidas de los inversores, conjuntamente, de 43.5 A, tras mayorar un 125% resulta en 54.38 A, y siendo el interruptor diferencial un elemento fundamental de la instalación fotovoltaica en la parte de corriente alterna, se proyecta instalar un interruptor diferencial de 63 A y 30 mA de sensibilidad, por si hubiera alguna derivación de corriente, para proteger a las personas y los elementos de la vivienda, con las siguiente características.

- Clase A
- Calibre: 63 A
- Nº de polos: 2
- Sensibilidad: 30 mA
- Influye en el tiempo de respuesta.

6.4.2.2 Sobretensiones CA

Un elemento de protección contra sobretensiones conectado a la tierra de la vivienda, para prevenir y proteger la instalación aguas abajo de alguna contingencia, como pudiera ser un mal funcionamiento del inversor.

Así, se requiere un descargador de sobretensiones en la parte de continua del tipo 2 (dos polos por ser monofásico), de disparo mayor a 1000 -1500 V (relativo a la tensión máxima de trabajo de los paneles FV. Se elegirá el descargador de sobretensiones DEHNguard M TT 2P CI 275.Catálogo (pág. 61) o similar.

Descargador de sobretensiones – Tipo 2

DEHNguard M TT 2P CI ... (FM)

Descargador de sobretensiones modular con fusible integrado para sistemas TT/TN 230 V (circuito 1+1); en la versión FM con contacto de señalización a distancia (contacto conmutado libre de potencial).

Tipo DG ...	M TT 2P CI 275	M TT 2P CI 275 FM
Art.-Nr.	952 171	952 176
DPS según EN 61643-11 / ... IEC 61643-11	Tipo 2 / Clase II	Tipo 2 / Clase II
Máxima tensión permisible de servicio AC [L-N] (U_C)	275 V (50 / 60 Hz)	275 V (50 / 60 Hz)
Corriente nominal de descarga (8/20 µs) [L-N] (I_n)	12.5 kA	12.5 kA
Corriente nominal máx. de descarga (8/20 µs) [L-N] (I_{max})	25 kA	25 kA
Nivel de protección [L-N]/[N-PE] (U_P)	≤ 1.5 / ≤ 1.5 kV	≤ 1.5 / ≤ 1.5 kV
Fusible previo máx.	no requiere	no requiere
Certificaciones	KEMA, VDE	KEMA, VDE
Contactos FM / Forma de los contactos	—	contacto conmutado

Figura 25: Descargador de sobretensiones para la parte de corriente alterna.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

6.4.2.3 Magnetotérmico de CA

Un elemento de protección contra sobretensiones conectado a la tierra de la vivienda, para prevenir y proteger la instalación aguas abajo de alguna contingencia, como pudiera ser un mal funcionamiento del inversor. El ITM tendrá las siguientes características.

- Curva: tipo C
- Calibre: 63 A
- Nº de polos: 2
- Poder de corte: 10 kA
- Influye en el tiempo de vida.

6.5 Puesta a tierra. Toma de tierra de la instalación fotovoltaica

La instalación de puesta a tierra del campo fotovoltaico es un requisito de diseño, y debe ser una toma independiente de la de la vivienda. Dicha instalación cumplirá con lo estipulado en la ITC BT-14, 18, y 25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, instalaciones de puesta a tierra, además del art.15 del Real Decreto 1699/2011 y la normativa que lo desarrolla sobre seguridad industrial, que se encuentra en el Real Decreto 560/2010.

Tabla 1. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm² Cobre 16 mm² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm² Cobre 50 mm² Hierro	
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Figura 26: Exigencias del REBT ITC 18 para la toma de tierra. Tabla 1. Secciones mínimas.

Según la tabla 1 del REBT en su ITC-18 sobre sección mínima del conductor de tierra, la sección mínima del conductor último (el más próximo a tierra) será de 16 mm2. No obstante, los conductores amarillo y verde de tierra de las instalaciones eléctricas que se conectan a las tomas de corriente tienen una sección mucho menor.

Una sección de 6 mm2 en una instalación tipo C (conductores dentro de tubos no enterrados) como la que se proyecta para los conductores de tierra de los paneles solares, aguanta un mínimo de 40 A, que es superior a la intensidad máxima previsible por fila de paneles en el campo fotovoltaico (3 x Isc = 33 A).

Debe cumplirse que la intensidad multiplicada por la resistencia del cable de conexión a tierra en toda su longitud sea inferior a la tensión umbral citada, es decir:

$$Ra \times Ia < U$$

Ecuación 4: Dimensionamiento de la puesta a tierra del campo solar fotovoltaico.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Además, se establecen umbrales de resistencia óhmica (impedancias) de "Ra" = 37 ohm, y se contempla unos umbrales de tensión "U", de 24 – 57 V, siendo la intensidad la de sensibilidad de los interruptores diferenciales [ID], que para el caso de viviendas corresponde a "Ia" = 30 mA.

Las características de la pica de la puesta a tierra serán las relativas a la normativa de instalaciones de puesta a tierra, que consiste en lo siguiente: El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m, y recomendablemente, no inferior a 80 cm. En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne (electrodos enterrados/ pica de 80 cm como mínimo) principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de unión equipotencial principal.
- Los conductores de protección a la tierra.
- Los conductores de puesta a tierra.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

7. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN TERMOSOLAR

7.1. Aspectos generales

Se plantea instalar un captador solar térmico de la marca Junkers, concretamente el modelo Junkers FCC-2S, cuyo ensayo de rendimiento es favorable, de alto rendimiento, y cuya disponibilidad en el mercado también lo es.

Dicho captador irá montado sobre una estructura de perfiles metálicos que además de al CST soportará un depósito de acumulación de agua 200 L termosifón, anclado convenientemente para soportar las rachas máximas de viento que pudieran producirse en el emplazamiento.

Se ha determinado que el número más adecuado de captadores térmicos es una unidad, y que el tamaño del acumulador comercial de 200 L es el más adecuado para el volumen de demanda requerida por la vivienda y sus convivientes, conformado por un total de 7 miembros, unos 28.5 L/(persona·día).

Se ha tenido en cuenta la temperatura del A.C.S. acumulada recomendada por el Pliego de Condiciones Técnicas de Baja Temperatura del IDEA de enero de 2009, en el que se establece, según la tabla 3 del correspondiente documento que, en viviendas unifamiliares, como es el caso, la demanda de A.C.S. a 60ºC de temperatura requiere un volumen de acumulación de 30 L/persona·día. Ver tabla adjunta.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Tabla 3

Criterio de consumo	*Litros/día*	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hoteles (4 estrellas)	70	por cama
Hoteles (3 estrellas)	55	por cama
Hoteles/Hostales (2 estrellas)	40	por cama
Campings	40	por emplazamiento
Hostales/Pensiones (1 estrella)	35	por cama
Residencias (ancianos, estudiantes, etc.)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Oficinas	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

Figura 27: Tabla 3 del IDAE sobre volumen de demanda de A.C.S. diario por persona.

La estructura del CST con termosifón irá sobre la cubierta apoyada en una estructura adecuada para el modelo de captador proyectado, que integrará los dispositivos de protección de la instalación solar térmica, y la conducción de tuberías con sus accesorios dispondrá del aislamiento adecuado según la normativa de aplicación.

Así, los datos generales de la instalación termosolar serían:

- Nº colectores: 1 Ud.
- Inclinación: 40º
- Azimut: 25ºSO
- Superficie de apertura unitaria AG: 1.95 m2
- Estructura de perfiles metálicos.
- Depósito acumulador de capacidad: 200 L
- Parámetros de rendimiento:
- η0, b = 0.684
  - a1 = 3.64 W/(m²K)
  - a2 = 0.012 W/(m²K²)
    - CGP (Coeficiente Global de Pérdidas) calculado: 4.00 W/m2·K

7.2. Aspectos específicos

La ficha certificada acorde a los ensayos de rendimiento del captador se encuentra disponible, véase a continuación un resumen de los datos que integra.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

El coeficiente global de pérdidas del CST se ha calculado según el Pliego del IDAE, según la fórmula:

$$CGP\ [W/m2 \cdot K] = a1 + 30 \cdot a2$$

Ecuación 5: Determinación del coeficiente global de pérdidas del CST.

Resultando un valor de CGP de 4 W/m2·K, considerándose éste un valor bajo y por tanto eficiente, otorgando garantías frente a fugas térmicas al captador seleccionado.

Collector name	Gross area (A_G)	Gross length	Gross width	Gross height	Power output per collector Gb = 850 W/m2, Gd = 150 W/m2 & u = 1.3 m/s $\vartheta_m - \vartheta_a$					
					0 K	10 K	30 K	50 K	70 K	100 K
	m²	mm	mm	mm	W	W	W	W	W	W
Junkers FCC-2S	2.09	2 026	1 032	67	1 423	1 344	1 171	978	763	403
Power output per m² gross area					681	643	560	468	365	193
Performance parameters test method	Quasi dynamic									
Performance parameters (related to A_G)	η0, b	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8	Kd
Units	-	W/(m²K)	W/(m²K²)	J/(m³K)	-	J/(m²K)	s/m	W/(m²K⁴)	W/(m²K⁴)	-
Test results	0.684	3.64	0.012	0.000	0.00	6 044	0.000	0.00	0.0E+00	0.97
Incidence angle modifier test method		Quasi dynamic - outdoor								
Incidence angle modifier	Angle	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Transversal	$K_{\theta T,coll}$	1.00	0.99	0.99	0.97	0.95	0.91	0.82	0.55	0.00
Longitudinal	$K_{\theta L,coll}$	1.00	0.99	0.99	0.97	0.95	0.91	0.82	0.55	0.00

Heat transfer medium for testing	Water-Glycole		
Flow rate for testing (per gross area, A_G)	dm/dt	0.020	kg/(sm²)
Maximum temperature difference during thermal performance test	$(\vartheta_m - \vartheta_a)_{max}$	70	K
Standard stagnation temperature (G = 1000 W/m²; ϑ_a = 30 °C)	ϑ_{stg}	200	°C
Maximum operating temperature	ϑ_{max_op}	-	°C
Maximum operating pressure	p_{max_op}	600	kPa

Additional collector attribute(s)			
Using external power source(s) for normal operation	No	Active or passive measure(s) for self-protection	No
Co-generating thermal and electrical power	No	Façade collector(s)	No

Energy Labelling Information		Additional Informative Technical Data		
	Reference Area, A_{sol} (m²)	Hydraulic Designation Code	Aperture Area, A_a (m²)	
Junkers FCC-2S	2.09	8-VH-1234S-A:5.2,1866-C:16.6,1070	1.95	
Data required for CDR (EU) No 811/2013 - Reference Area A_{sol}		Data required for CDR (EU) No 812/2013 - Reference Area A_{sol}		
Collector efficiency (η_{col})	52%	Zero-loss efficiency (η_0)	0.68	--
Remark: Collector efficiency (ηcol) is defined in CDR (EU) No 811/2013 as collector efficiency of the solar collector at a temperature difference between the solar collector and the surrounding air of 40 K and a global solar irradiance of 1000 W/m², expressed in % and rounded to the nearest integer. Deviating from the regulation ηcol is based on reference area (Asol) which is aperture area for values according to EN		First-order coefficient (a_1)	3.64	W/(m²K)
		Second-order coefficient (a_2)	0.012	W/(m²K²)
		Incidence angle modifier IAM (50°)	0.94	--
		Remark: The data given in this section are related to collector reference area (A_{sol}) which is aperture area for values according to EN 12975-2 or gross area for ISO 9806. Consistent data sets for either aperture or gross area can be used in calculations like in the regulation 811 and 812 and simulation		

Figura 28: Ficha técnica certificada sobre ensayos de rendimiento del CSP Junkers FCC-2S.

El CST mostrado, el JUNKERS FCC-2s tiene las siguientes características, según el ensayo normalizado de rendimiento.

- Captador solar para montaje en vertical en cubierta plana.
- Sistema termosifón de 200 litros, para montaje en cubierta plana. Con montaje de resistencia eléctrica.
- Acumulador de doble envolvente de 195 L de capacidad útil con posibilidad de calentamiento con resistencia eléctrica mediante TS 200-1E Junkers.
- Estructura de soporte para cubierta plana en aluminio: WSF 2-TSS 3

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- Accesorios de conexión WFS60: tubería de acero inoxidable
- Líquido solar: necesario 1 unidad de WTF 20S
- Superficie del captor: 1.94 m²
- Peso neto: 108 kg
- Peso total del acumulador solar: 340 kg
- Altura del termo: 132 cm
- Diámetro del termo: 58 cm
- Peso del termo: 78 kg
- Anchura del captor: 103.2 cm
- Peso del captor: 30 kg
- Garantía del termo: 6 años
- Garantía de los captores: 6 años

8. CÁLCULOS DE LA GENERACIÓN TERMOSOLAR

Para diseñar el sistema de Agua Caliente Sanitaria [A.C.S.] con aportación solar que abastece la vivienda se ha tenido en cuenta los datos climatológicos correspondientes al emplazamiento de estudio, con el recurso solar que dispone en bruto. Los ángulos de orientación (azimut) e inclinación del subsistema de aprovechamiento termosolar [25ºSO, 40º] aplicados se han tomado para favorecer la radiación incidente en los meses de invierno y no desfavorecer la captación en verano.

El dimensionamiento deberá cumplir con el requerimiento del CTE en su DB HE de ahorro de energía en su Sección 4, de contribución solar mínima, que, para sistemas de aprovechamiento solar térmico en viviendas unifamiliares, será una contribución solar mínima [CSM] del 60%.

El estudio previo de las capacidades del captador seleccionado se llevó a cabo con ScenoCalc para determinar la compatibilidad operativa del CST propuesto en relación con las condiciones climatológicas y el recurso energético disponible (incidente sobre el plano).

ScenoCalc es un software para la implementación de los datos de las condiciones y recursos climatológicos, para visualizar el comportamiento del clima en términos de rendimiento y capacidad productiva según la exigencia operativa en cuanto a la temperatura nominal de operación diseñada. Se trata de una hoja Excel con macros incorporadas, de uso ampliamente extendido (incluso para certificaciones de ensayos de rendimiento de captadores térmicos), para realizar una serie de operaciones preprogramadas sobre el rendimiento operacional medio del captador en el entorno de trabajo en que se a instalado.

8.1. Análisis preliminar: ScenoCalc

Se comparará si el captador responde respecto a las condiciones climatológicas del emplazamiento en primera instancia.

A través de los datos climatológicos disponibles según PVGIS en su modalidad TMY (Typical Meteorological Year), una vez ejecutado el simulador de ScenoCalc, devuelve los resultados respecto al potencial de aprovechamiento del recurso disponible por el captador Junkers seleccionado en el lugar de la instalación de estudio, para el ángulo de inclinación de 40º y orientación 25ºSO.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

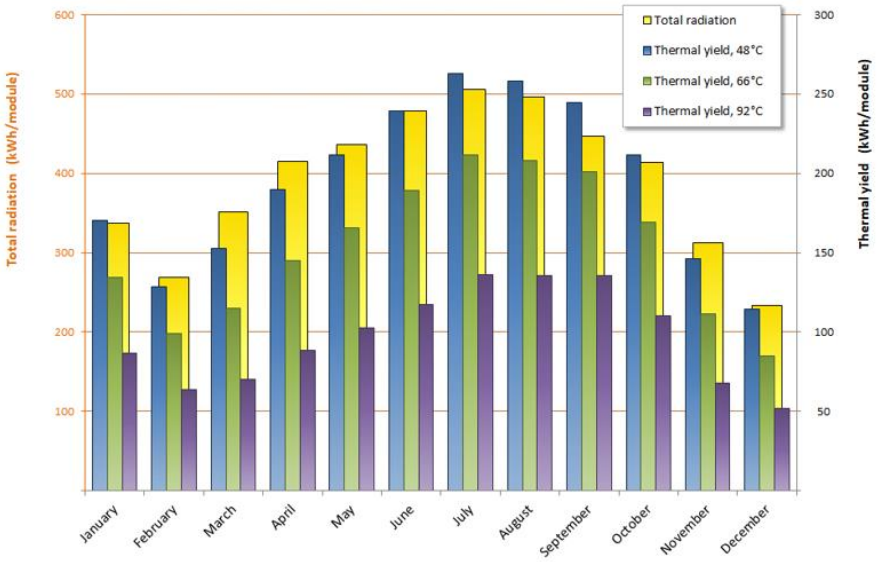


Figura 29: ScenoCalc. Rendimiento sobre el recurso solar incidente según la temperatura del CST.

Ahora bien, independientemente de la superficie necesaria, y por tanto, el número de captadores CST necesarios para cubrir la demanda, la herramienta Scenocal es un recurso ampliamente empleado para análisis de rendimiento de un captador CST según los datos climatológicos del emplazamiento según las especificaciones técnicas y ensayos de rendimientos de los colectores solares térmicos.

Se muestra a continuación el grado de aprovechamiento del recurso solar según el captador Junkers anteriormente citado, según la temperatura de trabajo:

	Recurso	Aprovechamiento en kWh/ud			Aprovechamiento en kWh/ud		
Mes	**kWh/ud**	**48°C**	**66°C**	**92°C**	**48**	**66**	**92**
ENE	337	171	134	87	51%	40%	26%
FEB	269	129	99	64	48%	37%	24%
MAR	351	153	115	70	43%	33%	20%
ABR	414	190	145	88	46%	35%	21%
MAY	436	211	165	102	48%	38%	23%
JUN	479	239	189	117	50%	40%	24%
JUL	506	263	211	136	52%	42%	27%
AGO	496	258	208	136	52%	42%	27%
SEP	446	244	201	136	55%	45%	30%
OCT	413	211	169	110	51%	41%	27%
NOV	313	146	112	68	47%	36%	22%
DIC	233	114	85	52	49%	36%	22%
TOTAL	**4693**	**2329**	**1834**	**1165**	**50%**	**39%**	**25%**

Tabla 5: ScenoCalc. Rendimiento sobre el recurso solar incidente según la temperatura del CST.

Se observa que, a mayor temperatura de operación, menor es el rendimiento del CST. Sin embargo, los resultados son claramente satisfactorios, pues los rendimientos de aprovechamiento del recurso solar alcanzan cifras muy razonables en función de diferentes temperaturas de uso, 48, 66, 92 grados centígrados,

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

de 49, 39, y 25% respectivamente, que superan con creces el rendimiento de los módulos fotovoltaicos de las mejores calidades, por lo que interesa tratar de cubrir la demanda de ACS mediante energía solar térmica, antes que con electricidad en termos eléctricos o con gas butano/ propano con termos y/o calderas de gas.

8.2. Análisis exhaustivo:

8.2.1. Datos considerados

Considerando los datos del modelo de análisis del captador solar térmico para su dimensionamiento:

- Datos de rendimiento del CST:
  - η0, b = 0.684
    - a1 = 3.64 W/(m²K)
    - a2 = 0.012 W/(m²K²)
- Superficie de apertura: 1.95 m2
- Temperatura de utilización (precalentamiento): 60 ºC
- Ocupación en número de personas: 7 personas
- Volumen diario de demanda por persona: 28.5 L/persona·día
- Volumen total demandado: 200 L

Así como los datos climatológicos y temperatura del agua fría de suministro desde de la red de distribución:

- Temperatura media mensual del agua de la red: Media de 15.7ºC
- Temperatura ambiente mensual en el emplazamiento: Media de 15.7ºC
- Energía mensual incidente sobre el plano de captación (kWh/m2_mes): Media de 160.5 kWh/m2·mes.
- Contribución solar mínima: CSM = 60 %

8.2.2. Resultados

Se muestra a continuación los resultados asociados al estudio de cobertura de la demanda de A.C.S.

-			DEMANDA A.C.S.			RECURSO SOLAR			SOLUCIÓN PROPUESTA				
Mes	Días	Nº PERS	L/d	DT	ACS kWh	Gdm kWh/m2	H. Sol Útil	I W/m2	η (%) CST	Loss	Solar kWh	% CSM	E. Aux. kWh
ENE	31	7	200	47	340	167	9	596	43%	10%	251	74%	89
FEB	28	7	200	47	307	155	10	547	40%	10%	220	72%	87
MAR	31	7	200	46	333	176	10	554	41%	10%	252	76%	81
ABR	30	7	200	45	315	159	9	555	41%	10%	229	73%	85
MAY	31	7	200	44	318	146	9	493	39%	10%	199	62%	119
JUN	30	7	200	43	301	135	9	470	38%	10%	180	60%	121
JUL	31	7	200	41	296	151	9	510	41%	10%	218	73%	79
AGO	31	7	200	41	296	168	9	569	45%	10%	264	89%	32
SEP	30	7	200	41	287	174	10	566	44%	10%	269	94%	18
OCT	31	7	200	44	318	176	10	562	44%	10%	269	84%	50
NOV	30	7	200	45	315	158	9	568	43%	10%	239	76%	76
DIC	31	7	200	46	333	161	9	572	42%	10%	236	71%	97
Medias	**30.4**	**7**	**200**	**44**	**313**	**161**	**9.33**	**547**	**42%**	**10%**	**235**	**75%**	**78**

Tabla 6: Resultados del análisis de la demanda de A.C.S. y contribución solar por CST.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Para alcanzar una contribución del 75%, sin exceder en ningún mes una cobertura del 125% de la demanda, ni superar durante tres meses seguidos un 100% de la demanda de A.C.S, será necesario instalar:

- Contribución: 75%
- 2 captadores FCC-2S
- Volumen de acumulación: 200 L
- Superficie total de apertura: 3.9 m2
- Temperatura de precalentamiento: 60ºC

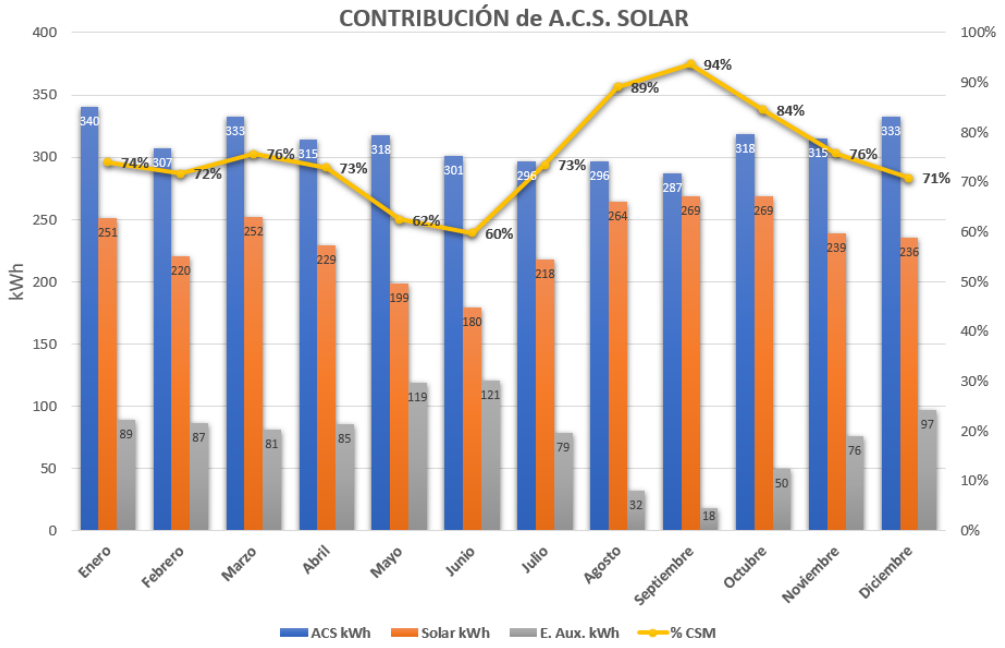


Figura 30: Contribución solar de 200 L de A.C.S a 60ºC mediante 2 colectores CST.

El análisis revela que el mes menos favorable corresponde a junio, cuya contribución solar apenas alcanza el 60%. Además, en los meses más calurosos (Julio a octubre), quizá haya que tapar parcialmente los colectores por riesgo de sobrecalentamientos, por lo que se recomienda gastar más cantidad de agua caliente en esa época.

El análisis ha logrado reducir al mínimo el aporte energético auxiliar, y alcanzar satisfactorios grados de contribución solar a la demanda, sin exceder la demanda prevista por energía solar, a temperaturas de almacenamiento apropiadas para reducir riesgos de contaminación por legionela.

8.3. Análisis de pérdidas sobre el CST

8.3.1. Pérdidas por sombras por obstáculos

Tradicionalmente, el método empleado para la determinación de sombras consiste en proyectar sobre un mapa angular de recorrido solar agregado a lo largo del año para una latitud dada, las sombras que cualquier obstáculo medido en dichos términos pudiera proyectar sobre los cuadrantes que definen dicho

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

mapa de recorrido solar. Los cuadrantes afectados computan al porcentaje de pérdida por sombreamiento según la ponderación establecida en las tablas de referencia. Un mapa tal que así:

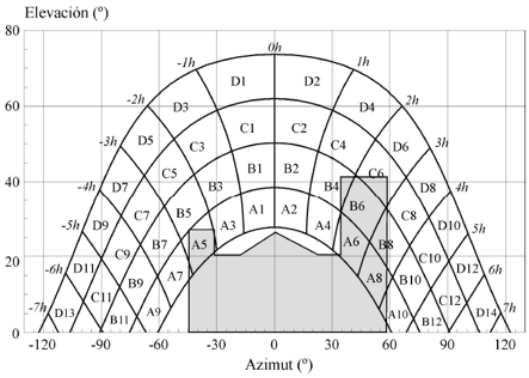


Tabla 6. Tabla de referencia.

$\beta = 35°$ $\alpha = 0°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

***Cálculos*:**

Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual) =

$$= 0{,}25 \times B4 + 0{,}5 \times A5 + 0{,}75 \times A6 + B6 + 0{,}25 \times C6 + A8 + 0{,}5 \times B8 + 0{,}25 \times A10 =$$

$$= 0{,}25 \times 1{,}89 + 0{,}5 \times 1{,}84 + 0{,}75 \times 1{,}79 + 1{,}51 + 0{,}25 \times 1{,}65 + 0{,}98 + 0{,}5 \times 0{,}99 + 0{,}25 \times 0{,}11 =$$

$$= 6{,}16\% \simeq \mathbf{6\%}$$

Figura 31: Análisis tradicional del cálculo de pérdidas por sombras sobre colectores solares.

Sin embargo, estos mapas escasean, pues en función de la latitud, el perfil va cambiando, y la tabulación está limitada para escasas latitudes para las que sí hay datos, por lo que para muchos casos esta incidencia supone recurrir a alguna alternativa que satisfaga el análisis de pérdidas del recurso solar útil por obstáculos.

Para el caso de Canarias no se ha encontrado los mapas y tablas de afección correspondientes. No obstante, CENSOLAR dispone de una herramienta conocida como CENSOL 5.0 para el análisis de sombreamiento por obstáculos que integra la ponderación correspondiente de los cuadrantes sombreados, según la latitud del lugar.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

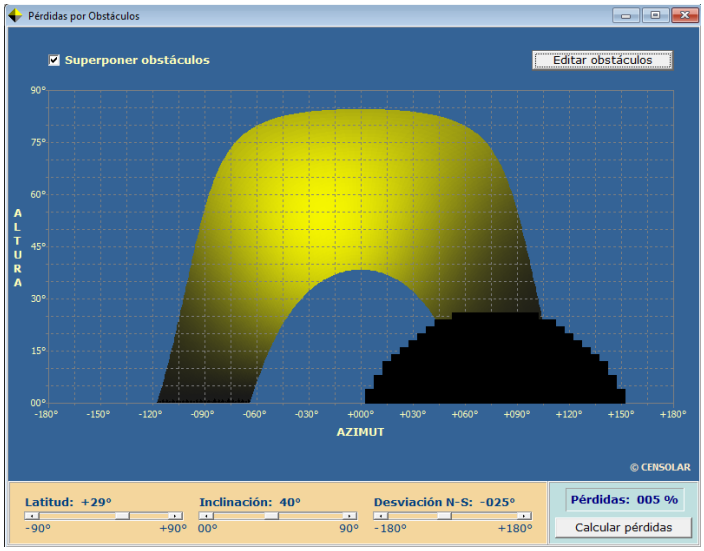


Figura 32: Un 5% máximo de pérdidas por sombras sobre los colectores solares térmicos.

8.3.2. Pérdidas por sombras por obstáculos

Por otra parte, para la selección del ángulo de inclinación, relacionado con las pérdidas por reflexiones, habría que definir qué criterio sería de mayor provecho para los usuarios, bien si disponer de menos energía a lo largo del año y compensar con los meses menos favorables, pues el resto de los meses, el recurso muchas veces es mayor al necesario y genera riesgos en la instalación por sobrecalentamientos

Suele ser éste el criterio más deseable para los usuarios, pues se estabiliza la curva de producción a lo largo del año, y se evitan riesgos de sobrecalentamientos en verano, pues el elevado ángulo de inclinación fijado provoca suficientes pérdidas por reflexión en dichas fechas para cubrir la demanda y no incurrir en sobrecalentamientos, que además de indeseados suponen un riesgo para los equipos y para las personas.

Una propuesta sugerida es instalar el CST a 35 - 40º de inclinación, cuyas pérdidas anuales corresponden a un 4%, y en los meses más duros de invierno, las pérdidas parciales relativas al cómputo de esos dos meses corresponden a un 1%, optimizando así, tanto el invierno como el verano, y facilitando el montaje debido al estandarizado de la perfilería de la estructura.

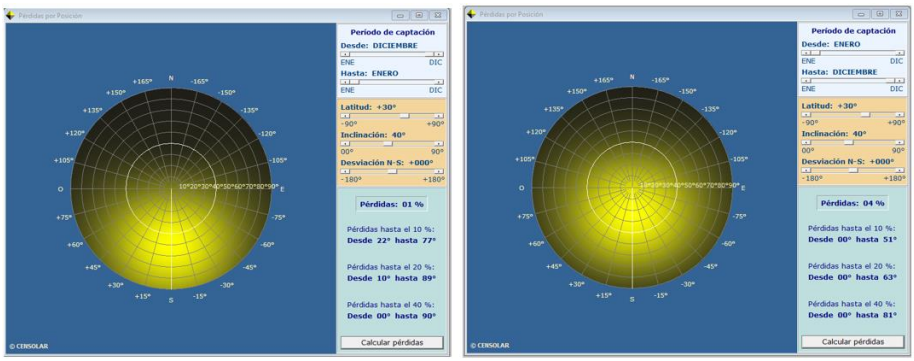


Figura 33: Análisis de sombras del sistema de captación solar CST.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

El perfil de obstáculo sería algo tal que así:

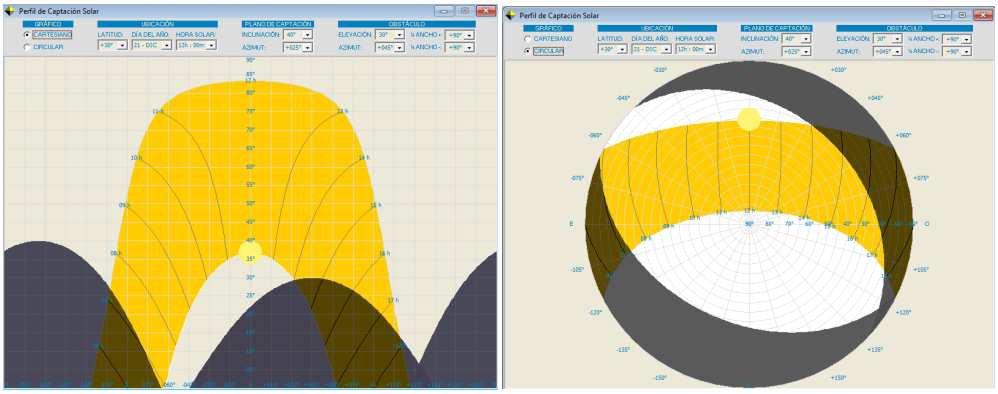


Figura 34: Perfil de captación solar del CST situado en la esquina SE de la cubierta.

9. CÁLCULOS ESTRUCTURALES

La estructura del edificio está realizada en hormigón armado, según las normas de edificación, la sobrecarga de uso para este tipo de cubiertas, según el CTE-DB-SE.AE de 2009 (Tabla 3.1 [F]), para cargas concentradas en cubierta, se establece en 2 kN/m2, que corresponde a 204 kg/m^2.

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m^2]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 (1)
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente (2)			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación (3)	G1(7)	Cubiertas con inclinación inferior a 20º	1(4) (6)	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) (5)	0,4(4)	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40º	0	2

Figura 35: Sobrecargas de uso. Tabla 3.1 (F) del el CTE-DB-SE.AE de 2009.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

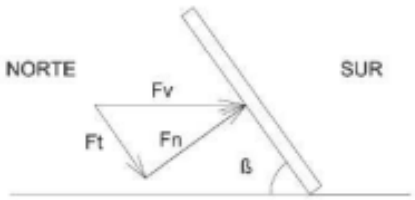
Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

9.1. Requisito de la estructura soporte al empuje del viento

El tipo de anclaje para un módulo fotovoltaico dependerá de su ubicación y de las fuerzas que actúan sobre él como consecuencia de la presión del viento a que se encuentre sometido. Como los módulos estarán orientados prácticamente hacia el Sur, el único viento que representa un riesgo es el que venga del Norte, ya que ejercerá fuerzas de tracción, que siempre serán más peligrosas que las de compresión.

Para realizar el dimensionado del lastre necesario se ha tomado como referencia la peor condición meteorológica registrada en el municipio de Santa Cruz de Tenerife. Según la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), esta se corresponde con una tormenta acaecida el 14 de diciembre de 1975 en la que se registraron rachas de viento de hasta 162 km/h (45 m/s) la máxima registrada desde 1920, con dirección de procedencia 290º (oeste-noroeste [WNW]).

En la siguiente figura se representa la fuerza que ejerce el viento.



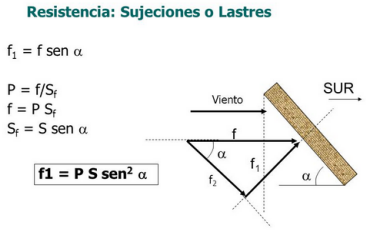


Figura 36: Fuerza normal del viento sobre los paneles de la estructura soporte.

Donde:

- Fv: Fuerza del Viento (medida en Newton [N = kg·m/s2])
- Fn: Componente de la fuerza normal al módulo fotovoltaico (N)
- Ft: Componente de la fuerza tangencial al módulo fotovoltaico (N)
- β: Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico.

9.1.1. Estructura para módulos fotovoltaicos

Vamos a determinar la componente normal al módulo fotovoltaico (Fn) pues es la que realmente afecta a la estabilidad de la estructura. Para calcular esta fuerza haremos uso de la siguiente expresión:

$$Fn = P \cdot S \cdot sen^2 \beta$$

Ecuación 6: Fuerza normal de empuje del viento sobre la superficie afectada.

Donde:

- P: Presión del viento (presión es fuerza / superficie, medida en Pascales [Pa = N/m^2])
- S: Superficie del panel fotovoltaico (m2)
- β: Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico: 25º.

Para el cálculo de la presión del viento se emplea la siguiente expresión:

$$P = (g / 16) \cdot V^2$$

Ecuación 7: Presión del viento en función de la velocidad.

Donde:

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- g: fuerza de la gravedad (m/s2) = 9'81 m/s2
- V: velocidad del viento (m/s) = 162 km/h = 45 m/s

Así,

- $P = (9{,}81\ m/s^2 / 16) \cdot (45\ m/s)^2 = 1241'58\ N/m^2 = 126.6\ kgf/m^2$

O sea, en tales condiciones, el viento ejercería un empuje de 126.6 kg por metro cuadrado de área. Ahora, para el cálculo de la superficie de paneles sobre la que actuaría, sería:

$$S = L \cdot A$$

Ecuación 8: Área superficial del elemento afectado.

Donde:

- L: Longitud del módulo fotovoltaico: 2'112 m2
- A: Anchura del módulo fotovoltaico: 1'052 m^2

Así,

- $S = L \cdot A = 2'112\ m^2 \cdot 1'052\ m^2 = 2'222\ m^2$

Se contempla el ángulo de inclinación para determinar el empuje normal a la superficie.

- $Sen^2\beta$: Seno del ángulo por el Seno del mismo ángulo (adimensional [ad.])

Así,

- $Sen^2\ 25º = (Sen\ 25º)^2 = 0'883$

Resultando, para el cálculo de la fuerza normal del viento:

- $Fn = P \cdot S \cdot Sen^2\ (\beta) = 1241{,}58\ N/m^2 \cdot 2'222\ m^2 \cdot 0'883 = 2436'08\ N / panel = 248.42\ kgf/m^2$

Pero, habiendo 9 módulos por fila de paneles, la fuerza total que el viento ejerce y que la estructura soporte junto con su cimentación (lastre: cimientos de hormigón) debe resistir, corresponde a:

- Fn_total = Nº paneles · Fn = 9 paneles · 2436'08 N/panel = 21925 N = 2235 kgf.

Es decir, la estructura de soporte ha de ser capaz de resistir una fuerza de 2235 kgf. Ahora, siendo la superficie proyectada sobre la cubierta de la fila de paneles la superficie de reparto:

- S_reparto = 2.222 m2 · 9 paneles · Cos 25º = 18.12 m^2

Así, el peso que debería contemplar la estructura para no moverse sería equivalente a la fuerza del viento que debe vencerse entre la superficie de reparto de la estructura de cada fila de paneles:

- **Peso_fila = 2235 kgf / 18.12 m^2 = 123.31 kgf / m^2.**

Se proyecta poner 7 bloques (lastres) de hormigón por fila de paneles fotovoltaicos como cimentación de la estructura soporte, de dimensiones 20 cm de altura, 20 cm de anchura y 2m de longitud, que hace un volumen de 8e4 cm^3.

Y, siendo la densidad del hormigón de 2.4 g/ cm^3, el peso de cada lastre corresponderá a:

- 2.4 g/ cm^3 · 8e4 cm^3 = 192 kg.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Y siendo la superficie del lastre de 20 cm de ancho por 2 m de longitud, equivale a 0.4 m^2., lo cual implica, un peso del lastre, de 480 kg/m2 si se abarcara toda la superficie, cosa que no ocurre, pero como se aprecia, es mucho peso.

Colocando 7 lastres, el peso total asciende a 1344 kg, y estarán repartidos en un área similar a la superficie proyectada por los paneles, o sea, unos 18 – 20 m^2. Así, la presión de los lastres contribuirá con unos 75 kgf/m2 de fuerza.

Por lo tanto, para el lastrado de las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos, se lastrará la estructura con un peso de unos 192 kg.

Ahora, a los 75 kgf/m^2 de los lastres repartidos bajo la fila de captadores, hay que añadir el peso de los propios captadores (24.7 kg · 9 ud = 222.3 kg) y de la estructura de aluminio (40 kg en total). Esto añadiría otros 15 kg/m^2 a la estructura, que ascendería ya a unos 100 kg/m^2 de los 123.3 kgf/m^2 que habían sido calculados, de modo que faltaría otros 23.3 kgf/m^2 más que integrar en el peso de la estructura. Aunque no se hará.

Se calcula que la estructura no soportará entonces condiciones tan extremas sin inmutarse, pero sí se considerará que será capaz de soportar empujes relativos a velocidades de viento de hasta 40 m/s:

Si se repitiera el cálculo para velocidades del viento de 40 m/s:

$$P = (g / 16) \cdot V^2$$

El resultado sería:

- $P = (9{,}81\ m/s^2 / 16) \cdot (40\ m/s)^2 = 981\ N/m^2 = 100.0\ kgf/m^2$

Que es una fuerza que los lastres junto con el peso de la estructura y de los paneles sí aguantaría.

9.1.2. Estructura para el colector solar térmico

Aplicando un análisis similar al del caso anterior, contabilizar el peso del CST:

- 2 CST, con un termosifón de 200 L, de 2,09 m2/ud → 4.18 m^2
- Ángulo de inclinación = 40º
  - Luego, la superficie sobre la que se aplica corresponde al producto de la superficie total por el coseno del ángulo de inclinación, que merma hasta 3.2 m^2
- El peso del acumulador termosifón de 200 L es: 200 kg + 30 kg = 230 kg
- El peso del CST: 78 kg/ud, correspondiendo a 156 kg
- El peso de la estructura de acero galvanizado: 15 kg
- Peso total: 401 kg
- Presión total del peso sobre la cubierta: 401 kg/ 3,2 m^2 = 125.3 kg/m^2

La resistencia de la cubierta podrá sostener perfectamente el peso de la estructura del CST. Ahora bien, las velocidades de viento que podrá resistir, teóricamente, serán:

$$Fn / S \cdot sen^2\ \beta = P = (g / 16) \cdot V^2$$

$$V = ([Fn / S \cdot sen^2\ \beta] / [g / 16])^{0.5}$$

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Siendo:

- Fn = 401 kg
- S = 4.18 m^2
- Sen^2 (β) = Sen^2 (40) = 0.413
- g = 9.81 m/s^2

De modo que, la resistencia de la estructura del CST a las fuerzas de presión del viento, considerando el peso de la instalación termosolar, la superficie de reparto y su ángulo de inclinación, será de rachas de viento de hasta 61 m/s:

- $V = ([16 \cdot 401] / [0.413 \cdot 4.18\ m^2])^{0.5} = 61$ m/s

Así, al tratarse de una gran masa concentrada en una pequeña superficie, la velocidad del viento debe ser muy alta para lograr mover a la estructura del CST.

10. DETALLES ACERCA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

10.1. Generalidades

Según se ha definido, se instalará un sistema fotovoltaico destinados a la generación de energía eléctrica para autoconsumo en "modalidad con excedentes no acogida a compensación", según artículo 4 del Real Decreto 244/2019. Dicha instalación tendrá un tamaño acorde a las necesidades energéticas de la vivienda.

La instalación FV proyectada estará compuesta por módulos de la marca JA SOLAR, concretamente, se ha seleccionado el modelo M72S20 455/MR, o equivalente, con tecnología de silicio monocristalino, con células traseras del emisor pasivado, PERC (Passivated Emitter Rear Cell) con una eficiencia de laboratorio del 20.5 %, aunque la realidad es que el rendimiento útil de la producción energética total apenas alcanza el 15% de la energía disponible en término anual, tras descontar sombras, reflexiones, suciedad, rendimiento eléctrico de cada componente, como el cableado, las protecciones, el inversor, las baterías, etc., lo que supone un rendimiento global del sistema de un

Los módulos seleccionados tienen unas dimensiones de 2112 mm x 1052 mm x 35 mm, y una potencia pico unitaria de 455W (-0/+5W).

Indicar que, tanto la potencia de los paneles, así como su rendimiento, sólo se podrá alcanzar bajo condiciones de laboratorio, STC (Standard Test Conditions), es decir, con una irradiancia de 1000 W/m2, temperatura de la célula de 25ºC, y para un espectro solar AM1.5, correspondiente a una masa de aire de 1,5 veces la masa de aire del espesor de la atmósfera aplicable, típica para aplicaciones en Europa y ubicaciones con latitud comprendida en el mismo rango; en latitudes cercanas al ecuador, el espectro de aplicación sería AM1.0).

Por otro lado, el inversor apropiado deberá corresponderse con la potencia nominal de la planta, es decir, el inversor debe adecuarse lo mejor posible a la potencia nominal de la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta que éste trabajará simultáneamente con baterías de acumulación, es decir, será hibrido porque podrá trabajar con baterías, pero también gestionar la corriente de la red. Además, como requisito de diseño, el inversor deberá ser capaz de trabajar en modo aislada si fuese solicitado.

Por otra parte, las protecciones de los circuitos eléctricos deberán ser apropiadas para garantizar la seguridad de la instalación, por lo que se remite a la normativa y reglamentos de aplicación, tanto para el dimensionado de los conductores, como el de los sistemas y de los dispositivos de protección concretos que

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

se incorporarán en los cuadros eléctricos y envolventes, como lo son los fusibles [F], los interruptores magnetotérmicos [ITM], los interruptores diferenciales [ID], seccionadores bipolares manuales, y otros dispositivos de protección, como los dispositivos contra sobretensiones [DPC].

Por otro lado, para aprovechar la energía eléctrica producida que no se consuma sobre la marcha, y garantizar la disponibilidad energética generada se instalará también baterías estacionarias especialmente indicadas para aplicaciones fotovoltaicas.

10.2. Características técnicas de la instalación fotovoltaica

Las principales características técnicas del sistema fotovoltaico son las siguientes:

- Horas solares anuales: 2897 horas (33.1% anual).
- Horas solares equivalentes anuales: 1550 horas (17.7% anual).

Es una ubicación con muy buen potencial para el aprovechamiento solar.

- Inclinación en la latitud (28.5º) óptima del campo de captadores: 25º
- Orientación (Azimut) de los paneles: 25º SO (Por integración en la cubierta).
- Separación mínima de los paneles del muro: 50 cm
  - Altura del lastre: 20 cm.
  - Altura del muro: 50 cm.
- Nº total de módulos fotovoltaicos: 18 uds.
- Nº de filas: 2 filas de 9 paneles.
- Nº de módulos (en serie) por fila: 3 ud / array
- Nº de array conectados en paralelo por cada fila: 3 array

Es decir, habrá un total de 18 módulos distribuidos en dos filas de 9 módulos cada una, y a su vez, cada fila estará conformada por 3 array (bloques en paralelo) de 3 módulos (en serie) cada uno.

- Potencia pico de cada panel bajo condiciones STC: 455 Wp
- Superficie unitaria de los paneles: 2.22 m2
- Rendimiento de laboratorio: 20.5%
- Potencia fotovoltaica pico a instalar bajo condiciones STC: 8190 Wp
- Superficie total del campo fotovoltaico: 40 m2
- Potencia nominal de salida del inversor: 5 kW (entre la generación solar y las baterías).
- Número total de inversores: 2 unidades (instalación modular).

(STC): Standard Test Conditions: W=1000 W/m2, T_cell=25 ºC, Solar spectrum=AM 1.5*

Configuración del campo solar:

La configuración del campo fotovoltaico consiste en colocar 2 filas compuestas, cada una, por 3 series de 3 módulos por cada fila, haciendo un total de 18 paneles fotovoltaicos.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- Nº total de paneles: 18 módulos.
- Nº filas: 2 filas de 9 módulos
- Nº strings en paralelo por fila: 3 grupos de 3.
- Nº módulos por string (agrupación de paneles en serie): 3 por grupo.

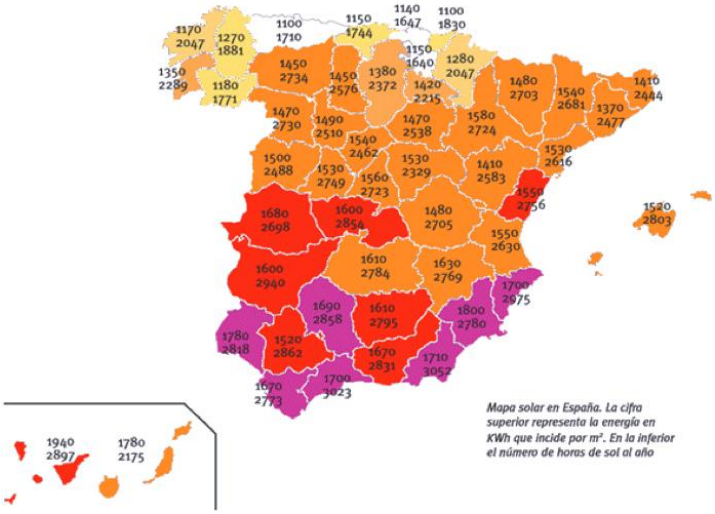


Figura 37: Mapa solar de España

A modo de ejemplo, para determinar la energía anual incidente sobre una superficie de 40 m^2 como la de la instalación proyectada, empleando los datos mostrados en la figura, en Tenerife, 1940 $kWh/m^2 \cdot 40$ m^2 = 77.600 kWh/anual incidente, y, si el potencial de captación por los módulos fotovoltaicos y el rendimiento global de la instalación en conjunto, lo fijamos en torno a un 15% de rendimiento, la energía eléctrica aprovechada por el recurso solar asciende a unos 11640 kWhe/año, que para un consumo de 12000 kWh/año, supone una tasa de autoconsumo del 97%.

A continuación, se definirán con detalle cada uno de los elementos y equipos que componen el sistema fotovoltaico:

i. Estructura soporte
ii. Módulos fotovoltaicos
iii. Inversor híbrido (Red y Aislada)
iv. Grupo de baterías
v. Instalación de enlace
vi. Protecciones eléctricas
vii. Puesta a tierra (DC) del campo fotovoltaico
viii. Contador de producción de energía generada
ix. Conductores

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

10.2.1. Estructura soporte

La estructura soporte es el elemento físico rígido encargado de sujetar los módulos fotovoltaicos a la cubierta, de dotarlos de la garantía de que no se van a mover por acciones y fuerzas externas como la del viento, es decir, fijarlos en su posición final fija, de acuerdo a la inclinación de diseño respecto del plano horizontal, así como de la orientación (azimut) adecuado, para garantizar y mantener la seguridad de los módulos, y aprovechar correctamente la radiación solar incidente.

La estructura se compone por varios elementos, en primer lugar, la perfilería, usualmente metálica, que forma una matriz tridimensional estable, fuerte y rígida. Una vez garantizada la rigidez de la estructura metálica con su debido montaje de tornillos y/o soldaduras, ésta estará preparada para instalar los módulos sobre ella. Los módulos deben montarse en la estructura de manera que queden correctamente dispuestos entre sí, y debidamente sujetos antes de interconectar el cableado entre los módulos.

Además, la estructura metálica debe conectarse a la toma de tierra particular, así como a cada uno de los paneles fotovoltaicos. Por otro lado, la estructura en su totalidad está apoyada sobre los lastres, cimientos que soportan todo el peso de la estructura. Los lastres pesan lo suficiente como para mantener siempre el contacto con el suelo de toda la parte de generación, es decir, estructura más paneles. La estructura en conjunto debe conformar una unidad, de manera que se mantenga siempre unida y en su correcta posición, conforme al diseño, y ser lo suficientemente robusta físicamente, y gozar de la estabilidad química requerida para aguantar por largos años la erosión química del ambiente en que se encuentre.

En este caso, la perfilería es de aluminio, que tiene la ventaja de ser un material ligero y muy resistente, además de estar dotado de gran resistencia química ante los agentes ambientales. Por el fenómeno de pasivación (óxido), la capa más superficial del aluminio protege de manera eficiente al resto de material en sus capas más profundas.

Así, los módulos fotovoltaicos son instalados sobre una estructura formada por perfiles de aluminio. El sistema utilizado para la fijación a la cubierta será mediante el lastrado de la estructura fijada con tornillería de acero inoxidable. Se han tenido en cuenta la altura del edificio, localización, cargas de viento y nieve del lugar, así como las características de la propia cubierta.

La orientación (azimut) de la estructura soporte será 25º SO por integración en la cubierta, y se dispondrá con una inclinación óptima de 25º respecto a la horizontal. La estructura que albergará todos los paneles de 144 células con una inclinación de 25º será de la marca Falcat. Las patas son triángulos premontados y cerrados con una gran superficie de apoyo que los permite anclar al lastrado.

Para el lastrado de las mismas se utilizarán bordillos de hormigón o equivalentes, disponiéndose en el interior de las consolas como se expone en la documentación gráfica adjunta. Para evitar el deterioro de la capa impermeabilizante de cubierta, se dispondrá entre ésta y el bordillo de hormigón, una lámina de polietileno de 35 cm de ancho y 1.5 mm de espesor de la marca Rollgum Fix, abarcando toda la longitud de cada fila de consolas. Está compuesto por una lámina de EPDM impermeabilizadora, de sencilla y rápida colocación ya que una de sus caras es autoadhesiva.

La estructura soporte, debe tener una buena resistencia para aguantar fuertes vientos de hasta 162 km/h (45 m/s), aunque la media anual de la velocidad del viento sea mucho menor, en torno a 20 km/h (5.5 m/s), la estructura estará calculada para soportar sin esfuerzo fenómenos meteorológicos adversos, como rayos, vientos, lluvias, nevadas, etc.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Figura 38: Estructura soporte

Características generales:

Se cita a continuación información relativa a las estructuras de soporte.

- Inclinación del módulo: 25º
- Orientación: 25º SO
- Sistema de lastrado de fijación, para cubiertas planas
  - Peso del lastre: 70 kg/ud
  - Peso de los módulos: 25 kg/ud
  - Peso de la estructura de aluminio: 1.25 kg/m^2
  - Peso total de la estructura: 737.7 kg
  - Superficie total de actuación: 18,124 m^2
  - Peso por unidad de superficie: 40.7kg/m^2
- Material: Perfiles: Aluminio anodizado
- Fijaciones: Acero inoxidable
- Dimensiones de la estructura de aluminio:
  - Anchura: 1750 mm
  - Altura: 895 mm
- Número de lastres de hormigón por fila de paneles: 7 ud
- Distancia transversal entre lastres: 1,4 m
- Tipo de edificio: Cubiertas industriales, agrarias y residenciales, sobre suelo, inclinación ≤ 5º
- Tipos de cubierta plana: Cubierta de bitumen, hormigón, grava
- Rango de Tª del entorno: -30ºC hasta +50ºC

10.2.2. Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico adoptado en la instalación será de la marca JA SOLAR, modelo M72S20_455/MR o equivalente de 455 Wp, compuesto por 144 células monocristalinas de alta eficiencia tipo PERC (Passivated Emitter Rear Cell: consiste en colocar una capa reflectante (Dielectric Layer) para

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

aprovechar al máximo la radiación. O dicho de otro modo, es el proceso que añade una capa adicional en la parte trasera del panel solar).

El interconexionado de los módulos fotovoltaicos que forman el subsistema de generación de la instalación de aprovechamiento energético, irán conectados entre sí de la siguiente manera:

2 filas de paneles, formando cada fila, 3 agrupaciones (arrays) de 3 módulos cada una, estando en serie los módulos de cada subgrupo, formando así una instalación compuesta por 18 módulos, repartidos en 2 filas, y cada una con 3 grupos de 3 módulos cada string.

Véase esquema de interconexión de los módulos, en la sección de Planos.

Se muestran a continuación los datos técnicos del módulo seleccionado, como único tipo de modelo de captación solar, evitando mezclar diferentes modelos de panel en la misma instalación.

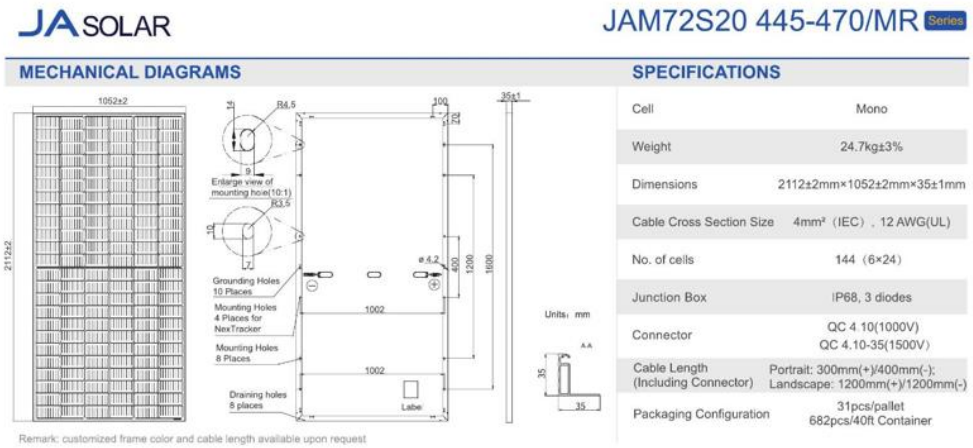


Figura 39: Hoja técnica de las características del modelo seleccionado para el módulo fotovoltaico

Se ha elegido este modelo de captador debido a su calidad y prestaciones en módulos de primera generación de tecnología de silicio cristalino, por su disponibilidad en el mercado.

Características generales:

- Marca: JA SOLAR
- Modelo: M72S20_455/MR o equivalente
- Tecnología: Silicio Monocristalino con capa trasera PERC
- Tamaño: 2.22 m2
- Potencia (STC): 455 Wp
- Rendimiento (STC): 20.5%

Datos técnicos:

- **Otras características:**
  - Tipo de célula: 144 células (6 cadenas de 24 células en serie)

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/
Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni
Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- Cristal: Vidrio solar de 3,2 mm con tratamiento antirreflejante.
- Lámina posterior: poliéster de alta resistencia

- **Datos mecánicos:**

  - Marco: Aluminio anodizado (plata / negro)
  - Dimensiones: 2112 x 1052 x 35 mm
  - Peso: 24.7 kg
  - Sección del conductor: 4 mm2 (IEC)
  - Longitud del conductor (incluyendo al conector):
    - Portrait (vertical): 300 mm el positivo y 400 mm el negativo
    - Landscape (horizontal): 1200 mm el positivo y 1.200 mm el negativo

Los módulos solo se podrán interconectar entre sí estando en paralelos en su dimensión menor debido a la longitud del cable del conector, tal como está previsto.

  - Caja de conexiones: IP68, 3 diodos
  - Conectores: QC 4.10-35 (1000 - 1500 V)

- **Parámetros eléctricos STC y NOCT:**

  - Potencia nominal (PMPP): 455 W
  - Clasificación de potencia (W) -0/+5
  - Tensión nominal (VMPP): 41,8 V
  - Corriente nominal (IMPP): 10,11 A
  - Tensión a circuito abierto (Voc): 49,8 V
  - Corriente cortocircuito (Isc): 11,41 A
  - Eficiencia del módulo: 20,5%

Prestaciones bajo condiciones específicas de laboratorio: Standard Test Conditions [STC] (1000 W/m², T_cell=25ºC, AM 1.5)

  - Potencia nominal (PMPP): 344 W
  - Clasificación de potencia (W) -0/+5
  - Tensión nominal (VMPP): 39,4 V
  - Corriente nominal (IMPP): 8,7 A
  - Tensión a circuito abierto (Voc): 47,2 V
  - Corriente cortocircuito (Isc): 11,41 A

Prestaciones bajo condiciones normales de operación: Normal Operating Conditions Temperature [NOCT] (800 W/m², T_amb=20ºC, AM 1.5)

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- **Parámetros térmicos:**
  - Tª de operación nominal del módulo: 45ºC (+-2ºC)
  - Coeficiente de temperatura para PMPP: -0,35 %/ºC
  - Coeficiente de temperatura para VOC: -0,27 %/ºC
  - Coeficiente de temperatura para ISC: 0,044 %/ºC
- **Certificaciones:**
  - IEC 61215-1: Cualificación del diseño y homologación. Requisitos de ensayo de paneles fotovoltaicos.
  - IEC 61215-2: Cualificación del diseño y homologación. Pruebas de ensayo de paneles fotovoltaicos.
  - IEC 61730: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV).
  - ISO 9001: 2015: Estándar internacional de carácter certificable que regula los Sistemas de Gestión de la Calidad.
  - ISO 14001:2015: define los criterios para un sistema de gestión medioambiental (SGM) que si se implementa y mantiene de manera efectiva, puede proporcionar la seguridad de que el riesgo ambiental se está gestionando y mejorando en una organización.
  - ISO 45001:2018: Sistemas de gestión de la seguridad y salud en el trabajo.
- **Límites operativos:**
  - Margen de Tª del módulo: desde -40 hasta +85ºC
  - Voltaje máximo del sistema: 1000V
  - Carga de diseño (+): nieve 367 kg/m2 (3600 Pa)
  - Máxima carga de prueba (+): 550 kg/m2 (5400 Pa)
  - Carga de diseño (-): viento 163 kg/m2 (1600 Pa)
  - Máxima carga de prueba (-): 244 kg/m2 (2400 Pa)
  - Capacidad máxima del fusible: 20A
  - Máxima corriente inversa: 25A

10.2.3. Inversor híbrido (Red y Aislada)

Para la conversión de la corriente continua, procedente de cada una de las 2 filas de 9 módulos, a corriente alterna apta para consumo se dispondrá un inversor híbrido monofásico de conexión a red capaz de operar en aislada (sin conexión de red) si ocurriese un apagón o una desconexión intencionada. Será de la marca MUST SOLAR, modelo PV-18-5048VHM o equivalente.

Es decir, se diseña la instalación con dos inversores, cada uno de 5 kW de potencia de salida, conectado a cada fila de paneles, y cada uno conectado a un bloque de baterías, a fin de suministrar energía

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

suficiente a la red. No se opta por instalar un solo inversor del doble de potencia debido a que es más sencillo conseguir 2 de estos monofásicos que uno más grande, que suelen venir preparados para corrientes trifásicas.

Se remarca que, como requisito de diseño de la instalación, el inversor será híbrido, y estará diseñado también para operar en modo de aislada (ausencia de red).

Figura 40: Inversor fotovoltaico PV-18-5048VHM

Características generales:

- Nº de inversores: 2 unidades
- Potencia de salida en corriente alterna: 5 kW
- Dimensiones (ancho/ alto/ fondo): 297 mm x 468 mm x 125 mm
- Peso unitario: 12,5 kg
- Autoconsumo nocturno (stand-by): 2W
- Rango de Tª de servicio: -15ºC a +60ºC
- Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación): 5 a 95%

Datos técnicos:

Los datos técnicos del modelo de inversor seleccionado, que han sido extraídos de la ficha técnica del equipo, (ver sección de Anexos, en Catálogos) son los siguientes:

- **Eficiencia del inversor**
  - Eficiencia máxima del 93,0%
- **Rendimiento del cargador**
  - Rendimiento máx. (europeo): 98,0%

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- **Entrada al inversor (CC)**
  - Potencia máxima de CC proveniente de los módulos: 2.880 - 3.840 kW
  - Tensión de entrada máx.: 145 Vdc
  - Rango de tensión MPPT: 64 a 130 Vdc
  - Tensión de entrada mínima de inicio (sale de modo stand-by): 64 Vdc
- **Salida del inversor (CC) hacia las baterías**
  - Voltaje de salida: 48 Vdc
  - Voltaje de carga en flotación: 54 Vdc
  - Protección sobrevoltaje: 60 Vdc
  - Corriente máxima de carga solar: 60 / 80 A
  - Corriente de carga máxima a AC: 60 A
  - Corriente carga máxima: 120 / 140 A
- **Entrada (Corriente Alterna)**
  - Conexión directa a la red de la vivienda.
  - Voltaje efectivo: 230 Vac
  - Rango de frecuencia: 50 / 60 Hz
- **Salida (CA)**
  - Potencia nominal asignada (230V, 50Hz): 5.000 W
  - Límite de potencia máxima suministrable: 10.000 W
  - Tensión asignada de red: 230V
  - Tensión nominal de la conversión a CA: 220/240 Vac
  - Rango de tensión de la conversión a CA: 90 a 280 Vac
  - Frecuencia asignada de red: 50 Hz
  - Frecuencia de red de CA / rango: 44 a 55 Hz
- **Dispositivos de protección de CC de los módulos FV**
  - Fusibles de 63 A en ambos polos.
  - DPC de CA: Protección contra Sobretensiones
  - Punto de desconexión en el lado de entrada: Para aislar la generación fotovoltaica.
  - Protección contra polarización inversa de CC: La corriente de difusión no disminuye.
  - Descargador de sobretensión de CC: Toma de tierra.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- **Dispositivos de protección de CC de las baterías**
  - ➢ Seccionador bipolar.
- **Dispositivos de protección de CA**
  - ➢ Interruptor Diferencial de CA: Protección contra derivaciones.
  - ➢ DPC de CA: Protección contra Sobretensiones
  - ➢ Magnetotérmico CA: Protección contra exceso de temperatura y/o sobreintensidades.
  - ➢ Magnetotérmico CA: Para la conexión de enlace con el cuadro general.
- **Dispositivos de visualización**
  - ➢ Monitorización del sistema y de la red: Display.
    - ○ Fuente de entrada.
    - ○ Configuración del programa y de información de error.
    - ○ Información de salida.
    - ○ Información de batería.
    - ○ Información de consumo de potencia.
    - ○ Información de modo de funcionamiento.
- **Funciones / accesorios del inversor**

El inversor dispone de una pantalla LCD para la configuración de los parámetros, así como para la visualización del estado de funcionamiento del sistema en conjunto.

La monitorización de la instalación fotovoltaica se realizará a través del portal de internet "solarmust.shinemonitor.com", del fabricante MustSolar o equivalente, mediante la conexión del inversor a la red de comunicaciones interna de la vivienda, y a su vez, con el objetivo de mostrar los datos más relevantes de la instalación fotovoltaica a los inquilinos.

10.2.4. Grupo de baterías

Son baterías serán estacionarias, especialmente indicadas para aplicaciones fotovoltaicas.

Las baterías seleccionadas son de Plomo-Ácido con diseño tubular y tipología abierta (OPzS), y están preparadas para usos estacionarios, es decir, constante entrada y salida de energía, razón por la que vale perfectamente para las instalaciones de energía solar de uso constante en aplicaciones de vivienda.

Ofrecen la mejor calidad y durabilidad entre todas las tecnologías de baterías de plomo, de la marca Tensite, subvencionables por la normativa sujeta a partida presupuestaria, que a continuación se muestra, en el apartado de demanda energética.

Características generales:

- ➢ Baterías estacionarias abiertas (OPzS) de plomo ácido

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- Tecnología de las baterías: Plomo ácido
- Marca: Tensite
- Modelo: OPzS

Datos técnicos:

Los datos técnicos del modelo de baterías seleccionado para cada uno de los bloques de 8 baterías en serie, que han sido extraídos de la ficha técnica del equipo, (ver sección de Catálogos) son los siguientes:

- Capacidad unitaria de batería 600 Ah
- Voltaje de las baterías: 6 V
- Capacidad unitaria (Wh): 3600 Wh
- Dimensiones: 343 mm x 178 mm x 426 mm
- Peso unitario: 59.25 kg
- Certificación: IEC60896-11
- Vida útil a 20ºC: 8 años.
- Autodescarga: 4% sobre la capacidad nominal mensual a 20ºC.
- Ciclos de carga-descarga estipulado (vida útil):
- Tiempo requerido en cargarse al 50% a 0.25 A (CA) y 220 V: 25 horas
- Tiempo requerido en cargarse al 80% a 0.25 A (CA) y 220 V: 40 horas

Datos técnicos de la instalación:

- Número total de baterías: 16 unidades
- Interconexión entre baterías: 2 bloques de 8 en serie.
- Peso total de cada banco de baterías: 474 kg
- Peso total de la instalación: 948 kg
- Nº de baterías por banco: 8 baterías en serie (suma los voltajes)
- Voltaje total por bloque: 48 Vdc
- Número de bancos de baterías: 2 grupos (uno para cada inversor)
- Capacidad total de las baterías (Ah): 2 x 4800 Ah = 9600 Ah
- Capacidad total por grupo de baterías (Wh): 28800 Wh
- Capacidad total de las baterías (kWh): 2 x 28.8 kWh = 57.6 kWh
- Diferencia entre la profundidad de carga y de descarga: 80%
- Capacidad útil total de todo el sistema de baterías: 46.08 kWh
- Autonomía en días (según demanda de 30 kWh/día): 153.6 %
- Autonomía en horas (según demanda diaria): 36.8 horas

Se ha determinado que la solución al sistema de acumulación por baterías para almacenar en energía eléctrica los excedentes de la generación fotovoltaica, requiere 16 unidades de 600 Ah y 6 V:

- Montaje en serie de las baterías: 8 ud

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- Tensión del sistema en paralelo: 48 dc
- Grupos/ bloques de baterías: 2 grupos de 8
- Capacidad total útil: 17'280 kWh (60% de la capacidad total: 28800 Wh)
-

OPzS 6V 600Ah
Stationary battery

TUBULAR FLOODED SERIES BATTERY

The OPzS series is a traditional tubular plate flooded battery which offers 8 years design life according to the standard IEC60896-11. With a new design and technical improvement, it offers maximum efficiency and reliability for the widest variety of applications.
This series is highly suited for all standby power application that require the highest levels and security of reliability.

APPLICATION

- BTS Stations
- Solar and Wind energy system
- UPS system
- Telecom systems

RECOMMENDATIONS

- Check voltage every 3 months
- Avoid exposure to sub-zero temperatures
- Use automatic chargers with constant voltage
- Use the apropriate cable section and length
- Keep connecons tight

CONSTANT CURRENT (A) AND CONSTANT POWER (WPC) DISCHARGE TABLE AT 25 ºC

F.V / TIME		30 min	60 min	90 min	2 hr	3 hr	5 hr	8 hr	10 hr	20 hr
1.60	A	324.00	198.00	144.91	62.97	44.86	30.61	45.87	37.35	21.32
	W	645.41	395.01	289.35	126.00	89.75	61.25	91.78	74.74	42.66
1.67	A	317.08	196.57	143.48	62.66	44.62	30.44	45.48	36.77	20.25
	W	631.93	392.17	286.55	125.48	89.44	61.02	91.20	73.73	40.61
1.70	A	314.31	195.13	143.33	62.50	44.51	30.44	45.03	36.31	19.17
	W	626.44	389.78	286.38	125.21	89.24	61.03	90.33	72.84	39.54
1.75	A	308.77	192.26	141.47	62.11	44.23	30.28	44.90	36.00	19.40
	W	615.85	385.00	282.94	124.41	88.73	60.73	90.14	72.27	38.95
1.80	A	301.85	190.83	140.47	61.72	43.99	30.19	44.52	35.42	18.76
	W	602.31	382.61	281.63	123.65	88.30	60.59	89.43	71.16	37.69
1.85	A	293.54	187.86	138.89	61.17	43.60	30.02	43.94	34.84	18.12
	W	586.15	377.42	279.16	122.60	87.60	60.32	88.35	70.06	36.44

Figura 41: Baterías estacionarias de plomo ácido OPzS.

10.2.5. Puesta a tierra (DC) del campo fotovoltaico

La instalación de puesta a tierra del campo fotovoltaico es un requisito de diseño, y debe ser una toma independiente de la de la vivienda. Dicha instalación cumplirá con lo estipulado en la ITC BT-14, 18, y 25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, instalaciones de puesta a tierra, además del art.15 del Real Decreto 1699/2011 y la normativa que lo desarrolla sobre seguridad industrial, que se encuentra en el Real Decreto 560/2010.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Tabla 1. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm² Cobre 16 mm² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm² Cobre 50 mm² Hierro	
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Figura 42: Exigencias del REBT ITC 18.

Según la tabla 1 del REBT en su ITC-18 sobre sección mínima del conductor de tierra, la sección mínima del conductor último (el más próximo a tierra) será de 16 mm2. No obstante, los conductores amarillo y verde de tierra de las instalaciones eléctricas que se conectan a las tomas de corriente tienen una sección mucho menor.

Una sección de 6 mm2 en una instalación tipo C (conductores dentro de tubos no enterrados) como la que se proyecta para los conductores de tierra de los paneles solares, aguanta un mínimo de 40 A, que es superior a la intensidad máxima previsible por fila de paneles en el campo fotovoltaico (3 x Isc = 33 A).

Las características de la pica de la puesta a tierra serán las relativas a la normativa de instalaciones de puesta a tierra, que consiste en lo siguiente:

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m, y recomendablemente, no inferior a 80 cm.

Además, se establecen umbrales de resistencia óhmica (impedancias) de "Ra" = 37 ohm, y se contempla unos umbrales de tensión "U", de 24 – 57 V, siendo la intensidad la de sensibilidad de los interruptores diferenciales [ID], que para el caso de viviendas corresponde a "Ia" = 30 mA.

Debe cumplirse que la intensidad multiplicada por la resistencia del cable de conexión a tierra en toda su longitud sea inferior a la tensión umbral citada, es decir:

$$Ra \times Ia < U.$$

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne (electrodos enterrados/ pica de 80 cm como mínimo) principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de unión equipotencial principal.
- Los conductores de protección a la tierra.
- Los conductores de puesta a tierra.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

10.2.6. Instalación de enlace

Se denominan instalaciones de enlace a aquellas partes de la instalación eléctrica que une la caja o cuadro generale de protección (incluyéndolo) con las instalaciones receptoras del usuario. Comenzarán en la finalización de la acometida y terminarán en los dispositivos generales de mando y protección.

La configuración del sistema de generación fotovoltaico incluye varias cajas de envolvente de los elementos de protección (DPC, interruptores magnetotérmicos [IMT], seccionadores, fusibles, etc.), así como un seccionador bipolar para aislar a las baterías si fuera oportuno.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- **Envolvente de los cuadros**

  - Cuadro de corriente continua antes del inversor.
  - Cuadro de corriente alterna detrás del inversor.
  - Cuadro de corriente alterna general de la vivienda.

Los cuadros eléctricos previstos en la instalación serán tres, y además habrá un seccionador bipolar manual de aislado para cada bloque de baterías. Véase el esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica en la sección de Planos.

La envolvente de corriente continua de conexión de cada fila de paneles contendrá los fusibles para cada fila (4 unidades en total, una por cada conductor, habiendo dos positivos y dos negativos), además de magnetotérmicos de corriente continua (2, uno para cada fila de paneles), y dispositivos de protección contra sobretensiones de corriente continua conectados a tierra (2, uno para cada fila de paneles), conectados en dos series, respectivamente (ver esquema de envolventes de protección desde el campo FV hacia cada inversor).

Así, la envolvente estará formada por una caja de modular de doble aislamiento IP66 de poliéster y tapa transparente de policarbonato, de dimensiones 205 mm x 315 mm x 206 mm, en la que se alojarán las bases portafusibles unipolares seccionables en carga del tipo BUC NH-00, junto con la base de nutro seccionable.

La envolvente tras el inversor estará formada por una caja modular de doble aislamiento IP66 de poliéster y tapa transparente de policarbonato, de dimensiones 360 x 270 x 206 mm, en la que se aloja un interruptor automático de intensidad nominal 63 A.

A la envolvente del cuadro general se le interconectará con la envolvente tras el inversor para suministrar la energía generada a la red de distribución interna a la vivienda a través un magnetotérmico de CA para evitar conectar clemas en el cuadro general.

10.2.7. Protecciones eléctricas

Una vez instalada la puesta a tierra del campo fotovoltaico, según lo visto en el esquema diseñado de las envolventes de la instalación eléctrica de enlace, se dispondrán los dispositivos de protección y seguridad, conforme a la distribución descrita en los esquemas eléctricos.

La disposición de las protecciones queda reflejada en el esquema de la instalación de enlace y las diversas envolventes eléctricas, representados con AutoCAD en la sección de planos.

Las protecciones del sistema incluyen los siguientes elementos:

ELEMENTO	FUNCIÓN	UNIDADES
DPC (Protección Contra Sobretensiones) de continua	Seguridad	2
DPC (Protección Contra Sobretensiones) de alterna	Seguridad	1
ID (Interruptor Diferencial) salida del inversor	Seguridad	1

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

MG (magnetotérmico) de continua C40	Seguridad	2
MG (magnetotérmico) de alterna C63	Seguridad	1
Contador de potencia generada	Contador	1
Fusible 40 A	Seguridad	4
Seccionador bipolar de la batería	Mantenimiento	2

Tabla 7: Instalación de enlace. Elementos de protección

10.2.7.1 Protecciones (CC) antes del inversor

Los conductores de corriente continua que entran a cada inversor previamente deben estar protegidos por un fusible de 40 A en cada conductor (positivo y negativo), seguido de un dispositivo de protección contra sobretensiones [DPC] que deberá conectarse a tierra.

Además, se instalará seguidamente al DPC un interruptor magnetotérmico de corriente continua C40, para garantizar que en caso de incendio del cableado (cosa que no debería ocurrir) por alcanzar la máxima intensidad desde el campo fotovoltaico u otras causas, el circuito se abra sí o sí.

10.2.7.2 Protecciones (CC) de las baterías

Desde cada inversor hasta su banco asignado de baterías estacionarias, se instalará una línea de corriente continua de 35 mm2 de sección, atravesando un seccionador bipolar (elemento de protección) para abrir el circuito entre las baterías y el inversor.

Esto es indicado para operaciones de mantenimiento principalmente.

10.2.7.3 Protecciones (CA) tras el inversor

Los conductores que salen de cada inversor, que irán interconectados por cables de comunicación (hasta un máximo de 3 inversores iguales), hacia el contador de energía producida por la instalación fotovoltaica pasan previamente por una envolvente (previa a la del cuadro general de la vivienda) que contiene varios dispositivos de protección.

Estos dispositivos corresponden al interruptor diferencial, que desconectaría al sistema completo de generación si surgieran derivaciones de corriente, de 30 mA de sensibilidad asignada, seguido de un dispositivo de protección contra sobretensiones de corriente alterna, que irá conectado a la tierra de la vivienda, y un magnetotérmico de corriente alterna tipo C63.

Así, protegiendo a la instalación interior de la vivienda de la sobrepotencia que pudiera otorgar el inversor en caso de fallo, se conectará el contador de generación, que irá instalado en la envolvente general de la vivienda, seguido de un magnetotérmico de enlace.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

10.2.7.4 Protecciones (CA) del cuadro general

En el cuadro general se encontrarán los elementos básicos de protección de la instalación eléctrica interior de la vivienda. Los componentes aparecen descritos en el esquema unifilar del anexo de reforma de la instalación eléctrica.

(Ver esquema unifilar del cuadro general en la sección de Planos del anexo 1 de reforma eléctrica de la instalación preexistente de la vivienda: "ANEXO 1: Proyecto de legalización de la instalación eléctrica en baja tensión existente en la vivienda objeto del proyecto 202205/01").

De modo, que, desde la envolvente del inversor al cuadro general, se conectará el medidor de potencia generada y a continuación, un magnetotérmico C63 antes de conectarse a los ID que abastecen a cada circuito, contemplando un máximo de hasta cinco circuitos por diferencial.

10.2.7.5 Contador de producción de energía generada

La contabilización de la energía producida por la instalación fotovoltaica es importante a fin de controlar lo que se produce desde la instalación de producción proyectada.

El inversor leerá y mostrará la medida por el display integrado.

Para instalaciones en modalidad de compensación, este contador de energía generada es particularmente especial, pues no debe contabilizar lo que provenga de la red eléctrica, sino solamente la producción eléctrica generada.

En este proyecto se prevé que se instalará un contador de ese estilo, y se incorporará en la envolvente del cuadro general de la vivienda.

10.2.8 Conductores

La instalación en todo lo relativo a secciones de cables, protecciones, tubos y demás factores relativos a elementos de interconexión se ajustará al Reglamento Electrotécnico en Baja Tensión (REBT).

Los cálculos y dimensionados se han realizado de acuerdo con el mencionado reglamento, principalmente, así como sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) correspondientes, y considerando también la norma UNE 21123:2017, de cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Partes 1, 2, 3, 4, 5.

Las exigencias mínimas del REBT acerca del dimensionamiento de conductores eléctricos establecen que se dimensione conforme a la siguiente exigencia:

REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN E ITC

§ 2 Reglamento electrotécnico para baja tensión

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

Figura 43: Requisito básico de sobredimensionado de conductores (REBT).

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

En la ejecución y proyección de este proyecto, todos los conductores serán de cobre, y su sección será suficiente para asegurar que las caídas de tensión en cables, empalmes y cajas de protección sean inferiores al 1,5% de la tensión de trabajo del sistema en cualquier condición de operación, así como soportar una intensidad mínima del 125% de la intensidad máxima prevista, a fin de evitar problemas de sobrecalentamiento de los conductores y otorgar una garantía más de seguridad de la instalación eléctrica.

A continuación, se adjunta una tabla resumen de los elementos de cable según cada tramo:

ELEMENTO	FUNCIÓN	SECCIÓN (mm^2)	INTENSIDAD MÁX (A)	UNIDADES
Conductores de tierra del campo FV	Seguridad	6	37 – 49	1 x 18
Interconexión entre paneles (array de 3)	Transmisión	4	30 – 38	2 x 18
Bloques de 3 array (filas de 9) hacia inversor	Unificación	10	52 – 68	2 x 2
Conductores DC: inversor y baterías	Almacenamiento	35	110 – 144	2 x 2
Conductores AC: salida del inversor	Transmisión	16	70 – 91	2 x 2
Conductores de comunicación entre inversores	Comunicación	1.5	16 – 21	1 x 1

Tabla 8: Resumen del dimensionado de los conductores de la instalación fotovoltaica.

10.2.8.1 Cableado (CC) de los inversores

Para el cableado de corriente continua (DC), se emplea cable normalizado flexible de cobre aislado del tipo ZZ-F, con tensión de aislamiento 1/1kV, de 2x(2x10) mm^2 de sección, que aguantan más de 50 A, corriente muy superior a la esperada por cada fila de paneles del campo fotovoltaico.

Dichos conductore están indicados para instalaciones eléctricas de generación eléctrica basadas en la energía solar fotovoltaica, para ser instalados en el interior o exterior, industriales, agrícolas, tanto en instalación fija o móvil, que pueden ser instaladas en bandejas, conductos y equipos.

Las conexiones serán estancas, utilizándose para ello terminales Multi-Contact MC4 o equivalente, empalmes, conexiones, sistemas y dispositivos que presenten grado de protección IP 65 de acuerdo con la normativa vigente sobre instalaciones a intemperie según lo especificado en la ITC BT-30, instalaciones en locales de características especiales.

10.2.8.2 Cableado (CC) de las baterías

Para el cableado de corriente continua (DC) de las baterías se emplearán cables normalizados flexibles de cobre aislado del tipo ZZ-F, con tensión de aislamiento 1/1kV, de 2x35 mm envueltos en XLPE, con intensidad resistente máxima de 144 A, muy superior al sobredimensionamiento respecto a la corriente máxima de suministro desde el inversor hacia las baterías, establecida en 90 A según las especificaciones de la batería.

En el sentido inverso, es decir, durante la descarga de las baterías, la intensidad de descarga estará regulada por el inversor, y éste a su vez tiene sus propias protecciones contra sobreintensidades.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

No obstante, las baterías aguantan un ritmo de descarga de 1500 A durante un tiempo máximo de 5s, cosa que dañaría la vida de las baterías, y al inversor, pero éste, que cuenta con su certificación de garantía de calidad, ofrece garantías de funcionamiento para limitar el ritmo de descarga de las baterías a unos niveles apropiados para su correcto funcionamiento.

10.2.8.3 Cableado (CA) desde el Inversor a la envolvente del inversor

Se emplearán cables flexibles de cobre aislado del tipo ZZ-F, con tensión de aislamiento 1/1kV, de (2x10mm^2) de sección normalizada según la norma de referencia DKE-VDE AK 411.2.3, y verificado según la UNE 21123_2017, considerando la posibilidad de quedar tendidos bajo bandeja de PVC perforada con tapa estanca de dimensiones adecuadas, por ejemplo, la de 60 mm x 150 mm, resistente a los rayos UVA, según UNE-EN 50085 - Sistemas de canales para cables y conductos cerrados.

10.2.8.4 Cableado (CA) entre la envolvente del inversor y el cuadro general

Se emplearán cables flexibles de cobre aislado del tipo ZZ-F, con tensión de aislamiento 1/1kV, de 1x16mm^2 de sección envueltos en XLPE, con intensidad resistente máxima de 91A, muy superior al sobredimensionamiento respecto a la corriente máxima de suministro desde el inversor hacia el cuadro general, establecida en 61 A. [(8190 Wp + 5750 W) / 230 Vac) x 125% = 76A]; cumpliendo con los requisitos del REBT y considerando lo dispuesto según la UNE 21123_2017, estando tendidos en tubo enterrado corrugado de doble pared Ø30mm.

11. DETALLES ACERCA DE LA INSTALACIÓN TERMOSOLAR

11.1. Generalidades

Según se ha definido, se instalará un sistema de captación solar térmica con una capacidad de almacenamiento de 200 litros, destinados a satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria de los 7 inquilinos de la vivienda objeto de proyecto.

El consumo de A.C.S. en Canarias es bastante elevado respecto a otras zonas, en torno a un 25 – 30% de la demanda energética global, según R7 Servicios en una charla sobre aerotermia complementada con fotovoltaica, empresa asociada al grupo SISCOCAN, y es una cosa que se ha comprobado por medios propios.

Lo positivo de los sistemas de captación térmica es que precalientan el agua de la acometida de la red, con rendimiento de aprovechamiento muy superior al de las instalaciones fotovoltaicas (como mínimo un 250% más eficientes). No obstante, la calidad de la energía eléctrica es superior al de la energía térmica en sistemas de baja temperatura debido a que es más versátil. Sin embargo, disponer de un volumen suficiente de agua caliente a una temperatura de utilización final entorno a los 45ºC es una demanda energética importante, y estos sistemas de captación solar de baja temperatura son muy eficientes en ese marco de operación.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

11.2. Características técnicas de la instalación termosolar

La instalación de captación térmica está compuesta por un captador de la marca JUNKERS, modelo FCC-2 CTE o equivalente, con acumulador termosifón, también de la marca JUNKERS, modelo TSS200 o equivalente, que irá montado sobre una estructura de soporte proporcionada por el fabricante para sostener, inclinar y fijar todo el equipo de captación y almacenamiento de agua. Las principales características técnicas del colector solar térmico (CST) y de la instalación son las siguientes:

- Horas solares anuales: 3.407 horas (39% anual).
- Horas solares equivalentes anuales: 1926 horas (22% anual).

- Inclinación fija del captador (invierno/ verano): 40º.
- Orientación (Azimut) óptima de los paneles: 25º Sur.
- Nº total de módulos de captación solar térmica: 1 ud.
- Depósito de acumulación termosifón (óptimo): 200 L
- Contribución solar a la demanda de A.C.S.: 70%.
- Temperatura del agua del acumulador: 46ºC.
- Volumen de demanda para el cálculo, por persona y día: 28 L.
- Rendimiento medio del captador solar térmico: 50%.

Configuración del campo solar (CST):

La solución consiste en instalar un equipo de captación con sistema de almacenamiento con termosifón incluido. A continuación, se definirán con detalle cada uno de los elementos y equipos que componen el sistema de captación solar térmico:

i. Estructura de soporte
ii. Captador solar térmico
iii. Almacenamiento de A.C.S.
iv. Instalación de enlace
v. Aislamiento térmico de tuberías
vi. Protecciones

11.2.1. Estructura de soporte

La estructura soporte es el elemento encargado de sujetar el sistema de captación a la cubierta, y dotar al mismo de la inclinación adecuada respecto del plano horizontal para maximizar el aprovechamiento de la radiación solar siendo el ángulo de inclinación fijo durante toda la vida útil del sistema.

El captador va instalado sobre una estructura formada por una consola de perfiles de acero galvanizado y fijaciones en acero inoxidable. El sistema utilizado para la fijación a la cubierta será mediante la sujeción de las consolas directamente a la cubierta, teniendo en cuenta la altura del edificio, localización, cargas de viento y nieve del lugar, así como las características de la propia cubierta.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

Para evitar el deterioro de la capa impermeabilizante de cubierta, se dispondrá entre ésta y las consolas, una lámina de polietileno de 35 cm de ancho y 5mm de espesor de la marca Rollgum Fix, abarcando toda la longitud de cada fila de consolas. Está compuesto por una lámina de EPDM impermeabilizadora, de sencilla y rápida colocación ya que una de sus caras es autoadhesiva.

La estructura soporte, debe tener una buena resistencia para aguantar fuertes vientos de hasta 162km/h (45 m/s), aunque la media anual de la velocidad del viento sea mucho menor, en torno a 20 km/h (5.5 m/s).

Cubierta plana, juego de soporte básico para sistemas de 150/200/300 l:

Pos.	Ctd.	Denominación
1	2x	Abrazadera acumulador
2	2x	Perfil cubierta plana/tejado inclinado para 1 captador
3	4x	Perfil de soporte acumulador (1380 mm - 45/30)
5	2x	Protección antideslizante
6	2x	Perfil de soporte inferior (2215 mm - 35/30)
8	2x	Perfil de soporte captador (2050 mm - 45/30)
9	2x	Perfil de soporte trasero
10	4x	Sujeción captador sencilla
11	2x	Perfil transversal
	27x	Tornillos alomados M8x20
	27x	Tuerca M8

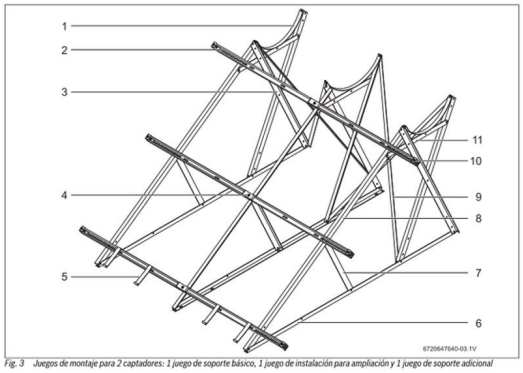


Fig. 3 Juegos de montaje para 2 captadores: 1 juego de soporte básico, 1 juego de instalación para ampliación y 1 juego de soporte adicional

Figura 44: Estructura de soporte del colector solar térmico.

La orientación (azimut) de la estructura soporte será 25ºSO y se dispondrá con una inclinación optimizada para sacar el máximo partido tanto en el invierno como para el verano, de 40º respecto a la horizontal. Quedará instalado en la esquina oeste de la cubierta (véase la sección de planos).

Características generales:

Se cita a continuación información relativa a las estructuras de soporte.

- Tipo de edificio: Cubiertas industriales, agrarias y residenciales, sobre suelo, inclinación ≤ 5º
- Tipos de cubierta plana: Cubierta de bitumen, hormigón, grava
- Material: Perfiles: Acero galvanizado; Fijaciones: Acero inoxidable
- Rango de Tª del entorno: -30ºC hasta +50ºC

Resistencia eléctrica de apoyo

Resistencia eléctrica de apoyo JUNKERS para equipos termosifón con depósito TSS-2. Potencia de 2000W y alimentación de 230 V.

11.2.2. Captador solar térmico

Como resultado del estudio, se ha definido un colector solar con termosifón incluido, y resistencia eléctrica de 2000 W opcional de la marca JUNKERS, y se considera instalar un almacenamiento de 200 litros.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

11.2.3. Almacenamiento de A.C.S.

El sistema de acumulación con termosifón está compuesto por un acumulador y un kit de conexión. El fluido caloportador circula por el captador y depósito de forma natural debido a la diferencia de temperatura. Este sistema está especialmente indicado para el segmento doméstico, donde los consumos de agua caliente corresponden aproximadamente a las diferentes capacidades de volumen de acumulación.

En este caso, la solución adoptada de equipo termosifón, adecuada a la vivienda y consumo, con posibilidad de montaje sobre cubierta plana y con capacidad de 200 litros, volumen optimizado para la demanda de la vivienda.

Depósito de doble envolvente, con circuito solar independiente del circuito de consumo, e interior con doble capa de esmaltado, que permite la máxima higiene en el circuito de agua caliente sanitaria.

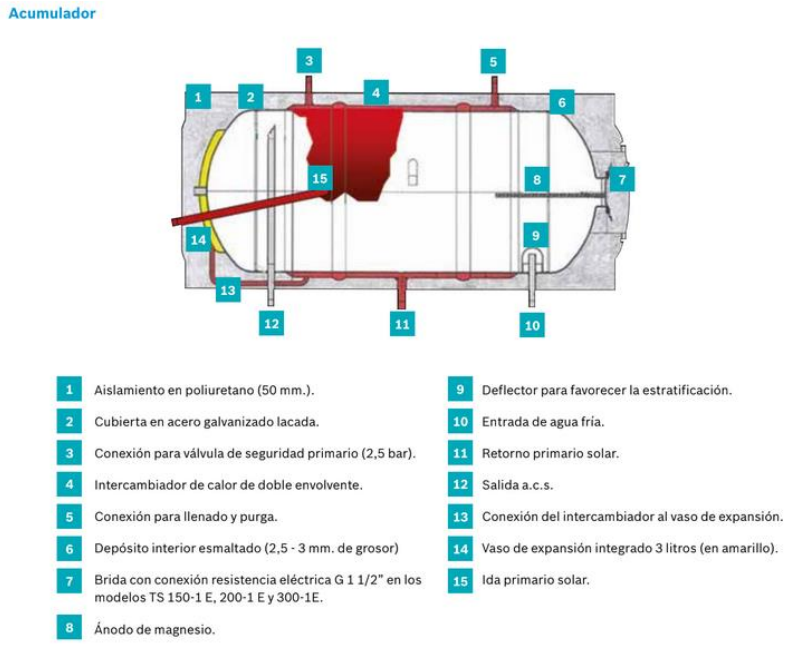


Figura 45: Acumulador (termosifón) TSS 200-2E.

Características generales:

- Capacidad total: 200 L
- Diámetro: 580 mm
- Longitud: 1320 mm
- Peso del acumulador vacío: 78 kg
- Volumen acumulación circuito primario: 13 L
- Volumen acumulación circuito secundario: 195 L
- Volumen del vaso de expansión cerrado interno: 3 L

Características del acumulador:

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

- Tipo de sistema Circuito indirecto: Circuito cerrado de transferencia de calor del CST
- Tipo de intercambiador Doble envolvente (horizontal)
- Presión máx. de trabajo circuito primario: 2,5 bar
- Presión máx. de trabajo circuito Secundario: 8 bar
- Recubrimiento exterior Acero galvanizado lacado
- Revestimiento interior Doble esmaltado
- Tipo de aislamiento Poliuretano, libre de CFC
- Espesor de aislamiento: 50 mm
- Disposición de vaso de expansión Interior
- Protección catódica mediante ánodo de sacrificio de magnesio
- Con brida para conexión de resistencia eléctrica de apoyo

Gama	Unidades	150 l. - Essence/Premium		200 l. - Essence/Premium		300 l. - Essence/Premium	
Captador		1 x FCC-2S		1 x FCC-2S		2 x FCC-2S	
Depósito		TS 150-2	TS 150-2 E	TS 200-2	TS 200-2 E	TS 300-2	TS 300-2 E
Tipo de sistema		Circuito indirecto					
Tipo de intercambiador		Doble envolvente (horizontal)					
Capacidad total	l	150		200		300	
Volumen acumulación circuito primario	l	13		13		20	
Volumen acumulación circuito secundario	l	145		195		280	
Presión máx. de trabajo circuito primario	bar	2,5		2,5		2,5	
Presión máx. de trabajo circuito Secundario	bar	8		8		8	
Diámetro	mm	580		580		580	
Longitud	mm	1120		1320		1850	
Peso del acumulador vacío	kg	71		78		95	
Recubrimiento exterior		Acero galvanizado lacado					
Revestimiento interior		Doble esmaltado					
Tipo de aislamiento		Poliuretano, libre de CFC					
Espesor de aislamiento	mm	50		50		50	
Disposición de vaso de expansión		Interior					
Volumen vaso de expansión	l	3		3		3	
Protección catódica		Ánodo de magnesio					
Sin brida para conexión de resistencia eléctrica (conforme al CTE)		•		•		•	
Con brida para conexión de resistencia eléctrica			•		•		•

Figura 46: Hoja característica del acumulador del CST para ACS.

11.2.4. Instalación hidráulica de enlace

Se da por supuesto que el sistema de enlace con la distribución interior de la vivienda está en las condiciones de uso necesarias para llevar a cabo la instalación hidráulica correspondiente al colector solar térmico.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

La solución consiste en instalar tuberías de PP-R para usos de fontanería de agua caliente, con uniones térmicas, así como la interconexión mediante codos y accesorios, que irán desde la acometida de agua fría de red, que ya existe sobre la cubierta en previsión desde la etapa de construcción del edificio para almacenamiento de un depósito de agua, y descenderán por la fachada norte hacia el termo eléctrico que sirve como depósito actual de acumulación y generación de A.C.S.

11.2.5. Aislamiento térmico de tuberías

Respecto al aislamiento de las tuberías de agua caliente, según la tabla 11 del Pliego del IDAE, el diámetro exterior de la tubería por la que circula el fluido (agua) caliente, así como la temperatura máxima de operación, marca el espesor de aislamiento (mm), cuyo material ha de ser tal que su conductividad térmica, en W/(m·K), sea igual a la de referencia, de 0,04 W/(m·K).

Tabla 11

Fluido interior caliente			
Diámetro exterior (mm) (*)	Temperatura del fluido (°C) (**)		
	40 a 60	61 a 100	101 a 180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

(*) Diámetro exterior de la tubería sin aislar.
(**) Se escoge la temperatura máxima de red.

Los espesores de aislamiento (expresados en mm) de tuberías y accesorios situados al interior no serán inferiores a los valores de la tabla 11.

Figura 47: Tabla sobre espesores del aislamiento térmico de tuberías del CST para ACS.

En caso de ser distinta, el cálculo del espesor vendrá dado en función del espesor de referencia para la conductividad térmica del material de referencia, tal que así:

Para tuberías y accesorios situados al exterior, los valores de la tabla 11 se incrementarán en 10 mm como mínimo.

Para materiales con conductividad térmica λ, en W/(m·K), distinta de 0,04, el espesor mínimo e (en mm) que debe usarse se determinará, en función del espesor de referencia e_{ref} (en mm) de la tabla 11, aplicando las siguientes fórmulas:

– Aislamiento de superficies planas:

$$e = e_{ref}\,\lambda/\lambda_{ref}$$

– Aislamiento de superficies cilíndricas:

$$e = \frac{D_i}{2}\left[\exp\left(\frac{\lambda}{\lambda_{ref}}\ln\frac{D_i + 2\,e_{ref}}{D_i}\right) - 1\right]$$

Figura 48: Dimensionamiento del espesor del aislante de las tuberías del circuito del CST para ACS.

Puesto que el poliuretano es un material aislante típicamente empleado en instalaciones térmicas, se aplicará este material, cuya conductividad es igual a la de referencia, para recubrir las tuberías, según los diámetros de las tuberías, con los correspondientes espesores de aislamiento, y para las zonas descubiertas a la intemperie en la cubierta, incrementando dicho valor un mínimo de 10 mm extra.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

11.2.6. Protecciones del sistema hidráulico

Se prevé instalar valvulería y accesorios como sistemas mecánicos de control para proteger la instalación contra sobrecalentamientos:

- Válvula seguridad en el sistema primario: 2,5 bar
- Válvula seguridad en el sistema secundario: 8 bar
- Válvula antirretorno.
- Vaso de expansión integrado en el depósito: 3 L

No se considera necesario establecer un sistema de equilibrado de la instalación hidráulica, ni mediante válvulas de equilibrado, ni mediante sistemas de retorno invertido, debido a que solo hay un colector.

Así mismo, tampoco se instalará un sistema de conducción forzado mediante bombas hidráulicas debido a que ya se ha sustituido por el sistema con termosifón.

Tampoco habrá intercambiador de placas, dado que se trata de una instalación muy pequeña, y de tipo unifamiliar, de modo que la instalación queda exenta de cubrir los requerimientos mínimos de instalaciones de A.C.S. centralizadas, respecto a la temperatura mínima de calentamiento y acumulación por encima los 60ºC a modo de prevención de contagios por legionelosis.

11.2.7. Sistema de control

El sistema de control no será mediante regulación por termómetro diferencial, debido a que no se trata de un sistema de impulsión forzado, ni que tenga que recircular el agua caliente continuamente, de manera que no habrá un sistema de control electrónico programado como tal, más lejos del propio control de la resistencia eléctrica del termosifón, que actuará conforme a una planificación de horario para satisfacer la demanda cuando ésta se haga presente.

La programación del sistema de operación de la resistencia eléctrica, que actuará conforme a una fijación de horarios establecida por el usuario, quedará supeditada a los horarios de consumo que éstos apliquen.

No obstante, dicho sistema programado debe garantizar que la instalación termosolar aproveche al máximo el recurso solar disponible, de modo que previsiblemente, éste deba operar en momentos puntuales, por la mañana (sobre las 6 horas) y tal vez por la tarde noche, dejando de usar la resistencia eléctrica del termosifón en los horarios de calentamiento natural del sistema.

12. SUBVENCIONES

Debe tenerse en cuenta que continuamente están brotando cantidad de subvenciones para la instalación de instalaciones relativas a las energías renovables con fondos europeos, estatales, autonómicos y locales, de acuerdo a la fuerte apuesta para hacer frente al cambio climático, apoyar la transición energética, fomentar la generación distribuida mediante sistemas altamente eficientes y de origen renovable y fomento del autoconsumo a todos los niveles y para una amplia diversidad de casuísticas de instalación de sistemas de aprovechamiento energético, destacando la instalación de fotovoltaica con baterías eléctricas, así como producción de ACS mediante colectores (CST), o bien mediante equipos de bomba de calor (aerotermia) con

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

Universidad de La Laguna
Oficina de Sede Electrónica
Entrada
Nº registro: 2022/93410
Nº reg. oficina: OF002/2022/92341
Fecha: 06/09/2022 13:48:24

alta eficiencia (COP mín >= 250 %), así como el desmontaje de instalaciones de colectores solares térmicos antiguas o en mal funcionamiento, con la correspondiente gestión de residuos.

Por ejemplo, el Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas, de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Para el caso de Canarias, la dotación presupuestaria es la siguiente, conforme a los programas de incentivos 1, 2, 3, 4, 5, y 6.

Las cuantías resultantes al aplicar estos criterios han sido:

	Programa de incentivos 1: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovables, en el sector servicios, con o sin almacenamiento		Programa de incentivos 2: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en otros sectores productivos de la economía, con o sin almacenamiento		Programa de incentivos 3: Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector servicios y otros sectores productivos (componente 8) – Euros	Programa de incentivos 4: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento		Programa de incentivos 5: Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector (componente 8) – Euros	Programa de incentivos 6: Realización de instalaciones de energías renovables térmicas en el sector residencial (componente 7) – Euros	Total – Euros
	Categoría Autoconsumo renovable (componente 7) – Euros	Categoría Almacenamiento (componente 8) – Euros	Categoría Autoconsumo renovable (componente 7) – Euros	Categoría almacenamiento (componente 8) – Euros		Categoría Autoconsumo renovable (componente 7) – Euros	Categoría Almacenamiento (componente 8)			
Andalucía	13.326.964	2.665.393	24.970.129	3.473.193	5.782.068	34.143.712	2.560.778	853.593	17.071.856	104.847.686
Aragón	2.707.591	541.518	7.217.044	1.131.728	1.812.511	5.959.734	446.980	148.993	2.979.867	22.945.966
Asturias, Principado de	1.833.057	366.611	2.795.165	512.291	928.371	5.063.103	379.733	126.578	2.531.551	14.536.460
Balears, Illes	3.120.874	624.175	1.208.457	216.865	624.972	4.752.757	356.457	118.819	2.376.379	13.399.755
Canarias	4.362.481	872.496	2.521.596	397.609	979.307	8.736.634	655.248	218.416	4.368.317	23.112.104

Figura 49: Dotación económica de subvenciones destinadas a Canarias según el Real Decreto 477/2021.

Partidas presupuestarias de subvenciones a los sistemas de aprovechamiento de energía solar en Canarias según el RD 477/2021.

Para cumplir los requisitos de solicitud, el IDEA, junto con el apoyo de otros organismos, ha preparado recientemente guías para la correcta tramitación de las instalaciones solares proyectadas para el autoconsumo "IDAE 060 - Guía_Profesional_Tramitacion_autoconsumo (2022_04)", así como poner a disposición pública los modelos para la tramitación de los diferentes documentos que servirán de base para la solicitud de las subvenciones a las que los propietarios de las instalaciones puedan acogerse.

Además, el pasado 17 de mayo de 2022, MITECO aprueba un refuerzo a la implantación de instalaciones renovables para autoconsumo con almacenamiento (enlace solo disponible aquí: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/2205171_tcm30-540439.PDF). Modificando algunos reales decretos.

Este documento incorpora firma electrónica, y es copia auténtica de un documento electrónico archivado por la ULL según la Ley 39/2015.
Su autenticidad puede ser contrastada en la siguiente dirección https://sede.ull.es/validacion/

Identificador del documento: 4763620 Código de verificación: W3xVI7Ni

Firmado por: MARIO PALMERO MÉNDEZ Fecha 06/09/2022 13:44:12
UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA