



Metodología de ecodiseño de instalaciones eléctricas fotovoltaicas en corriente continua para edificios urbanos aislados

Tesis doctoral presentada por: Tony Castillo-Calzadilla

Dirigida por:

Dra. Ana M. Macarulla y Dr. Cruz E. Borges

dentro del programa de Doctorado en Ingeniería para la
Sociedad de la Información y Desarrollo Sostenible



**Metodología de ecodiseño de
instalaciones eléctricas fotovoltaicas en
corriente continua para edificios
urbanos aislados**

Tesis doctoral presentada por: Tony Castillo-Calzadilla

Dirigida por:
Dra. Ana M. Macarulla y Dr. Cruz E. Borges

dentro del programa de Doctorado en Ingeniería para la
Sociedad de la Información y Desarrollo Sostenible

El doctorando

Los directores

Bilbao, junio de 2018

RESUMEN

El objetivo principal de esta tesis es demostrar la viabilidad de alimentar de forma aislada de la red convencional y mediante energía solar fotovoltaica en corriente continua, incluso en periodos de baja irradiación solar, a un edificio de servicios con un alto consumo eléctrico. Esta investigación se enmarca en la necesidad de fomentar el uso de energías renovables para minimizar el impacto ambiental derivado del consumo de electricidad.

Para ello, se ha desarrollado un modelo de simulación MATLAB que reproduce el comportamiento de una instalación eléctrica en corriente continua con una fuente de generación solar fotovoltaica. La implementación del modelo ha requerido del diseño de herramientas de dimensionamiento tanto para el sistema de captación de energía (placas solares fotovoltaicas) como para el sistema de almacenamiento energético (baterías químicas). Asimismo, se han desarrollado los modelos de dos controladores de corriente continua, uno para maximizar la captación de energía y otro para estabilizar la tensión de alimentación de la carga.

Se realiza, además, un estudio comparativo del modelo de simulación desarrollado con modelos ya probados y validados en la literatura. Para hacer este estudio lo más fiel posible a los modelos reales, se incluye el componente resistivo presente en el cableado. Los resultados del análisis son evaluados desde diferentes perspectivas técnicas, económicas, sociales y ambientales, aportando así la información necesaria para evaluar las ventajas y desventajas de escoger un tipo de configuración según las necesidades y requisitos de la instalación eléctrica del edificio.

El caso de estudio elegido para evaluar el comportamiento el modelo se localiza en el edificio del Colegio Mayor de la Universidad de Deusto en Bilbao (España), una zona con frecuentes periodos de baja irradiación. En esta validación se ha trabajado con datos reales de irradiación solar,

temperatura y datos de consumo energético cuarto-horarios del propio edificio. Con dichos datos se han generado, además, varios escenarios de simulación tanto de perfil conservador, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas históricas de la localización, como de perfil extremo.

Los resultados demuestran que el modelo supera de forma satisfactoria cada uno de los escenarios propuestos. Por un lado, en los escenarios más desfavorables (tres días consecutivos de peor irradiación de los últimos 30 años) el sistema consigue garantizar el servicio. Por otro lado, en los escenarios favorables (máxima irradiación y mínimo consumo), el sistema es capaz de mantener un nivel de fluctuación en la tensión inferior al 9,7 % respecto a su valor nominal. Así mismo, los resultados derivados de evaluar la viabilidad económica y medioambiental de la solución son significativos, con un retorno de inversión de 6 años y un decremento de las emisiones contaminantes mensuales de 13 toneladas de CO₂ equivalente.

Finalmente, los resultados de este trabajo de investigación son extrapolables a otros contextos, especialmente a aquellas regiones donde las infraestructuras necesarias para la distribución de energía eléctrica están aún sin desplegar.

ABSTRACT

The main objective of this thesis is to demonstrate the feasibility of feeding photovoltaic solar energy in direct current, even during periods of low irradiation and in isolated form from the conventional network, to a service building with a high electricity consumption. This research has its foundation in the need to foster the use of renewable energy sources to minimize the environmental impact as consequence of electricity consumption.

Within this scope, a MATLAB simulation model that reproduces the behavior of direct current electrical installation fed by a photovoltaic solar energy source was developed. The implementation of such a model entailed the design of sizing tools both for the energy capture system (photovoltaic solar panels) and for the energy storage system (chemical batteries). Also, two direct current controller models were implemented, one to maximize the capture of energy, and another to stabilize the supply voltage of the load.

The performance of the simulation model is compared against other models already tested and validated in the literature. To make this study as reliable as possible to the real models, the resistive component present in the wiring is included. The results of the analysis are presented from different technical, economic, social and environmental perspectives, thus providing the necessary information to evaluate the advantages and disadvantages of choosing a specific type of configuration according to the needs and requirements of the electrical installation of the building.

The case study on which this research is based is the building of the Residence Hall of the University of Deusto in Bilbao (Spain), a location with frequent periods of low irradiation. Validations of the feasibility and reliability of the model have been tested by using real data of solar irradiation, local temperature and quarter-hourly energy consumption data. With these data, several assessment scenarios have also been

generated, both conservative, considering the historical weather conditions of the location, and extreme.

Results show that the model satisfactorily succeeds each of the proposed scenarios. On the one hand, in the most unfavorable scenarios (three consecutive days of worse irradiation in the last 30 years) the system manages to guarantee the service. On the other hand, in favorable scenarios (maximum irradiation and minimum consumption), the system is able to maintain a voltage fluctuation level lower than 9.7% with respect to its nominal value. Likewise, the results derived from the economic and environmental viability of the solution are significant, with a return on investment of 6 years and a decrease in monthly pollutant emissions of 13 tons of CO₂ equivalent.

Finally, the results of this research work are exportable to other contexts, especially to those regions where the infrastructures necessary for the distribution of electric power are not yet deployed.

LABURPENA

Tesi honen helburu nagusia energia berriztagarria erabiltzen duten instalazioak garatzea eta ezartzea da, pertsonen bizi kalitatea hobetuz eta ingurumenean duen eragina murriztuz. Lan honen bidez frogatu da, irradiazio baxuko zonaldeetan, kontsumo altuko eraikin bat era isolatuan hornitu ahal dela.

Horretarako, aurretik definitutako eraikinaren korrante zuzeneko instalazio elektrikoaren simulazio modelo definitu da. Modelo honek energia kaptaziorako (eguzki plaka fotovoltaikoak), zein energia bilketarako (bateria kimikoak) dimensionamendu erramintak diseinatzea eskatu du. Hala ere, korrante zuzeneko bi kontrolagailu modelo garatu dira, bata energia bilketa maximizatzeko, eta bestea, kargaren elikatze tentsioa egonkortzeko.

Honez gain, tesi honetan garatutako modeloarekin alderatze azterketa bat egin da, beste ikerketa batzuetan egindakoekin alderatuz. Kableen alde erresistentea kontutan hartu izan da, benetazko modeloetara hurbildu nahian. Kapitulu honetan, instalazioa ikuspegi desberdinetatik aztertu da, ikuspegi teknikoa, fidagarritasun arloa eta gizarte-ingurumena kontutan hartuz. Analisi honi esker, edozein ikertzailek instalazio mota definitu lezake.

Simulazioen bitartez proposatutakoa balioztatzeko, bertako eguzki irradiazio eta temperatura datu errealekin eta ordu laurdeneko kontsumo balioekin lan egin da. Datu hauekin, egoera desberdinak garatu dira, perfil errealistak zein muturrekoak sortuz.

Proposatutako sistemak egoera guzti hauek era egoki batean gaintitu ditu: sistemak, muturreko egoera txarrean (hiru egun jarraietan azkenengo 30 urteko irradiazio txarrenekin) zerbitzua bermatzea lortu du, eta egoera onenetan (irradiazio altuenekin eta kontsumo txikienekin),

tentsioa baxuan fluktuazio maila mantentzea lortu du % 9,7-arekin, balio nominalari dagokionez.

Modu berean, proposamen honen sostengarritasun ekonomikoa eta ingurunekoa aztertu da. Erabilitako kasuan, inbertsioa 6 urtetan berreskuratuko litzateke, hilean 13 tona CO₂ baliokide murriztuz. Amaitzeko, esan beharra dugu, ikerketa lan honen emaitzak beste testuinguru askotan aplikatu litezkeela, bereziki energia elektrikoa banatzeko azpiegiturak garatuak ez dituzten lurraldeetan.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	III
ABSTRACT	V
LABURPENA	VII
ÍNDICE DE CONTENIDOS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
LISTA DE ACRONIMOS	XX
DEDICATORIA.....	XXII
AGRADECIMIENTOS	XXIII
CONTRIBUCIONES CIENTIFICAS	XXV
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. SITUACIÓN ACTUAL	1
1.1.1. TIPOS DE FUENTES DE GENERACIÓN Y SUS BALANCES.....	5
1.1.2. LA SOLAR PV Y SU EVOLUCIÓN	7
1.2. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	11
1.3. LA SOLUCIÓN PROPUESTA	14
1.4. OBJETIVO GENERAL	20
1.4.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS DE LA INVESTIGACIÓN	20
1.5. CONTENIDO DE LA TESIS	21
2. ESTADO DEL ARTE.....	25
2.1. EXPERIENCIAS DESARROLLADAS CON SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	25
2.1.1. EDIFICIOS VERDES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	26

2.1.2.	EXPERIENCIAS DE USO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	32
2.1.3.	MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE ESCENARIOS	36
2.1.4.	MODELIZACIÓN DE CARGAS PARA LOS SISTEMAS SOLARES	42
2.2.	TECNOLOGÍAS NECESARIAS PARA LOS SISTEMAS DC	44
2.2.1.	EL DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	45
2.2.2.	EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	48
2.2.3.	TECNOLOGÍAS DE EXTRACCIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN INSTALACIONES SOLARES.....	63
2.3.	CONCLUSIONES DEL ESTADO DEL ARTE	72
3.	MATERIALES Y MÉTODOS DE LA INVESTIGACIÓN	75
3.1.	UNIDAD DE ESTUDIO	75
3.2.	DATOS DE LA INVESTIGACIÓN	76
3.3.	IRRADIACIÓN (W/M ²).....	77
3.4.	TEMPERATURA (°C)	81
3.5.	POTENCIA (KW)	82
3.6.	ESCENARIOS MODELIZADOS.....	86
3.6.1.	PARA EXPERIMENTOS DE CAPÍTULO V.....	86
3.6.2.	PARA EXPERIMENTOS DE CAPÍTULO VI.....	88
3.7.	HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS	91
3.8.	MODELOS MATEMÁTICOS DEL SPS.....	92
3.9.	MODELO SOLAR FOTOVOLTAICO DISEÑADO	94
3.9.1.	SUBSISTEMA DE GENERACIÓN.....	95
3.9.2.	SUBSISTEMA DE RESPALDO ENERGÉTICO	98

3.9.3.	SUBSISTEMA DE CONTROL	101
3.9.4.	SUBSISTEMA DE CONSUMO	106
3.9.5.	SUBSISTEMA DE PROTECCIÓN	108
3.9.6.	SUBSISTEMAS DE MONITORIZACIÓN O MEDICIÓN	111
4.	DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR PV EN DC MODO AISLADO DE RED	117
4.1.	INTRODUCCIÓN	117
4.2.	LA CONFIGURACIÓN DE LA MICRORRED DC.....	119
4.3.	ALGORITMOS DE DIMENSIONAMIENTO PARA UNA INSTALACIÓN SOLAR AISLADA.....	120
4.3.1.	SUBSISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR PV	120
4.3.2.	SUBSISTEMA DE RESPALDO ENERGÉTICO	127
4.3.3.	SUBSISTEMA DE CONTROL	131
4.4.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CASO DE ESTUDIO	136
4.4.1.	SUBSISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR PV PARA EL CASO DE ESTUDIO	136
4.4.2.	SUBSISTEMA DE RESPALDO ENERGÉTICO PARA EL CASO DE ESTUDIO	138
4.4.3.	SUBSISTEMA DE CONTROL Y REGULACIÓN DE LA ENERGÍA PARA EL CASO DE ESTUDIO.....	140
5.	EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ECODISEÑO PARA INSTALACIONES SOLARES PV AISLADAS	143
5.1.	INTRODUCCIÓN	143
5.2.	EVALUACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	145
5.2.1.	ESCENARIO DE INVIERNO	145
5.2.2.	ESCENARIO VERANO	146
5.2.3.	ESCENARIO DE VERANO*	148

5.2.4.	IRRADIANCIA MÁS BAJA DURANTE TRES DÍAS CONSECUTIVOS EN LOS ÚLTIMOS 30 AÑOS	149
5.2.5.	TRES DÍAS CONSECUTIVOS DE IRRADIACIÓN TÍPICA	151
5.3.	COMPARATIVA DE LOS ESCENARIOS ESTUDIADOS	152
5.4.	PÉRDIDAS DE POTENCIA ENTRE LA DISTRIBUCIÓN E INTERCONEXIÓN (CABLEADO)	156
5.5.	REDUCCIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES	157
5.6.	COSTES E INVERSIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	158
6.	TOPOLOGÍAS DE INSTALACIONES SOLARES PV EN CORRIENTE CONTINUA (DC) HÍBRIDAS CON FUENTES RENOVABLES Y TRADICIONALES	161
6.1.	INTRODUCCIÓN	161
6.2.	TIPOLOGÍAS DE LAS INSTALACIONES EN DC	163
6.2.1.	MICRORRED DC ALIMENTADA POR LA RED COMERCIAL (MODELO A).....	164
6.2.2.	MICRORRED DC AISLADA DE RED CON ACUMULACIÓN DE ENERGÍA COMO SOPORTE ENERGÉTICO (MODELO B).	165
6.2.3.	MICRORRED DC AISLADA DE RED CON ACUMULACIÓN DE ENERGÍA COMO FUENTE DE ALIMENTACIÓN A LA CARGA (MODELO C). ...	166
6.3.	INDICADORES DE EFICIENCIA DE LAS INSTALACIONES	166
6.3.1.	INDICADORES TÉCNICOS.....	166
6.3.2.	INDICADORES DE CONFIANZA	168
6.3.3.	INDICADORES ECONÓMICOS Y AMBIENTALES.....	170
6.4.	EXPERIMENTACIÓN Y RESULTADOS.....	171
6.4.1.	INDICADORES TÉCNICOS O DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MODELOS	172
6.4.2.	INDICADORES DE CONFIANZA DE LOS MODELOS	177

6.4.3.	INDICADORES ECONÓMICOS Y AMBIENTALES.....	185
7.	CONCLUSIONES, LIMITACIONES Y LÍNEAS FUTURAS.....	189
7.1.	ASPECTOS TÉCNICOS	189
7.2.	ASPECTOS ECONÓMICOS	192
7.3.	ASPECTOS SOCIALES Y AMBIENTALES	193
7.4.	LIMITACIONES	194
7.5.	LÍNEAS FUTURAS	196
	GLOSARIO DE TÉRMINOS	198
	REFERENCIAS	200
	ANEXO A: FACTURA MODELO	217

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Emisiones países firmantes y no firmantes del tratado de París [11]	4
Figura 2. Tipos de fuentes de energía [34]	6
Figura 3. Mix energético renovable global para el 2014 [7]	7
Figura 4. Crecimiento de las renovables para el periodo comprendido 2008-2013 [44].....	9
Figura 5. Comparativa de los precios de las energías renovables y las fósiles [24].....	10
Figura 6. Rangos de LCOE según la tecnología entre 2014-2025 [24] .	11
Figura 7. Evolución de precios proyectados para los sistemas PV [13]	13
Figura 8. Comparativo de irradiación de energía solar mensual potencial de generación.	15
Figura 9. Modelo propuesto para generación solar fotovoltaica.	18
Figura 10. Empleos según tecnología usada para su generación [45].	20
Figura 11. Esquema del primer apartado del estado del arte	26
Figura 12. Modelo de microrred DC propuesta en la investigación [64].	41
Figura 13. Esquema del segundo apartado del estado del arte	44
Figura 14. Evolución de la eficiencia de las diferentes tecnologías [107] [51].....	46
Figura 15. Representación de una celda solar fotovoltaica [115]	48
Figura 16. Capacidad instalada y existencias de las baterías según su tipo [121].....	51
Figura 17. Eficiencia de las baterías según su masa o su volumen [123]	52
Figura 18. Proyección de precios de las baterías según la tecnología [121].....	54
Figura 19. Convertidor elevador con dos fuentes paralelas [67].....	56
Figura 20. Curva característica del panel solar [131].....	65
Figura 21. Flujograma de control del MPPT basado en P&O [134]	67
Figura 22. Algoritmo del sistema solar fotovoltaico [135].....	68

Figura 23. Diagrama de la instalación aislada con el sistema lógico difuso [136]	69
Figura 24. Sistema lógico difuso desarrollado [136].....	69
Figura 25. Curva pronóstica de irradiación solar verano 2016	78
Figura 26. Curva real de irradiación solar verano 2016	80
Figura 27. Histograma de irradiación histórica en Bilbao	81
Figura 28. Comportamiento de las temperaturas en el 2014.....	82
Figura 29. Curva de consumo del CMUD de un día de invierno	83
Figura 30. Histograma de consumo del CMUD durante el 2014	85
Figura 31. Potencial solar versus consumo del edificio [144].....	85
Figura 32. Frecuencia relativa a la clusterización de 30 años de datos de irradiación y temperatura	89
Figura 33. Grupos ordenados de acuerdo con el clúster al que pertenecen.....	90
Figura 34. Modelo completo de celda solar SIMULINK/SPS [146].....	93
Figura 35. Modelo aproximado de las baterías de la instalación [146]	94
Figura 36. Panel y variables de dependientes de generación.....	96
Figura 37. Curva características del panel solar utilizado para el estudio [146].....	96
Figura 38. Afectación de la temperatura sobre (a) la corriente vs voltaje (b) potencia vs voltaje del arreglo solar [146]	97
Figura 39. Asociación de paneles solares para la instalación	98
Figura 40. Diagrama de conexión del sistema de baterías [146].....	99
Figura 41. Curvas características de descarga nominal (Ah) de las baterías [146]	100
Figura 42. Curvas de descarga nominal (tiempo) de las baterías usadas [146].....	100
Figura 43. Asociación de las baterías usadas para alimentar la instalación	101
Figura 44. Bloque de decisión de carga y descarga de las baterías ...	104
Figura 45. Diagrama del Convertidor DC-DC tipo Reductor.....	104
Figura 46. Flujoograma de rastreo del punto de máxima potencia (MPPT).....	105
Figura 47. Carga variable diseñada para el CMUD.....	106

Figura 48. Elementos de protección y estabilización.....	109
Figura 49. Diodo de protección contra corrientes inversas.....	110
Figura 50. Bloque de control contra bajo y alto nivel de batería	111
Figura 51. Curva de temperatura.....	112
Figura 52. Curva de tensión en la salida	113
Figura 53. Potencial solar PV versus consume del edificio en un día de invierno [144].....	114
Figura 54. Modelo propuesto en esta fase de la investigación.	116
Figura 55. Representación de una celda solar fotovoltaica [115]	121
Figura 56. Flujograma de dimensionamiento de generación	123
Figura 57. Pronóstico de Irradiación para el año 2017 [139].....	126
Figura 58. Flujograma de dimensionamiento de la etapa de respaldo energético	128
Figura 59. Diagrama de SimPowerSystem para el convertidor reductor primario.....	131
Figura 60. Algoritmo de dimensionamiento de un convertidor DC-DC reductor	132
Figura 61. Diagrama de SimPowerSystem para el convertidor regulador secundario.....	136
Figura 62. Potencias de generación versus consumo y SOC [163]	138
Figura 63. Estado de carga del subsistema de acumulación [163]	140
Figura 64. Estado de carga del sistema.....	141
Figura 65. Corrientes & SOC presentes en el sistema para el escenario [144].....	145
Figura 66. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]	146
Figura 67. Corrientes & SOC presentes en el sistema para el escenario [144].....	147
Figura 68. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]	147
Figura 69. Corrientes & SOC presentes en el sistema para el escenario [144].....	148

Figura 70. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]	149
Figura 71. Flujos de potencia y SOC presentes para este escenario [144].....	150
Figura 72. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]	150
Figura 73. Flujos de potencia y SOC presentes para este escenario [144].....	151
Figura 74. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]	152
Figura 75. Estado de carga para los escenarios estudiados [144]	153
Figura 76. Ahorro de emisiones contaminantes a la atmósfera	158
Figura 77. Círculo de la generación fotovoltaica propuesta	162
Figura 78. Diagrama de microrred DC fósil acoplada a la red comercial	164
Figura 79. Diagrama de microrred DC renovable alimentación baterías o buck aislada de red	165
Figura 80. Diagrama de microrred DC renovable alimentación baterías aislada de red.....	166
Figura 81. Relación del tiempo de vida de un equipo/sistema [180]	170
Figura 82. Diagrama de bloques para el modelo A.....	178
Figura 83. Diagrama de bloques para el modelo B.....	179
Figura 84. Diagrama de bloques para el modelo C.....	180
Figura 85. Gráfico de ciclos de vida versus profundidad de descarga [51].....	183

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pérdidas en los componentes de una instalación solar PV [57]	12
Tabla 2. Comparativo entre distintos modelos de generación eléctrica renovable [84]	28
Tabla 3. Categorización propuesta para las aplicaciones aisladas de red [2]	31
Tabla 4. Capacidad instalada y existencias de las baterías según su tipo [121]	53
Tabla 5. Características de las baterías de las subcategorías de iones de litio [121]	53
Tabla 6. Potencial de Generación solar PV del CMUD.	79
Tabla 7. Consumo del CMUD año 2014	84
Tabla 8. Cuartiles de Irradiación y Temperatura Histórica	89
Tabla 9. Características de los paneles estudiados	126
Tabla 10. Valores de los convertidores diseñados	142
Tabla 11. Eficiencias del sistema	155
Tabla 12. Validación del modelo frente a otras configuraciones ya estudiadas	156
Tabla 13. Indicadores económico-financieros de la instalación	159
Tabla 14. Precisión de las diferentes microrredes	172
Tabla 15. Factor de Calidad de la alimentación TAC	173
Tabla 16. Pérdidas en el banco de baterías	174
Tabla 17. Pérdidas aproximadas en la instalación	175
Tabla 18. Eficiencia de las diferentes microrredes	176
Tabla 19. Eficiencia de las diferentes microrredes	177
Tabla 20. Las tasas de fallas documentadas que se usan en este análisis	178
Tabla 21. Fiabilidad y tasas de falla del modelo A	179
Tabla 22. Fiabilidad y tasas de falla del modelo B	180
Tabla 23. Fiabilidad y tasas de falla del modelo C	181
Tabla 24. Confiabilidad ($R_{(t)}$) de los sistemas analizados en esta investigación	181

Tabla 25. MUT de los componentes que son analizados en este estudio	182
Tabla 26. Vida útil esperada para las baterías de acuerdo con la Δ SOC	184
Tabla 27. Vida útil esperada para las baterías de acuerdo con la Δ DOD	185
Tabla 28. Indicadores económico-financieros de las instalaciones...	187

LISTA DE ACRONIMOS

AC	Corriente Alterna
AE	Ahorro Energético
BTN	Baja Tensión Normal
CI	Conductancia Incremental
CMUD	Colegio Mayor de la Universidad de Deusto
CO₂	Dióxido de Carbono
DC	Corriente Directa
DOD	Profundidad de Descarga
DR	Respuesta de la demanda
EE	Eficiencia Energética
EMS	Estrategia de Gerencia Energética
ESS	Sistema de Almacenamiento de Energía
EU	Unión Europea
FLC	Controlador Lógico Difuso
GA	Algoritmos Genéticos
GAD	Gestión Activa de la Demanda
HVDC	Alto Voltaje en Corriente Directa
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA	Agencia Internacional de Energía
IEC²EA	Instalaciones Eléctricas Fotovoltaicas en Corriente Continua para Edificios Urbanos Aislados
kWh	kilovatio-hora
LED	Diodo Emisor de Luz
MPP	Punto de Máxima Potencia
MPPT	Rastreador del Punto de Máxima Potencia
MTTF	Tiempo medio hasta el primer fallo
Ni-Cd	Níquel-Cadmio
NO_x	Óxidos de Nitrógeno
P&O	Perturbar y Observar
PR	Respuesta de la potencia
PSO	Optimización por Enjambre de Partículas

PtG	Energía a gas
PV	Fotovoltaico
PVGIS	Sistema Geográfico de Información Fotovoltaica
PWM	Modulación de Ancho de Pulso
RNA	Red Neuronal Artificial
SaDE	Algoritmo Evolutivo Diferencial Auto Adaptativo
SIFLC	Controlador Lógico Difuso de Entrada Única
SO₂	Dióxido de Azufre
SOC	Estado de Carga
SPS	Simscape SimPowerSystem
TSV	Tiempo Solar Verdadero
TSV	Tiempo Solar Verdadero
UN	Naciones Unidas
UTC	Tiempo Universal Coordinado
V₂G	Vehículo a Red
ΔD	Tasa de Cambio del Ciclo de Trabajo

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso, por haberme permitido existir y haberme asignado la maravillosa familia, a la cual pertenezco:

A mi eterna madre Sotera (†), A mi querido padre Félix, A mi amada abuela Virginia (†), que inculcara en mi los más hermosos sentimientos y valores que perdurarán por siempre en el tiempo, A mi tía Isaías quien ha dado todo su amor y dedicación para que yo sea quien soy hoy y seré mañana, sobre todo sin su apoyo no habría emprendido este viaje trasatlántico hacia el conocimiento...

Tony

AGRADECIMIENTOS

Al final del camino de esta etapa de mi vida me permito agradecer a todos aquellos quienes, sin su estímulo, apoyo incondicional y cooperación desinteresada, de una u otra forma, me han facilitado hacer realidad este hermoso sueño. Merecen especial reconocimiento en la Universidad de Deusto, el Prof. José Ignacio García Quintanilla, la Dra. Aihnoa Alonso Vicario, y la Dra. Oihane Kamara por su siempre excelente disposición para atender mis problemas en el desarrollo de mi trabajo doctoral.

Dra. Ana Macarulla, y al Dr. Cruz Borges quienes han dirigido la investigación de manera incansable, quienes además se convirtieron en guías en todo momento, dándome las luces y orientaciones necesarias para la armoniosa y exitosa conclusión de la tesis, y enseñándome, además, lo importante de trabajar en equipo en perfecta armonía y en beneficio de nuestro mutuo crecimiento profesional.

En segunda instancia, a la Universidad de Oriente la casa más alta del Oriente Venezolano hoy en día tribulaba por una realidad que nos persigue allí donde quiere que estemos los que la amamos y nos debemos a ella, porque es imposible olvidar nuestros orígenes, gracias por permitirme alentarme a postular al programa SUD-UE.

En la Unidad Energy&Environment quiero expresar mis mayores agradecimientos a TOD@S mis compañer@s sin dejar a ninguno fuera, porque tod@s me han ayudado en este transitar tan solitario como es el Doctorado. Quienes con sus observaciones pertinentes han logrado mejorar la calidad de mi investigación.

Igualmente, a los programas de becas SUD-UE y la Catedra UNESCO sin ellos hoy no estaría aquí, además me brindaron toda su colaboración en aras de concluir satisfactoriamente el proceso de formación doctoral.

A mis amigos dentro del mismo proceso doctoral con los que hemos debatido los problemas propios del proceso de la tesis, Cristian Olivares, Gorka Sorrosal, Tania Lorigo, con los que, de mis primeros pasos en aras de avanzar en el camino del conocimiento, sin su apoyo oportuno no hubiese sido posible alcanzar tan significativo logro personal.

Finalmente, debo absoluto y eterno agradecimiento a mi familia y mis amigos fuera de la Universidad de Deusto Oda, Angela, Rosmy, Rosa, Marianellis, Carlos, Wilmer, Lino, Diomar, quienes, con su afecto, estímulo y comprensión me impulsaron en todo momento para finalizar positivamente el trabajo de investigación en su completa integralidad...

CONTRIBUCIONES CIENTÍFICAS

Artículos en revistas científicas:

Simulación y análisis de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en DC para un edificio de servicios aislado de la red. **T. Castillo-Calzadilla**, A. Macarulla, E. Borges, and A. Alonso-Vicario (2018). *Dyna*. 24–30.

Analysis and assessment of an off-grid services building through the usage of a DC photovoltaic microgrid. **T. Castillo-Calzadilla**, A. M. Macarulla, O. Kamara-Esteban, and C. E. Borges (2018). *Sustainable Cities and Society*. Vol. 38, 405–419.

Desing of sizing algorithms for a direct current off-grid photovoltaic facility installation. **T. Castillo-Calzadilla**, A. Macarulla, and C. Borges (2018). *IEEE Latin American Transaction*.

Congresos internacionales:

Eco-Model for DC Electrical Systems in Standalone Buildings. **T. Castillo-Calzadilla**, A. Macarulla, and C. Borges (2016). *SESDE (Simulation for Energy, Sustainable & Environment Development)*, pp. 32–41 September 2016 (Larnaca, Cyprus).

Bridging the Gap between Real and Simulated Environments: a Hybrid Agent-Based Smart Home Simulator Architecture for Complex Systems. O. Kamara-esteban, G. Sorrosal, A. Pijoan, **T. Castillo-Calzadilla**, and X. Iriarte-lopez. *13th IEEE International Conference on Ubiquitous Intelligence and Computing*, pp. 220–227 July 2016 (Toulouse, France).

1. Introducción

Existen casi 7 billones de habitantes en el planeta, que ejercen una gran presión sobre sus recursos, explotándolos de diversas maneras. La energía es uno de los más demandados. No obstante, existen, según cifras del Banco Mundial, 1,2 billones [1]–[3] de personas que viven en zonas rurales y asentamientos aislados de los centros urbanos, o que no tienen acceso al servicio eléctrico, incluso en, algunos regiones de países considerados desarrollados se pueden hallar tales desigualdades.

Hoy día, casi 100 millones de personas repartidas en 26 millones de hogares, se sirven de sistemas de energía renovable en forma aislada de la red [2]. Esta importante cifra se descompone en 20 millones de hogares basados en sistemas solares domésticos, 5 millones de hogares en sistemas tipo microrredes, y casi 1 millón de hogares a través de pequeños sistemas eólicos. Esto deja claro que los sistemas aislados¹ cuentan con un alto grado de madurez. La potencia instalada en forma de microrredes DC² ha pasado de 1 GW a 14 GW en algo más de 10 años de 2004 a 2015 [4].

A continuación, se presenta una contextualización de la situación actual referente a una serie de aspectos relacionados al sector energético, se delimita el problema, se exploran posibles soluciones, se presentan los objetivos y finalmente, el contenido de la tesis.

1.1. Situación actual

Para poder sostener el consumo global, se explotan ingentes cantidades de recursos fósiles que a la tierra le costó miles de millones de años producir. En 1973 el consumo mundial de energía fue de 4.661 MTOE

¹ También conocidos por su nomenclatura inglesa como *Stand-Alone u Off-Grid*

² Del inglés *Direct Current*

según la IEA (International Energy Agency), y en 2015 el consumo global alcanzó las 9.384 MTOE [5], representando un aumento del 50,33 % en 42 años. Sólo en Estados Unidos se proyecta un crecimiento de la demanda de energía eléctrica de un 0,5 % anual hasta el 2040 [6]. En EE. UU. se registró un consumo de energía eléctrica de 1.500 MTOE. Esa demanda fue mayormente cubierta por la generación fósil [7], [8].

Este crecimiento en el consumo esta provocado principalmente por las siguientes variables [9], [10]:

- ✓ El crecimiento poblacional.
- ✓ El incremento del nivel de calidad de vida.
- ✓ La débil conciencia de ahorro energético.
- ✓ Las políticas erróneas en el sector energético.
- ✓ La ineficiencia de los sistemas de consumo.
- ✓ El contexto energético internacional.
- ✓ La volatilidad en los precios de los combustibles.
- ✓ El crecimiento de la industria en países en vías de desarrollo.
- ✓ Las altas temperaturas por la explotación de las fuentes fósiles.

Es por lo que, desde hace años se está trabajando en minimizar el crecimiento desmesurado del consumo energético proveniente de fuentes fósiles para controlar el aumento de las emisiones contaminantes asociadas al mismo. Sin embargo, se prevé que la demanda energética mundial y la emisión de gases efecto invernadero sigan creciendo [9], [11]. Los sistemas que usan fuentes fósiles de energía son generalmente robustos, y pueden operar incluso con fallos, repercutiendo esto en un mayor efecto contaminante.

Por otro lado, el sector que más energía consume es el que integran los edificios [3]. En Europa son grandes consumidores de energía, así como también de todos los recursos primarios o industrializados [12], [13]. El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [14]

reportó que en España el 26 % del consumo energético del país se efectúa en los hogares. En menos de 15 años el consumo total de energía en hogares ha crecido un 33 %. Asociado a dicho consumo se encuentran las emisiones de gases de efecto invernadero, entre las que destaca el CO₂ [15].

El modelo de consumo actual es inviable, por eso es necesario incentivar la conciencia ecológica que ésta busca establecer un vínculo entre el medio ambiente y el individuo, para que éste último procure el bienestar y el equilibrio entre ambas partes, ya que finalmente éste será el más beneficiado [16]. Uno de los mayores problemas de los hogares españoles es la débil conciencia en torno al consumo energético. Lo anterior es un llamamiento necesario a la concienciación de la población ante tal problemática. En consecuencia, en cualquier escenario o plan para reducir el efecto de los gases contaminantes es determinante tomar en cuenta el consumo energético en los edificios para ser capaces de alcanzar la meta.

Ante esta problemática, la comunidad científica internacional coincide en la insostenibilidad del gran crecimiento de la demanda eléctrica, de sus devastadoras consecuencias sobre el medio ambiente, y el agotamiento de los recursos energéticos [17]. Es por ello, que las potencias industrializadas han tomado conciencia y han firmado acuerdos como los de Montreal (1987), Kioto (1997), y París (2015), para, en tiempos consensuados, reducir la huella de carbono. Con el acuerdo de París se busca cambiar la relación de uso de las fósiles frente a las renovables y alcanzar el objetivo de mantener el incremento de la temperatura media mundial por debajo de los 2 °C [18], [19]. En 2015 se alcanzó una cifra récord de potencia eléctrica renovable instalada de 1.849 GW: en hidráulica 1.064 GW, 433 GW en eólica, 227 GW en solar fotovoltaica (PV³) y 106 GW en biomasa [20].

³ Del inglés *Photo-Voltaic*

En la figura 1 se aprecia el contraste entre los países firmantes y no firmantes de la convención sobre cambio climático (París, 2015), donde las economías no firmantes (derecha), mayoritariamente en vías de desarrollo, aportan más gases de efecto invernadero que los países firmantes (izquierda), entre los que se encuentran las economías más poderosas del mundo. Por tanto, la energía renovable se hace cada día más crucial para la sostenibilidad energética mundial. Es necesario aumentar la aportación de las renovables al mix energético global, diversificando las fuentes de generación, para disminuir el agotamiento de las fósiles y frenar el calentamiento global.

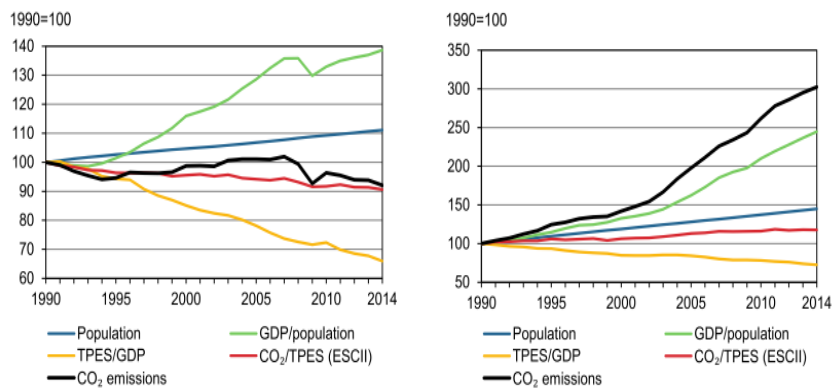


Figura 1. Emisiones países firmantes y no firmantes del tratado de París [11]

Aunque el escenario para la disminución de la dependencia energética de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂ es complejo [10], [21]–[23], existen alternativas para solucionar esta problemática, como podrían ser:

- ✓ Fomentar el uso de la generación distribuida.
- ✓ El ahorro y eficiencia energética.
- ✓ El fomento de las energías renovables.
- ✓ Aumentar la participación de las energías renovables en el mix eléctrico global.
- ✓ Propiciar un marco legal que fomente el uso de las energías verdes.

Esta tesis se relaciona directamente con los cuatro primeros aspectos, ya que presenta un sistema más eficiente, aislado de red, y con impacto al medio ambiente mucho menor que cualquier otro tradicional, además con su implementación se busca la promoción de la energía solar fotovoltaica y su uso a gran escala.

1.1.1. Tipos de fuentes de generación y sus balances

Existen dos tipos de fuentes energéticas: la tradicional o fósil (carbón, petróleo, y gas) y la emergente (renovable). Mientras que la tradicional es altamente contaminante, y costosa [24], la emergente es limpia [25], democrática, y eficiente [26], [27]. Las principales fuentes de energía renovables son: eólica, hidroeléctrica, solar (térmica, fotovoltaica y concentrada), biogás, y mareomotriz (véase figura 2).

Por otra parte, la generación de electricidad a partir de reactores nucleares, aunque no contribuyen a la contaminación atmosférica del aire, pueden contaminar las fuentes acuíferas empleadas para enfriar los isótopos radiactivos usados para la generación eléctrica [10], [28]. Además, producen residuos prácticamente permanentes y de engorrosa gestión. Estas centrales son especialmente contaminantes cuando ocurren desastres naturales o accidentes en operación [29]–[32].

En 2014, del total de energía producida 13,8 MTOE sólo 1.894 MTOE, el 13,8 % proviene de las energías renovables. En 2015 el mix eléctrico global se alimentó un 71,10 % [20] de fuentes tradicionales y el restante 28,89 % lo conformaron las renovables. A finales de 2016 se tenía una capacidad de 921 GW [3] de energía eléctrica renovable a nivel mundial (no se incluye la hidroeléctrica). España destaca por tener una aportación del 42,8 % [33] al mix eléctrico peninsular de origen renovable, lo que es representativamente mayor a la relación que comprende el mix eléctrico mundial [33]. En la figura 3, se ve la aportación al mix eléctrico

global por tecnología renovable usada para su producción, siendo los biocombustibles los que aportan el mayor porcentaje con un 72,8 %, le siguen la hidroeléctrica, la geotérmica, la eólica, y la solar [7]. En esta tesis se busca aumentar la energía solar fotovoltaica, y así incrementar la aportación renovable en el mix energético.

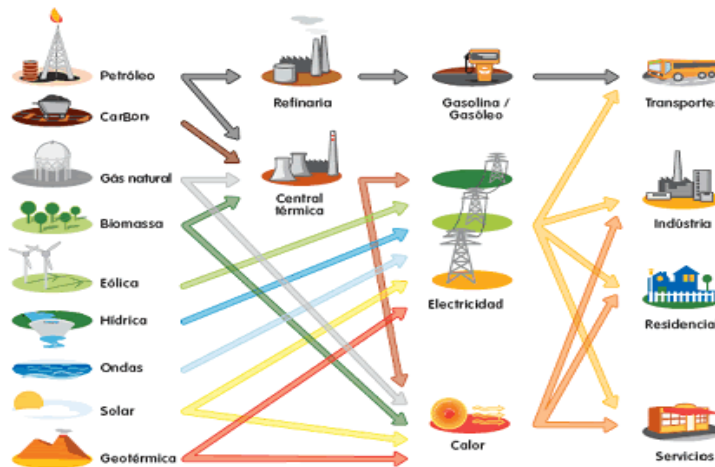


Figura 2. Tipos de fuentes de energía [34]

Entre las renovables la hidroeléctrica es la que más suma al mix energético desde principios del siglo XX, representa entre el 16,6 % [35] y el 17,7 % [7] a escala global. Por ser esta la más antigua forma de generación renovable, se le clasifica como renovable tradicional.

Esta fuente de energía se ha posicionado por el gran potencial que representa, pero no se puede olvidar que presenta serios inconvenientes:

- ✓ Problemas técnicos como la ruptura de la presa [36].
- ✓ El cambio climático ha variado los patrones de lluvia y puede afectar las rentabilidades de estas infraestructuras [6], [7].
- ✓ Se requieren grandes inversiones para generar electricidad.
- ✓ El desplazamiento de poblaciones enteras para construirlas [39].

- ✓ Problemas con los desoves de las especies, facilidad de entrada de especies invasoras, se exige también la devastación de grandes extensiones de flora y fauna autóctona [40].

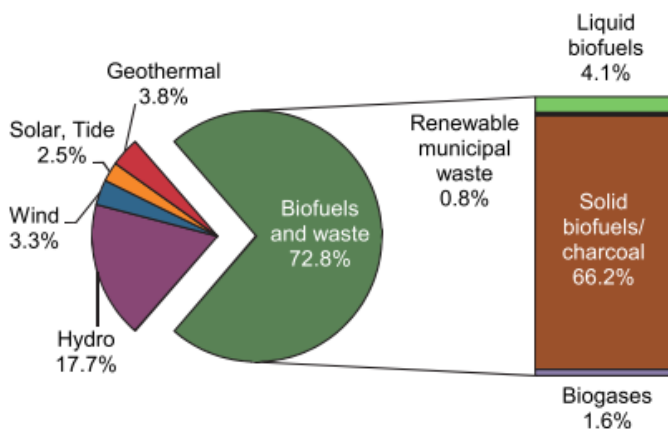


Figura 3. Mix energético renovable global para el 2014 [7]

La energía solar es una de las fuentes más populares, limpias, inagotable, y de libre acceso con la que cuenta el planeta para cubrir parte del crecimiento de la demanda futura y reducir el sobrecalentamiento global. El estado actual de la tecnología permite captar la energía solar y transformarla en calor para generar aire caliente, vapor, o agua caliente sanitaria, a esta se le conoce energía *solar térmica*. Por otro lado, de la misma fuente, se tiene la solar fotovoltaica (*PV*) que se basa en el uso de paneles semiconductores que transforman la irradiación solar (luz) en electricidad directamente [41].

1.1.2. La solar PV y su evolución

Según NREL, EE.UU. el 2010 tenían un potencial de generación solar *PV* de unos 219 TWh [42]. Esto representa más de 3 veces la energía consumida en el planeta. De acuerdo con un estudio de la Fundación para la Energía, los EE.UU. podrían generar aproximadamente 1 billón de

kWh de energía solar *PV* en 2025 si se utiliza paneles de al menos el 15 % de eficiencia y una estimación conservadora de por lo menos 7.854 millones de m² del espacio disponible en las azoteas residenciales y comerciales. Cumpliendo lo anterior, se generaría aproximadamente 1,9 billones de kWh al año, lo que constituye casi la mitad de su consumo eléctrico actual [43].

La solar *PV* está empezando a jugar un papel importante en la generación de electricidad en algunos países, reuniendo un estimado de 7,8 % de la demanda anual de electricidad en Italia, cerca de un 6 % en Grecia, 5 % en Alemania, y los picos diarios en muchos países. A finales del 2014, la UE tenía suficiente capacidad solar *PV* para satisfacer aproximadamente el 3 % del consumo total (frente al 0,3 % en 2008). La capacidad global en funcionamiento era suficiente para producir al menos 160 TWh de electricidad al año [44]. Frente a otras fuentes renovables la solar *PV* es la que más crecimiento tuvo en el 2014, con una tasa o ritmo de 35,1 % [8], esto se viene manteniendo desde el 2013, cuando creció un 39 % (véase figura 4) [44].

Los niveles de eficiencia año a año vienen aumentado, mientras que el precio disminuye proporcionalmente [45], [46], en la actualidad se han alcanzado récords de eficiencia de más del 26 % para silicio monocristalino [47], un 50 % en células de perovskitas [48], y en células comerciales de silicio la eficiencia ha alcanzado un récord de 24,1 % [49]. Además, el aumento significativo en la capacidad de almacenamiento de las baterías, el apoyo a la solar *PV* con políticas de fomento a las energías renovables, los beneficios de la economía de escala, y muy importante también, la entrada de la industria China en el mercado manufacturero que produce masivamente a precios muy bajos ha favorecido la extensión de esta tecnología.

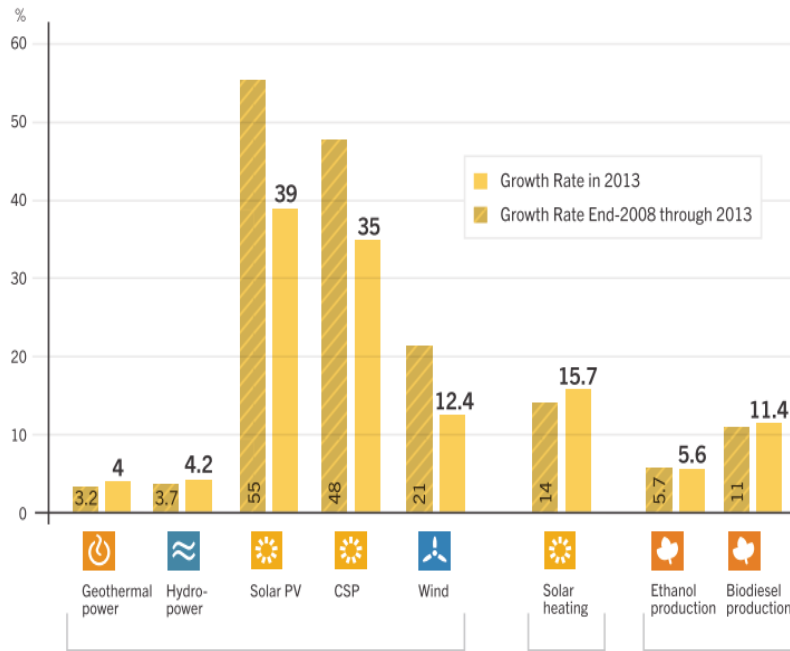


Figura 4. Crecimiento de las renovables para el periodo comprendido 2008-2013 [44]

La energía solar PV para aplicaciones de mediana escala y con posibilidad de trabajar de forma aislada de red [27], [26] es la que mejor se posiciona para solventar los problemas del cambio climático, eficiencia energética, y aumento del consumo global. El mercado parece ir en esta dirección pues solo en el 2016 tuvo un incremento de 75 % de la capacidad instalada alcanzando los 303 GW de potencia instalada a nivel global, esto es equivalente a instalar más de 31.000 paneles cada hora [3], [50]. En esta tesis se busca rentabilizar un sistema tipo microrred que opere con la solar PV en DC.

Los costes en sistemas fotovoltaicos han caído entre un 29 % y un 65 % entre 2010-2014. El coste nivelado de la electricidad o LCOE⁴ en proyectos solares PV de azotea ha descendido a un mínimo de 78 \$ MWh

⁴ Del inglés *Levelized Cost Of Electricity*

en 2015, mientras que el gas natural tiene un mínimo de 68 \$/MWh, así como el carbón tiene un coste de 65 \$/MWh. El comportamiento del precio en los paneles PV, en 2013 el Wp representaba tan solo un 6 % de lo que costaba en el 1980 cuando costaba 10 € generarlo, a llegar a 0,60 €/Wp en 2013 [51]. El coste de las renovables es cada vez más competitivo frente a las tradicionales, y en algunos casos las energías renovables son incluso más económicas que las fósiles (véase figura 5).

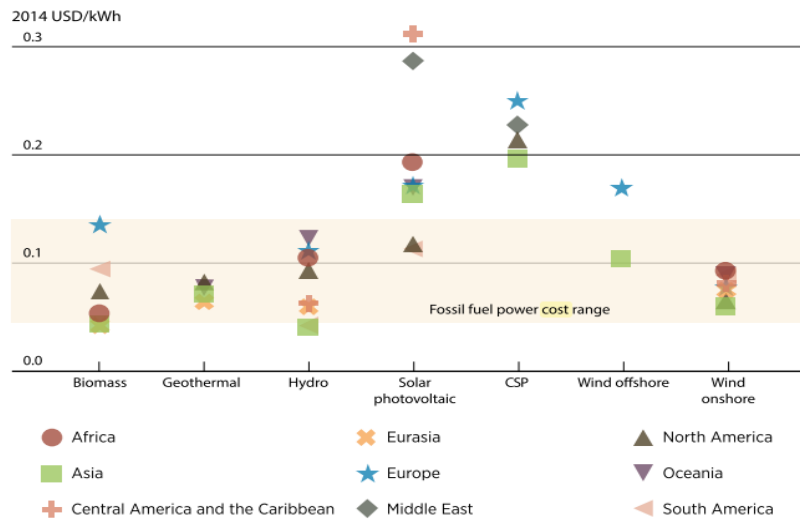


Figura 5. Comparativa de los precios de las energías renovables y las fósiles [24]

Los costes seguirán descendiendo de manera sostenida ya que los fabricantes de estas tecnologías están en franco proceso de competición por captar la mayor cantidad de mercado posible previendo que la tecnología solar PV está ganando más adeptos a la causa que es minimizar la huella de carbono. En la figura 6 se puede ver que el coste del kilovatio hora descenderá de una banda de 0,08 a 0,36 \$ en 2014 a una banda comprendida entre los 0,06-0,15 \$ en 2025 [24] lo que servirá para alcanzar la paridad de red en zonas de buena generación solar.

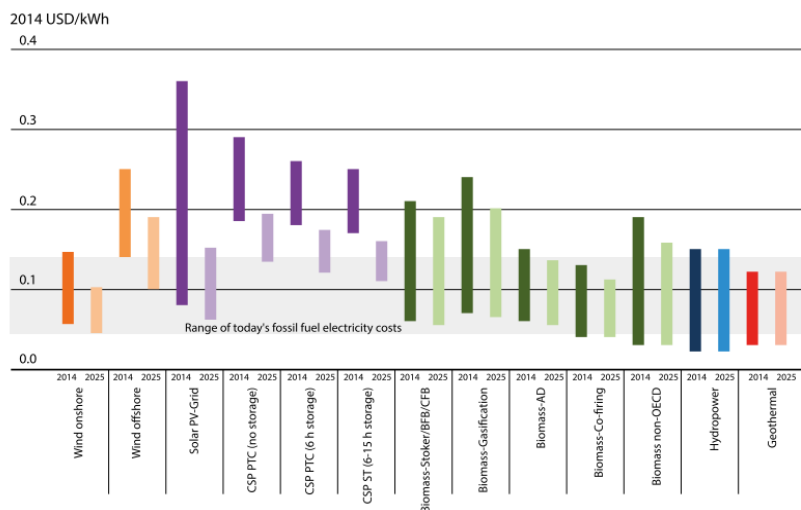


Figura 6. Rangos de LCOE según la tecnología entre 2014-2025 [24]

Si se agrega a ésta ecuación la caída de los precios de la batería, el resultado son redes de distribución activas que generan o gestionan parte de su propio consumo con recursos energéticos distribuidos [52]. Informes recientes indican que el precio de almacenamiento de energía en esta década pasara de los 14 céntimos de €/kWh que cuesta actualmente a 2 céntimos de €/kWh [53], esto representa una caída de algo más al 85 %.

1.2. Delimitación del problema

Se parte de la necesidad expresa de minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero, y de abaratar la operación de los sistemas de generación de confort con energía solar fotovoltaica. El problema no sólo radica en la alta demanda, sino también en la baja eficiencia de operación de los equipos [5], [54], [55]. La ineficiencia en el consumo también puede estar asociada al desperdicio en el uso de las energías y las pérdidas en el transporte de ésta [55] que rondan el 14 % [56]. Esta baja

eficiencia sugiere la necesidad de replantear los sistemas generación de energía eléctrica, y de producción de bienes y servicios.

En línea con lo anterior, la potencia horaria de salida del sistema solar es la producida por el campo *PV* menos las pérdidas que se producen en el inversor de corriente [13], que rondan entre un 4 % y un 17,5 % [57]. Además, el inversor es el dispositivo que más fallos produce en el sistema solar *PV* [25], [57], [58], y es el que se usa para llevar una forma de onda en DC a AC⁵, por lo que la eliminación de este, no es sólo una medida de abaratamiento y de elevación de la eficiencia del sistema (véase tabla 1), sino que envuelve también una elevación de la confiabilidad del mismo.

Tabla 1. Pérdidas en los componentes de una instalación solar PV [57]

Pérdidas	Valores mínimos y máximos reportados	Valor típico o promedio Reportado	Valor utilizado
Sombras cercanas	0.3% – 35%	4%	2%
Modificador ángulo incidencia (IAM)	2% - 3.1%	2.6%	2%
Degradación módulos (acumulativo anual)	0.5% – 1%	0.7%	1%
Temperatura	2.2% – 17%	4.7%	2.2% - 4.9%
Suciedad	1.5% – 10%	4.5%	4.5%
Efecto mismatch	0.2% – 9.8%	4%	3%
Cables	0.24% – 2.5%	1%	1%
MPP	0.6% – 15%	1%	1%
Inversor	4% – 17.5%	10.1%	3.5 – 4%

Hoy en día la mayoría de los equipos domésticos usan la corriente DC que obtienen de la señal AC presente en la red después de rectificar, filtrar y regular la señal para hacer funcionar los sistemas internos que les dan vida. Los electrodomésticos más comunes son: televisores, equipos de sonidos, ordenadores, refrigeradores, enrutadores, entre otros. La conversión convencional de la electricidad DC-AC-DC es redundante

⁵ Del inglés *Alternating Current*

[59], [60]. Es de destacar que los sistemas DC solo tienen un 20 % de pérdidas, mientras que los AC registran pérdidas que están alrededor del 35 % [61]. El consumo de cualquier sistema o instalación en DC ahorra un 15 % por lo menos de electricidad.

Por otro lado, el inversor es el segundo componente más costoso [13] del sistema PV, al punto que después de las celdas solares son los dispositivos más onerosos del sistema de generación PV representando alrededor de 0,24 €/W lo que representa casi un 13 % del coste actual para una instalación de éste tipo (véase figura 7).

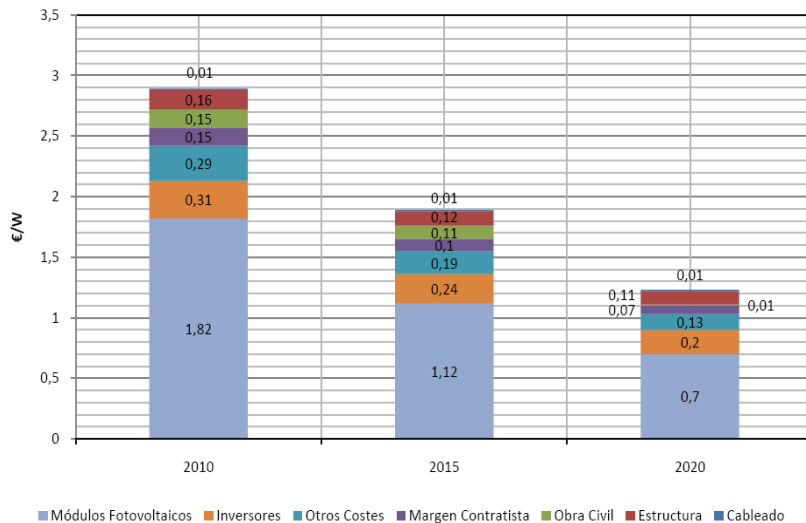


Figura 7. Evolución de precios proyectados para los sistemas PV [13]

Ante la situación previamente esbozada, es que surgió la idea de implementar la corriente continua de origen renovable en esta tesis. Ya que la solar PV es una fuente limpia y en forma de corriente continua, es la ideal para los fines de la presente tesis. En la fase experimental de este trabajo los modelos diseñados para la producción de energía eléctrica, se tuvo que hibridar la renovable con electroquímica (baterías) para hacer la instalación totalmente independiente de la red comercial.

1.3. La solución propuesta

La solución a todo esto se encuentra en el uso y despliegue de microrredes, dada su fiabilidad ante fallos catastróficos, su alta autonomía que independiza energéticamente a villas, pueblos, pequeñas ciudades, empresas, y su bajo coste [62], [63]. Las microrredes están viviendo una fuerte tendencia de crecimiento en el consumo eléctrico global, así como la necesidad de llevar electricidad a los que no la tienen y el compromiso sincero de bajar las emisiones de gases efecto invernadero mediante la electricidad verde [64]–[68]. Las microrredes pueden ser configuradas para generar en distintos niveles de tensión DC o AC [2].

Lo que se plantea en esta investigación es una *Metodología de ecodiseño de instalaciones eléctricas fotovoltaicas en corriente continua para edificios urbanos aislados (IEC2EA)* con la que se reivindica el uso de la DC, a partir de energía solar fotovoltaica. Toda instalación aislada de red se basa en el principio de la generación distribuida (microrred) que permite la generación en lugares cercanos al punto de consumo. Aunque este principio es mayormente usado para instalaciones pequeñas, o rurales, no es restrictivo ni limitativo a ese sector.

La propuesta en esta tesis plantea una microrred DC aislada con un sistema de almacenamiento de energía (*ESS*⁶), especialmente diseñada para alimentar a un edificio de servicios hoteleros ubicado en un centro urbano, en una de las zonas de peor irradiación solar de la península ibérica (véase figura 8), pero con un perfil solar *PV* mayor que el de Alemania que tiene mayor generación *PV* instalada que España. El modelo es perfectamente extrapolable a pequeñas poblaciones rurales o remotas, donde las condiciones meteorológicas permitan satisfacer la

⁶ Del inglés *Energy Storage System*

demanda energética de una población local. Esta microrred puede ser configurada para generar en distintos niveles de tensión DC.

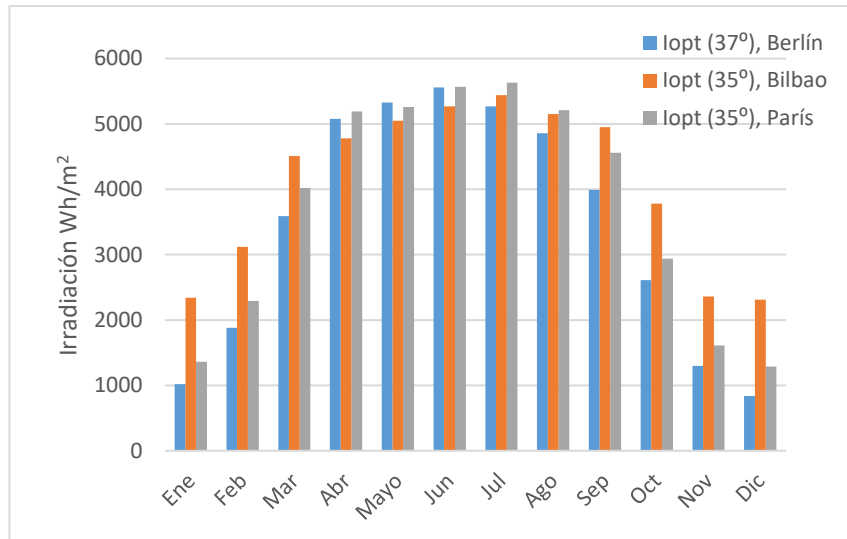


Figura 8. Comparativo de irradiación de energía solar mensual potencial de generación.

Hoy día, las condiciones que impusieron a la AC sobre la DC no son las mismas, ya que el modelo de consumo ha cambiado, y las formas de generación y transformación se han diversificado. Ya no es imprescindible estar conectado a una central eléctrica (estación elevadora, líneas de transporte, subestaciones de transformación, redes de reparto, estación de distribución, y transformadores finales para el usuario), se puede tener su propio sistema de generación eléctrica, tales como: un huerto solar en el techo o en el suelo próximo al edificio, o un sistema de generación eólica en el jardín, para lograr satisfacer las demandas energéticas de una comunidad pequeña a mediana.

La solución que aquí se presenta se sustenta en el uso de microrredes DC, las mismas han sido comparadas con las AC y se ha demostrado su

superior rendimiento, logrando demostrar las ventajas de las microrredes DC frente a las AC [54], [60], [69]–[74]:

- ✓ Mayor eficiencia debido a las reducidas pérdidas por reducción de los convertidores en las etapas de cargas.
- ✓ Más fácil integración de varias fuentes distribuidas en DC, tales como sistemas de almacenamiento, paneles solares, celdas de combustible, a un interfaz de bus común simplificado.
- ✓ Mayor eficiencia en el suministro de cargas DC, tales como vehículos eléctricos y luces LED⁷.
- ✓ Capacidad de transferencia de potencia mejorada e interconexión a través de dispositivos electrónicos eficientes.
- ✓ No existen problemas de estabilidad por transitorios, ni interferencia electromagnética.
- ✓ No hay reactancia en la línea y, por ende, mayor potencia es transmitida.
- ✓ No hay necesidad de sincronización de los generadores, lo que permite a las unidades generadoras trabajar a su propia velocidad óptima.
- ✓ Permite que las conexiones de los buses funcionen sin la necesidad de sincronizar.
- ✓ Reduce las pérdidas en transmisión, lo que desaparece por el uso de microrredes HVDC.
- ✓ Es más seguro para el usuario del servicio principalmente por menores tensiones usadas y la ausencia de frecuencia en la señal lo que evita el espasmo ventricular y la fibrilación, en caso de accidente.
- ✓ No existe la susceptancia resistiva por lo que no se presentan problemas de sobretensión y sobrecarga llevando a bajos costes y alta potencia de transmisión [60].
- ✓ No presentan las pérdidas por conversión, como en la AC [75].

⁷ Del inglés *Light Emitting Diode*

- ✓ Reducción de picos de consumo, los excedentes de producción se pueden verter a la red en caso de estar conectada a la red.
- ✓ Mejor calidad energética, y mayor fiabilidad del sistema.

En este contexto, las microrredes están surgiendo como atractivas estructuras para la integración de las unidades energéticas basadas en la generación distribuida, las fuentes renovables, los sistemas electrónicos de soporte, y la transmisión en DC a otros niveles del sistema [76]. Las microrredes, renovables o no, se plantean también como una salida alternativa en países desarrollados con dependencia energética fósil que las despliegan para minimizar la generación centralizada y aumentar la diversificación energética con fuentes alternativas a las fósiles y de esta manera incrementar la eficiencia energética y la fiabilidad en el suministro eléctrico [19].

Lo que se diseña en este trabajo es una microrred aislada en DC (véase figura 9), con un diseño robusto y respaldo energético para poder atender la demanda de un edificio de servicios hotelero con un consumo diario en días de invierno que pueden alcanzar los 1.740 kWh/día. Este modelo trabaja bajo condiciones reales de variables meteorológicas y de consumo horario. Sustentado en uno de los lineamientos de, “las políticas y las inversiones de apoyo a medios de transporte menos contaminantes, viviendas energéticamente eficientes, la gestión de generación de electricidad por fuentes renovables que permitirían reducir la contaminación del aire en las ciudades” [77].

Tal como se aprecia en la figura 9, la instalación modelizada, está conformada principalmente en cuatro grandes bloques principales, los mismos son:

- ✓ Subsistema de generación solar PV, con el propósito de realizar la conversión de la energía solar en electricidad.

Capítulo 1: Introducción

- ✓ Subsistemas de control y regulación, cuyo objetivo es optimizar la cosecha solar y regular la energía que carga y se extrae de las baterías, así como también el nivel de tensión que se suministra al edificio.
- ✓ Subsistema de respaldo energético, cuyo aporte a la instalación es el de asegurar que pueda seguir operando incluso cuando no haya generación solar, así como también su desconexión de la red comercial.
- ✓ Subsistema de consumo, cuyo objetivo es el de emular fielmente la demanda energética del edificio modelado.

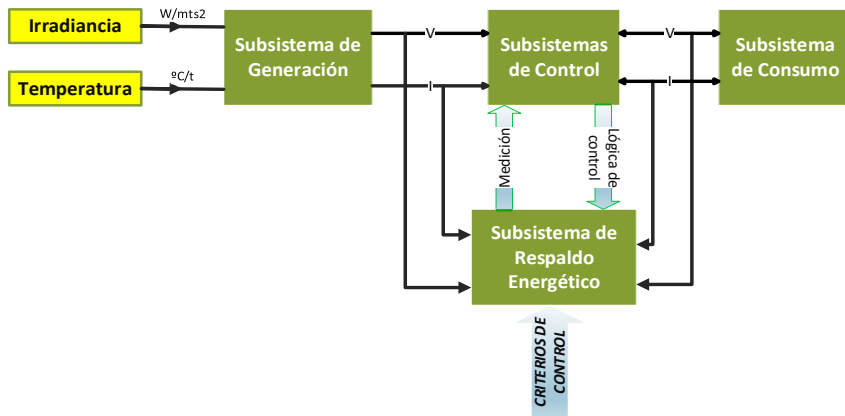


Figura 9. Modelo propuesto para generación solar fotovoltaica.

Además de los 4 subsistemas principales hay 2 subsistemas auxiliares, los mismos son:

- ✓ Subsistema de protección, con el objetivo de garantizar la seguridad de todos los elementos del sistema global.
- ✓ Subsistema de monitorización o medición, este tiene como fin ser el receptor y traductor de todas las señales variables y de control para que funcione conforme a los parámetros la instalación.

Lo que diferencia al sistema presentado en esta investigación frente a otros sistemas de microrredes en edificios con alimentación solar fotovoltaica [13], [78]–[81] es que este no cuenta con el respaldo de la red eléctrica para los momentos de baja generación solar, la distribución y consumo no pasa por la corriente alterna, y aporta una metodología de dimensionamiento de los sistemas que lo hacen perfectamente exportable a otros contextos en otras latitudes.

Desde el punto de vista medioambiental este trabajo contribuye a preservar la salud del planeta porque con su aportación se espera garantizar la disminución de gases de efecto invernadero sin disminuir la disponibilidad de los sistemas y equipos que se encargan de generar confort, bienestar, y seguridad a la humanidad, logrando ambientes libres de contaminación por la minimización de la huella de carbono. Destacan entre los resultados de esta investigación que se logran reducir las emisiones de CO₂ para un mes de invierno en más de 13.000 kg recuperados por la instalación, gases que no se llegan a liberar en la atmósfera gracias a la instalación modelizada.

Socialmente la investigación promueve la generación de nuevos empleos en el mercado laboral mundial y la democratización de la energía eléctrica, porque podría llegar a poblaciones remotas que no están conectadas a la red y no tienen acceso a la energía eléctrica. La solar PV es la tecnología renovable que más puestos de empleo genera a nivel mundial, con 2,5 millones de empleos. La figura 10 muestra los empleos por tipo de energía renovable, y para el 2020 se estima que empleará a seis millones de personas [55]. La producción global de paneles solares se mantiene en ascenso y se concentra más en un número de países asiáticos. Los bajos costes han acelerado el crecimiento de estas instalaciones, principalmente en China y Japón [45].

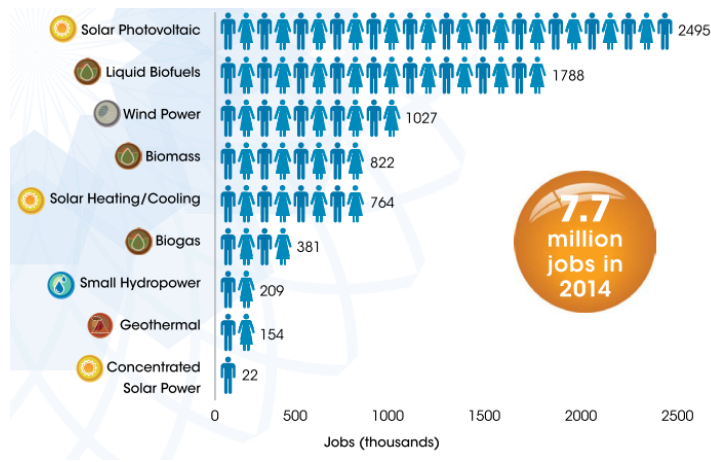


Figura 10. Empleos según tecnología usada para su generación [45]

1.4. Objetivo General

El objetivo de esta tesis es demostrar que es posible alimentar un edificio de servicios de alto consumo con energía solar fotovoltaica (PV) en corriente continua (DC) en una ciudad del norte de España (Bilbao). Adicionalmente, con esta tesis se pretende suministrar una herramienta científica, técnica y ecológica que permita mejorar la toma de decisiones y que repercuta eficientemente en la operatividad de los sistemas de generación eléctrica con un enfoque sistémico y holístico para que desde la necesidad de la reducción de los gases de efecto invernadero su funcionamiento sea continuo, eficiente, y se ajuste a las necesidades del mundo futuro.

1.4.1. Objetivos específicos de la investigación

En línea al objetivo general se presentan los objetivos específicos, con los que se pretende de demostrar la viabilidad de instalaciones eléctricas fotovoltaicas en corriente continua para edificios urbanos aislados.

Los objetivos específicos de la investigación son:

- Diseñar de una herramienta de dimensionamiento instalaciones eléctricas fotovoltaicas en corriente continua para edificios urbanos aislados.
- Desarrollar de un modelo eléctrico y electrónico de simulación para instalaciones eléctricas fotovoltaicas en corriente continua para edificios urbanos aislados.
- Implementar una metodología de validación del modelo eléctrico y electrónico de simulación para instalaciones eléctricas fotovoltaicas en corriente continua para edificios urbanos aislados.
- Comparar con otras microrredes y sistemas eléctricos fotovoltaicos en corriente continua para edificios urbanos aislados.
- Analizar cualitativa y cuantitativamente los resultados de los distintos escenarios llevados a cabo en esta investigación.

Una vez alcanzados todos los anteriores, quedará demostrado que la metodología es técnica, económica, social y medioambientalmente más ventajosa que el uso de instalaciones eléctricas comerciales tradicionales. Las instalaciones solares fotovoltaicas basadas en el uso de microrredes renovables de corriente continua en edificios residenciales aislados son propicias siempre y cuando se dimensionen correctamente los componentes que integran el sistema.

1.5. Contenido de la tesis

En el Capítulo 2, se presenta el estado del arte de la temática estudiada en esta tesis. Se realiza desde dos perspectivas distintas, una basada en las experiencias en el campo solar fotovoltaico, y otra referente a las

tecnologías necesarias para desarrollar microrredes en DC, que a su vez sirve de hilo conductor para lograr la microrred propuesta en la tesis.

En el Capítulo 3, se presentan todos los datos que fueron necesarios para llevar a cabo esta investigación, así como también las técnicas usadas para clasificar y depurar los datos, y el modelo de microrred con el cual se trabaja para llevar adelante la tesis. También se hallan los escenarios elaborados para la correcta validación del modelo propuesto, siendo este Capítulo el que sustenta la validación de toda la investigación esbozada en la memoria.

En el Capítulo 4, en este se presentan todas las ecuaciones, modelos matemáticos, algoritmos y criterios utilizados para dimensionar la instalación solar *PV* en DC y desarrollar el modelo de simulación. Se muestran los métodos usados para el cálculo del sistema de almacenamiento, de generación solar fotovoltaica y el diseño de los convertidores DC-DC. Adicionalmente, se someten a algunos experimentos para validar los algoritmos de dimensionamiento.

En el Capítulo 5, se somete la instalación dimensionada y modelizada en el Capítulo 4, a los escenarios articulados y estructurados en el Capítulo 3 y se obtienen los resultados que sirven para validar el sistema de microrred aislada en DC presentada en esta tesis.

En el Capítulo 6, se realiza un estudio comparativo entre la microrred diseñada para esta tesis con otras que se encuentran en la literatura, de manera que se realiza una evaluación exhaustiva de los aspectos que se han considerado más importantes para estas instalaciones, desde la óptica técnica, económica, ambiental y social. Usando para ello análisis tanto cuantitativos, como cualitativos, con lo que se logra establecer las ventajas y desventajas en el uso de las distintas microrredes DC estudiadas. Así como también las principales diferencias y también los puntos de encuentro de estas.

En el Capítulo 7, se presentan las conclusiones de la tesis. Se demuestra como la energía fotovoltaica puede ser competitiva a medio y largo plazo y cómo debe evolucionar para conseguir llegar a ser competitiva con el resto de las energías tradicionales. Cabe destacar que la instalación mantiene a la tensión de salida entre una variación máxima de un 20 %, los algoritmos de dimensionamiento logran una reducción de un 52,5 % de tamaño y una eficiencia de 83,9 %, entre otras. Además, se presentan las limitaciones de la investigación, que se mencionan como son la rehabilitación del edificio, la duplicación de la red, la estandarización, y la resistencia al cambio. Finalmente, se realiza una propuesta de trabajos futuros, como son: la hibridación de la instalación, probar el sistema PtG⁸, optimizar la conexión de la microrred para minimizar pérdidas por la transmisión en baja tensión.

⁸ Del inglés *Power to Gas*

2. Estado del arte

Esta fase de la investigación posee una capital importancia, en cuanto que en ella se analizan, tanto la evolución de la ciencia y técnicas en el área de la generación solar fotovoltaica (*PV*), como en el desarrollo de técnicas y tecnologías innovadoras que conlleven a una reducción de la fósil-dependencia, ambos necesarios para la reducción de la huella de carbono que se produce al hacer uso de los sistemas de producción y consumo.

En este capítulo se realiza una revisión evolutiva de las: investigaciones, aplicaciones, y técnicas más destacadas en relación con el caso de estudio de esta tesis. Este trabajo se basa en contextos reales para la aplicación solar *PV* como fuente renovable de energía para alimentar a edificios, así como también los componentes de la instalación aislada (placas y baterías), además del desarrollo de estos cronológicamente, y la adecuación de políticas públicas eco sostenibles para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y la disminución del coste del kWh solar *PV*.

Primero se analizan, las experiencias reales relacionadas con el campo solar fotovoltaica y, en segundo lugar, las tecnologías propias de los sistemas de corriente continua (DC).

2.1. Experiencias desarrolladas con sistemas solares fotovoltaicos

Se hizo una revisión en cuanto al tema que desarrolla esta tesis para lo cual se analizaron los trabajos más relevantes en el área de las energías renovables con especial énfasis en la generación solar fotovoltaica y el autoconsumo eléctrico. A continuación, se presentan las principales contribuciones de los trabajos analizados en la revisión de las

experiencias fotovoltaicas en contextos reales. En la figura 11 se muestran los aspectos evaluados.

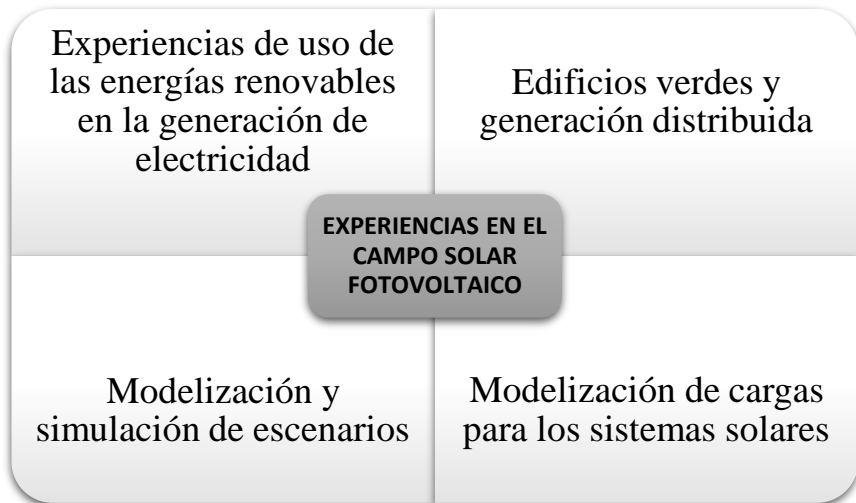


Figura 11. Esquema del primer apartado del estado del arte

2.1.1. Edificios verdes y generación distribuida

Primeramente, se ha querido hacer una revisión de las investigaciones que aportan a una de las aristas estudiadas en esta investigación como lo son el consumo en edificios alimentados o no por energías renovables y en los cuales se puedan hacer uso de las microrredes. Es muy importante conocer los datos de consumos unifamiliares y el patrón de consumo por estaciones en la península ibérica para su análisis. Según [82] el consumo estimado para verano es de 12,51 kWh/día, mientras que para invierno el consumo diario disminuye a 8,2 kWh/día, lo que supone una diferencia del 34,45 % entre una estación y otra.

El proyecto denominado Project Edison *SmartDC* [83] constituye una experiencia de implantación de la DC en un sistema AC, en la biblioteca

de la Universidad de Bath. Después de 18 meses de pruebas lograron una reducción del consumo eléctrico del 30 % con respecto al de AC, haciendo uso de un convertidor-transformador central (AC/DC), que redujo drásticamente la distorsión por propagación de retorno de armónicos. En una segunda etapa del proyecto se confirmaron las oportunidades de gestión inteligente de la red de alimentación de AC, se recargando las baterías a un coste menor fuera de las horas pico y luego haciendo uso de la energía acumulada en las baterías durante las horas de alto coste de la energía eléctrica.

Una de las limitaciones de este proyecto es que, a pesar de que aplicaron el principio de la generación distribuida, no era autónomo de la red, ni tampoco es renovable la fuente de generación como sí lo es el modelo que se plantea en esta tesis doctoral. En esta investigación se propone como recomendación la generación solar *PV* y la posibilidad de un sistema de gestión de baterías para en caso de no usar renovables, comprar energía barata y desconectarse en los tramos horarios en los que la energía es más cara. Sus conclusiones son propicias para que este modelo energético sea aplicado a largo plazo sobre la operación comercial de la energía, y los requisitos estatutarios para redes de potencia local en las próximas décadas [83].

Siguiendo en la línea de los edificios verdes, en [81] desarrollaron un estudio en la Isla de Madeira, Portugal sobre el potencial solar de dos edificios públicos de la Región Autónoma de Madeira (RAM). Esta es una investigación que dio luces en cuanto a cómo se debe afrontar el análisis de potencial solar de una instalación solar *PV*. Los parámetros aportados por esta investigación se tomaron en cuenta para medir el potencial solar de la instalación en cuestión en Bilbao. La mayor deficiencia de este trabajo es que sólo tomaron en consideración patrones de irradiación entre marzo y octubre para la medición de la viabilidad no contemplando los meses de menor irradiación cuando, además las necesidades energéticas son en algunos casos mayores durante estos

meses. La evaluación de la radiación solar llevó a la conclusión que Madeira es adecuado para instalaciones de paneles *PV* y paneles térmicos, ya que registran un buen número de horas de Sol con una media de 4 kWh/m² día como valor mínimo de radiación solar obtenida.

En [84] se presenta un análisis técnico-económico de un sistema híbrido (eólico-solar) de baja potencia conectado a la red. En dicho trabajo se demuestran con datos reales, que los sistemas fotovoltaicos pueden generar más energía con menos potencia instalada. Llegaron a esta conclusión después de haber estudiado un total de 5 modelos, 3 híbridos, y dos independientes (uno eólico, y el otro fotovoltaico), el quinto sistema puramente *PV*, resultó ser más rentable económica y técnicamente que los anteriores, la tabla 2 así lo refleja.

Tabla 2. Comparativo entre distintos modelos de generación eléctrica renovable [84]

Combinación	1	2	3	4	5
Tipo de sistema	Híbrido	Híbrido	Híbrido	Eólico	Solar
Energía generada [kWh/año]	3879.77	4055.24	4209.86	4842.84	3975.75
Energía excedente [kWh/año]	434.17	609.64	764.26	1397.24	530.15
Sobredimensionamiento ⁹²	13%	18%	22%	41%	15%
Potencia instalada [W]	2830	2960	3570	3000	2400
Precio de compra [\$]	6430.84	6233.92	6800.36	11008.28	5968.18
Costo de la potencia [\$/kW]	2.27	2.11	1.90	3.67	2.49
Costo de la energía [\$/kWh]	1.66	1.54	1.62	2.27	1.50

En la tabla 2 se muestran las características de los sistemas aislados y conectados a red en DC y en AC. Se puede ver que los sistemas DC ya son usados para uso residencial comunitario y eso demuestra su viabilidad técnico-económica y la aceptación social de los mismos en la investigación. En línea con el mismo punto de la viabilidad en [13] se hace un estudio que la mide en sistemas de generación fotovoltaica, pero los caracterizan según el uso dado al edificio y al tipo de contrato, todo está estadísticamente muy bien documentado, por lo cual se toma como una referencia importante en el trabajo en cuanto a los análisis de

viabilidad para el edificio que se estudia en esta tesis. Se destaca que este, al igual que el caso de estudio la presente tesis, brinda servicio las 24 horas del día los 365 días del año.

Por otro lado, en [13] mencionan que hay dos factores decisivos para obtener la viabilidad de la PV:

- ✓ El primero es el tipo de uso del edificio, este factor influye en el precio de la electricidad consumida y por tanto en el rendimiento económico que se obtendrá de la instalación PV, así como en la distribución diaria de dichos costes y el importe del peaje de respaldo a considerar según la normativa [85].
- ✓ El segundo es el tipo de contrato con la comercializadora. Este factor influye en la distribución horaria de los consumos durante el día y por tanto en el mayor o menor ajuste de la curva de generación con la curva de demanda. La producción PV se concentra en las horas centrales del día, por lo tanto, el perfil de consumo eléctrico más adecuado para rentabilizar una instalación debe ser tal que éstos se concentren en la medida de lo posible, en esas horas.

En línea con lo anterior, procediendo de esta manera obtuvieron coberturas fotovoltaicas del 17 % al 28 % en los edificios administrativos, y entre el 23 % y el 35 % en los centros de salud [13]. Según los resultados obtenidos en los edificios estudiados, los más indicados para proceder a la instalación de un sistema PV para autoconsumo en España son aquellos que tienen un contrato eléctrico del tipo 3.0A (Anexo A), debido a que la diferencia entre el precio de la energía de la red y el peaje de respaldo es mayor que en otros tipos de contratos.

Mientras que, el análisis de viabilidad obtenido en [81] obtiene tiempos de retorno de inversión de entre 8 y 10 años (2013). Sin embargo, con el

aumento gradual de los precios de la energía que consumen los clientes de baja tensión normal (BTN) y la continua disminución en el coste de los sistemas *PV* para la microgeneración (según el marco legal portugués es hasta los 3,68 kW), se estimaba que para el 2015, el tiempo de retorno de la inversión sería menos de 5,5 años. De los estudios de casos examinados, en cuanto a la rentabilidad de las inversiones, la tecnología térmica es la que tiene el tiempo de retorno más pequeño (entre 4-5 años), seguida de la energía solar *PV* (entre 7-8 años en el sistema de autoconsumo).

Estas investigaciones, tienen puntos de mejoras en cuanto a que los estudios están conectados a la red comercial, así como que el sistema tendrá una sobre generación en momentos del día en los que el Sol y las corrientes de aire estén en niveles óptimos según sea el caso. Se debe tener en cuenta que los excedentes de generación no pueden ser inyectados a la red en España porque esto es penalizado según marco legal actual [86]–[89]. Hasta que esto no sea derogado, la mejor salida es la desconexión de red, eso se marca una gran diferencia entre esos modelos con el diseñado para esta tesis, ya que gestiona el excedente de generación en baterías y se aísla de red.

Para finalizar esta sub sección del estado del arte se consultó [59] porque en este se realizó un estudio energético residencial en EE.UU. con el cual midieron los ahorros eléctricos usando la DC en ese país. Se determinó que, para cargas variables en ciudades promedio con energía DC se ahorra alrededor del 5 % del consumo total de electricidad de la casa en el caso de que no se almacene energía y alrededor del 14 % para el caso en el que se almacene energía. Se obtendría un ahorro de energía adicional de aproximadamente el 33 % al completar la transición actual hacia el uso de tecnologías internas de DC para abastecer las demandas residenciales de electricidad. Si bien esta transición está ocurriendo incluso en ausencia de sistemas de energía de DC directa, esto es debido

en gran medida a las ventajas de eficiencia que estas ofrecen en la tabla 3 se caracterizan tanto las redes AC como las DC a modo de comparación.

Tabla 3. Categorización propuesta para las aplicaciones aisladas de red [2]

		Edificios Aislados		Redes		
		DC	AC	AC/DC	AC/DC	AC
Sistema	Kits de iluminación solar	Sistemas DC solares domesticos	Sistemas solares domésticos AC; sistemas AC para instalaciones únicas	Nano-red; Pico-red	Micro-red; Mini-red	Red completa
Aislado de red						
Aplicación	Iluminación	Iluminación y aplicaciones	Iluminación y aplicaciones	Iluminación, aplicaciones, energía de emergencia	Todo uso	Todo uso
Usuario	Residencial; comunitario	Residencial; comunitario	Comunitario; comercial	Comunitario; comercial	Comunitario; comercial; industria	
Componente clave	Generación, almacenamiento, iluminación, células de carga	Generación, almacenamiento, aplicaciones especiales DC	Generación, almacenamiento, iluminación, aplicaciones AC. Cableado de edificios pero no sistemas de distribución	Generación + distribución monofásica	Generación + distribución trifásica + controlador	Generación + distribución trifásica + transmisión

Por otro lado, el almacenamiento en el sitio favorece a la DC, ya que el exceso de energía del sistema fotovoltaico puede ser enviado directamente a las baterías para el almacenamiento en su forma DC sin pérdidas de conversión DC-AC-DC [90]. En esta investigación se hizo un análisis interesante para casas unifamiliares dejando el campo abierto a la aplicación de este modelo en instalaciones de magnitudes como la que se modeliza en esta tesis doctoral, y bajo escenarios de irradiación totalmente cambiantes, cosa que no queda muy clara en la investigación realizada en [59].

Los trabajos anteriores se basan en estudios realizados a sistemas de energía renovables utilizados para energizar instalaciones del tipo residencial, educativa, administrativa, e inclusive un centro de salud, la mayoría con enfoques más económicos, que técnicos o ambientales, lo

que constituye la mayor fortaleza de la tesis doctoral que aquí se presenta, porque se tienen en cuenta las 4 perspectivas más importantes hasta ahora, la técnica, económica, social, y ambiental.

Aunque los estudios revisados varían en localización geográfica, tecnología, criterios, y orientaciones metodológicas, la mayoría de ellos tiene como principal objetivo la rentabilización de la conversión de la edificación fósil, en una instalación eco-amigable. Sin embargo, con estas investigaciones se confirma que la solar *PV* en DC es perfectamente viable por lo que se sugiere explotar al máximo esta fuente renovable, ya que, a todas luces, representa el futuro energético mundial contra el cambio climático. El modelo energético actual está en decadencia y no ayudará a alcanzar los objetivos de Horizon 2020:

- ✓ Aumentar la eficiencia energética.
- ✓ Diversificar las fuentes energéticas.
- ✓ Masificar el uso de las renovables.

2.1.2. Experiencias de uso de las energías renovables en la generación de electricidad

En España ya existen modelos de ciudades verdes (eficientes, ecológicas y económicamente sostenibles). Por ejemplo, la *Smart-City*⁹ de Málaga, cuyo objetivo es integrar de forma óptima las fuentes de energía renovables con la red eléctrica española, acercando la generación al consumo a través del establecimiento de nuevos modelos de gestión de la microgeneración eléctrica. Se gestionan sistemas de almacenamiento energético en baterías para facilitar su consumo posterior en la climatización de edificios, el alumbrado público y el transporte eléctrico. Además se potencia el uso de coches eléctricos con la instalación de

⁹ Del inglés Ciudad Inteligente

postes de recarga y la implantación de una flota de vehículos eléctricos [91].

No obstante, en este proyecto los postes no sólo servirán para la carga de las baterías de los coches, sino también servirán para la estabilización de la red de la *Smart-City*. Se usan cargadores bidireccionales para poder devolver energía a la red con el fin de dar estabilidad al sistema en los momentos de altos consumo sin afectar la vida útil de la batería del coche. Este tipo de configuración es conocida como la *V2G*¹⁰ [92].

Se comprobó que con el uso de un algoritmo inteligente correcto se puede mejorar el estado de la batería entre un 9,1 % y un 12,1 %, lo contrario que se había creído hasta ahora. Las *Smart-Cities* también tienen como finalidad democratizar el uso de las energías renovables, así como concienciar a la población en las fuentes alternativas de energía y además, es una manera de ir introduciéndolas de manera gradual en el quehacer diario de la sociedad. Sólo en este experimento se logra un ahorro energético del 20 %, así como la reducción de emisiones de más de 6.000 tCO₂ al año [91], lo cual tiene un impacto real que va más allá de los indicadores económicos tradicionales que sólo miden la rentabilidad financiera.

Incluso, en cuanto al desarrollo de la energía termosolar y el cumplimiento de los objetivos previstos estos se consiguieron con un año de antelación [21]. Otro caso de éxito es la provincia de Almería la cual es pionera en la investigación y desarrollo de tecnología termosolar con una planta solar y también con el Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables (CTAER). A finales de 2014, la potencia total instalada en Andalucía para la generación de energía eléctrica era de 15.777 MW, de los cuales 6.109,2 MW corresponden a potencia de origen renovable [93].

¹⁰ Del inglés *Vehicle to Grid*

La mayor debilidad de estas investigaciones es que sólo se limitan al contexto de Andalucía, además no contemplan lo referente al diseño de la instalación de una *Smart Grid*¹¹, centrándose mayormente en el aspecto urbanístico y jurídico de la misma. Gracias a lo anterior la provincia de Almería dispone de una discreta potencia fotovoltaica conectada a red de 82,63 MW en funcionamiento, y de 0,61 MW en sistemas aislados. La investigación y la producción de tecnología en el campo de las energías renovables en Andalucía ha hecho posible que las energías limpias generadas representen en la Comunidad Autónoma Andaluza el 39 % en 2013 de la potencia eléctrica total instalada, mientras que en el año 2006 eran de menos del 7 %.

En línea con lo anterior se menciona con cifras el ejemplo empresarial de la cooperativa energética Som Energía, nacida en diciembre de 2010 en Gerona destinada a comercializar electricidad con “certificados verdes” y promover las energías renovables en toda España. A cuatro años de su nacimiento tenía 16.958 socios y 19.802 contratos. Posee instalaciones de producción fotovoltaica en tejados municipales o industriales con una potencia conjunta de 732 kW y una central de biogás de 500 kW, en 2013 produjo 1.077.823 kWh (el consumo aproximado de 600 familias) [94].

En [95] desarrollan una microrred DC motivada en la gran demanda energética consecuencia del crecimiento poblacional, lo cual representa un gran reto para la sociedad debido a la poca flexibilidad y expansión de los sistemas de potencia centralizados por los elevados costes de estos. Así como tampoco la salida es el incremento de la generación convencional por el impacto que estos generan al medio ambiente, una alternativa viable y efectiva es el uso de las energías renovables en microrredes por sus numerosas ventajas. Los autores mencionan la

¹¹ Del inglés redes inteligente

existencia de dos tipos de microrredes, la DC y la AC, siendo la AC la más usada con mucha diferencia, pero los avances en la electrónica de potencia en las últimas décadas han permitido que las microrredes DC ganen importancia frente a las AC.

Además de las incorporaciones de redes inteligentes o ciudades inteligentes, en los últimos años se ha promocionado el ahorro energético a través de muchos métodos, la tendencia con la cual se logra reducir el consumo en sistemas ya implantados, es a través de estímulos al consumidor, tales como:

- ✓ La gestión activa de la demanda (GAD).
- ✓ El ahorro energético (AE).
- ✓ La eficiencia energética (EE).

Son tres líneas estratégicas relacionadas entre sí, pero con distintas implicaciones [96]. Aunque las tres tienen como fin único el uso eficiente de la energía, la GAD y el AE buscan un cambio en la cultura de consumo del consumidor, mientras que, la EE promueve la sustitución de sistemas o equipos por unos más eficientes o el *overhaulin*¹² de estos para lograr una operación más eficiente [97].

La comunidad científica internacional pareciera coincidir en que la sola aplicación de estas medidas no solventarán el problema del exceso de gases efecto invernadero o la fósil-dependencia, entre otras. Con estas sólo se mitigará en un porcentaje significativo. Las directrices de AE, GAD son en parte estrategias que hacen que el consumidor sacrifique parte de su confort para poder contribuir en el ahorro energético (especialmente en verano e invierno), mientras que los sistemas con estándares de EE alimentados con energía DC solar PV son una excelente alternativa al ahorro energético sin disminuir la calidad de vida, ya que

¹² Del inglés *overhaul*, reconstruir o reparar

al alimentar directamente en DC se reduce la energía necesaria para que funcione correctamente el activo físico [98], gracias a ello, las microrredes en DC están siendo cada vez más populares.

La minimización en las emisiones de gases efecto invernadero es una consecuencia del ahorro energético e incorporación de más energía verde a las redes de consumo residenciales, y el desplazamiento del uso de combustibles fósiles es otro de los logros que se ha alcanzado con esta tendencia que ha ido incrementándose en el orbe. Esto ha impulsado el desarrollo técnico-científico de nuevos enseres cotidianos (vehículos, acondicionadores de aire, sistemas de calefacción, hornos y estufas, neveras, iluminación, entre otros) más eficientes a los que se le han incorporado un marcador de eficiencia energética para los equipos de uso diario, así como normativas de eficiencia energética para las *Smart Cities*.

Estos son ejemplos de que lo que se pretende llevar a cabo en la presente tesis doctoral tiene una perfecta aplicabilidad en todos los aspectos referentes seguidos por la comunidad internacional, y específicamente el relacionado al ahorro energético, mediante el uso de energías verdes. Todo lo anterior permite ubicar como una posible alternativa para las redes inteligentes de las ciudades inteligentes el uso de edificios alimentados con energía producida en el mismo sitio donde se consumirá. Facilitando esto la reducción de la huella de carbono asociada con el uso diario de la energía.

2.1.3. Modelización y simulación de escenarios

En este apartado, se presentan experiencias en las cuales se han modelizado sistemas de generación renovable usando potentes programas capaces de generar modelos matemáticos con exactitud y muy realistas. Esto es de crucial importancia, ya que esta tesis se basa principalmente en sistemas de generación solar fotovoltaica en DC para

un edificio aislado empleando la librería Simscape SimPowerSystem de Matlab/Simulink.

En [99] se realiza una comprobación en el desempeño de las celdas *PV* en distintas condiciones de temperatura y radiación solar. Para lo que se construyó un modelo matemático utilizando Matlab/Simulink para una matriz de generación fotovoltaica. Después de comparar los resultados de un módulo industrial, con el modelo teórico propuesto, se concluyó que los resultados obtenidos por este método están muy próximos a valores reales para diferentes condiciones ambientales. Por lo tanto, con el modelo propuesto se puede predecir el comportamiento de cualquier célula solar *PV*, bajo variación climática. Este trabajo aporta al presente una guía metodológica para el desarrollo de la investigación, con lo que se constatan algunos de los datos obtenidos por el citado autor en instalaciones de uso público. Además de que sirve como referente para mejorar el modelo *PV* conocido hasta ahora por uno más eficiente que el estudiado en el trabajo ya mencionado. La mayor limitación de esta investigación es que el modelo de validación es ideal para la misma, usan la irradiación y temperatura a *STC*¹³. En un caso, para temperatura variable e irradiación constante, y finalmente para temperatura constante e irradiación variable, mientras que en la realidad eso no es así, tanto la temperatura y la irradiación son variables simultáneamente.

En [100] se presenta en un entorno Matlab/Simulink el efecto de irradiación uniforme y no uniforme en una matriz de paneles *PV* conectados en serie. El modelo de simulación propuesto ayuda a conocer las características de un generador solar fotovoltaico en diferentes condiciones de irradiancia y temperatura, particularmente a nivel de irradiación no uniforme. Bajo la condición de radiación no uniforme los resultados de la simulación muestran que la potencia de salida de un

¹³ Del inglés *Standard Test Conditions*

generador *PV* contiene varios picos de potencia, esto es una aproximación más realista que la presentada en [99].

En [101] se intenta vencer la barrera mínima de irradiación necesaria para la carga de las baterías en dispositivos de ocio de baja potencia, con el uso de un panel *PV* flexible conectado a una batería de litio de alta capacidad. Este modelo se desarrolla en el entorno Matlab/Simulink y se verifica su comportamiento en lo que respecta al *SOC*¹⁴ y la temperatura mediante el modelo térmico de las baterías. Después de numerosas pruebas obtuvieron un 97,7 % de concordancia entre el modelo real y el simulado. De esta investigación se toma la metodología usada para el desarrollo de todo el proceso de modelización. Esta investigación tiene como debilidad a destacar la ausencia de un control de carga para la celda electroquímica lo que no permite definir ni el límite de descarga ni el de carga acortando esto la vida útil de la batería.

En [102] se presenta un sistema solar *PV* similar al que se desarrolló en esta tesis doctoral, pero con diferencias muy puntuales, como que: usan un convertidor elevador, mientras en esta tesis se usan dos convertidores reductores en cascada, usan un inversor de salida DC-AC, mientras que en esta tesis se suprime el uso de la AC y finalmente, no usan un sistema de respaldo energético como sí se hace en esta tesis doctoral. Después de múltiples pruebas al arreglo de celdas, al convertidor elevador, al sistema de control *MPPT*¹⁵, y al inversor se demuestra que el algoritmo propuesto rastrea con buena estabilidad la salida de potencia bajo perturbaciones provenientes de la carga. La potencia pico es ligeramente menor a los 140 Wp teóricos, lo que demuestra que su sistema hace un uso optimizado de la eficiencia máxima de los paneles manteniendo estable la salida de potencia. Esta investigación se utiliza como un marcador del

¹⁴ Del inglés *State Of Charge*

¹⁵ Del inglés *Maximum Power Point Tracking*

modelo desarrollado en la tesis doctoral por la similitud en algunos sectores del sistema.

En la investigación [95], el sistema cuenta con: respaldo energético, generación solar PV y convertidor DC-DC, tal sistema se asemeja al que se plantea en la tesis doctoral presentada en este manuscrito, pero a diferencia en este artículo se manejan dos tipos de cargas la DC y la AC. Se manejan cargas DC como ventiladores, televisores e iluminación LED, mientras que del lado AC manejan refrigeradores, hornos, lavadoras, entre otros. En esta tesis todas las cargas AC se han implementado por su equivalente en DC. Para implantar el sistema se consideran los electrodomésticos personales y de uso doméstico tales como: iluminación, sistemas de refrigeración, ventiladores, acondicionadores de aires, entre otras. La alimentación considerada para la red es de 24 V. En este artículo hacen hincapié en que esta microrred es para áreas no electrificadas (que en la India alcanzan alrededor de 20.000 villas) por lo que no se cuenta con suministro de la red comercial en AC.

Los autores desarrollan 3 sistemas. El tipo 1 es autónomo de red con un sistema generación solar PV y de almacenamiento de energía para cada hogar. El tipo 2 también es autónomo de red, pero utiliza un banco de almacenamiento de energía comunitario para los tres hogares de esta manera se disminuyen los costes de la instalación, y la confiabilidad del sistema decrece si la batería falla, mientras que el tipo 3 es conectado a la red comercial, este se descarta porque no es compatible con el propuesto en esta tesis doctoral. El tipo 2 es menos costoso que el tipo 1, y por la interconexión entre los tres hogares la confiabilidad de la microrred se ve aumentada significativamente ante una necesidad de compensación energética por parte de cualquiera de los otros dos hogares, este proceso de compartir potencia se da por las características de potencia vs la caída de tensión. La tensión es el elemento de control para los tres hogares y el bus DC asociado esta siempre comparando con

una referencia a lazo cerrado para mantener la estabilidad de la microrred.

Con una microrred DC se logra un ahorro energético de 78,65 % [95] usando cargas adaptadas para DC lo que significaría un ahorro sustancial que permite amortizar el coste de la instalación, esto se da porque la DC es mucho más eficiente que la AC en los mismos escenarios. Este trabajo se sustentó con la aplicación de una microrred DC en la India. La aplicación de esta solución permite un elevado rendimiento de la eficiencia energética permitiendo un ahorro cercano al 80 %. La limitación más destacable es que el estudio es el número reducido de viviendas (3) y artefactos domésticos, lo cual se reduce a una microrred de baja potencia no presentando los problemas propios referidos a las pérdidas en el cableado a gran escala.

La investigación [64] plantea la naturaleza estocástica del viento, la radiación solar, y el perfil de la carga representan el mayor reto a abordar y de manera imperiosa deben ser direccionadas cuando se diseñen redes de baja tensión para microrredes aisladas. Este trabajo plantea una microrred DC híbrida que usa el viento y la radiación solar como vías de producir energía renovable y así alimentar la microrred. La carga variable de cada casa se compone de un consumo crítico que puede ser desconectado de acuerdo con un déficit presente en el estado de la carga de la batería. La figura 12 muestra el sistema híbrido propuesto para la investigación.

Para esta instalación se usaron baterías de ácido y para el balance de potencia se diseñó un ciclo de trabajo mayor a 50 % los convertidores, los cuales ciclo a ciclo son compensados por el método de la pendiente invertida. Los resultados de la simulación de esta red DC híbrida presenta dos escenarios un primer escenario bajo condiciones de operación normal en las que el viento es constante durante las 24 horas a 12 m/s. Por otro lado, se tiene una radiación solar de 1.000 W/m², la potencia

eólica y solar es la misma para el circuito DC intermedio de las dos casas y por lo tanto, son representadas en una simple forma de onda. La variación de las cargas residenciales esta entre 2 a 10 kW, teniendo cambios que van desde 2,5 a 3 kW [64].

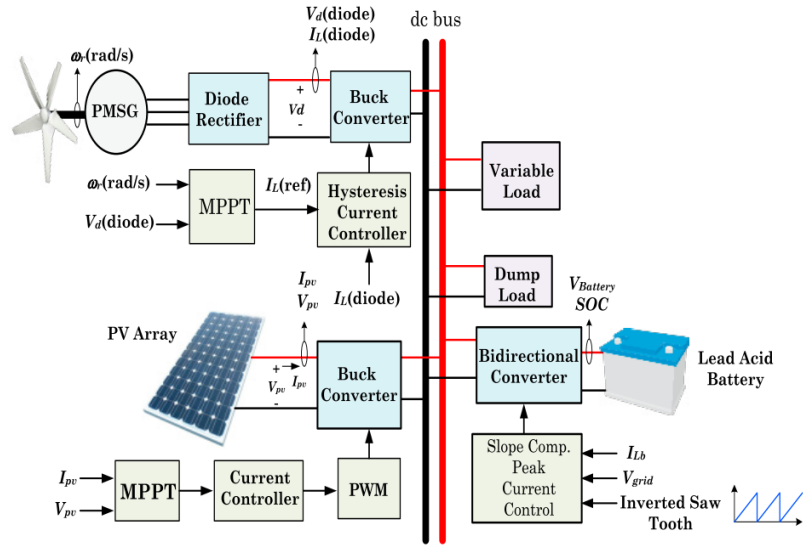


Figura 12. Modelo de microrred DC propuesta en la investigación [64].

Los perfiles de tensión del bus DC [64] (la potencia y la tensión) de la batería satisfacen la demanda de las casas. La respuesta de tensión y de corriente son buenas para mantener al sistema operando sin interrupciones en el mismo. Se observa que el impacto de la energía solar PV durante un ciclo solar que va desde las 6:30 a 18:00 horas es suficiente para el suministro a las casas y la carga de las baterías al mismo tiempo repone la carga para mantener el equilibrio de energía. La tensión de la batería para el hogar 1, hogar 2, y el banco de baterías comunitario está entre los 50,5 y los 51,8 V, respectivamente, aunque el nominal es 48 V.

En el segundo escenario [64] se estudia la variabilidad de los agentes ambientales usados para la producción de la energía renovable. En este

caso la velocidad del viento es variable, y los paneles solares sufren pérdidas de energía por sombras parciales de objetos cercanos a la instalación. Se estudiaron para momentos de insuficiente generación y de sobre generación, manteniéndose la carga del escenario anterior. Obteniéndose un buen comportamiento de la instalación. Las limitaciones más importantes en esta investigación son: se asume que la instalación de la microrred es sólo para áreas remotas o rurales, se suponen velocidades de viento y niveles de irradiación en un caso óptimos para después suponer la ausencia total de ambos, cuando en la realidad siempre hay irradiación solar aún en la noche cuando se aprecia en términos de irradiación solar difusa, así como también se usan dos casas pequeñas como cargas.

Después de analizar los distintos trabajos, realizados sobre la base de la modelización y virtualización de los escenarios es posible determinar que la modelización de sistemas de generación a través de herramientas de software permite realizar un análisis de comportamiento de estos sistemas a los que se les trata de usar como orientativos de una realidad o como guía de lo que se planea montar o crear. Además, contribuye a la investigación ya que todo el trabajo está basado en modelización y simulación de entornos reales para probar su viabilidad técnica, económica, medioambiental y social.

2.1.4. Modelización de cargas para los sistemas solares

Desde el inicio de la investigación se ha realizado una profunda documentación sobre las cargas con las que los investigadores del área modelizan la demanda para instalaciones solares y se ha observado que la mayoría usan técnicas lineales (resistor con valor fijo, entre otros), minimizando la carga computacional de los modelos.

En [64] aunque no es un modelo puramente solar *PV*, se menciona y se calcula una carga variable para representar dos casas que se alimentan de

un banco de baterías comunitarios. En este artículo respetando la Ley de Ohm logran modelizar una instalación híbrida (solar más viento) y logran satisfacer la demanda de las casas a pesar de la variabilidad del viento o del Sol, sin producir problemas de inestabilidad en la microrred. Mientras que en [26] aplican lo que comúnmente se conoce como un promediado de la carga para fijar un valor fijo de la misma, a pesar de esto no ser correcto ya que en todo momento el comportamiento del consumo es variable, a menos que se mantenga la bomba que se utilizó para modelizar el sistema en velocidad y flujo constante, pero esto se sabe que no es real.

En la tesis doctoral [103] se define una carga constante para el desarrollo de su investigación, lo cual es irreal, pero facilita mucho la modelización de los sistemas. En [104] se fija una resistencia de 10Ω que consume en AC 4,65 kW a 220V la cual conectan a un inversor multinivel y se simula para condiciones óptimas de generación solar PV durante 1,3 segundos solamente lo que facilita mucho el cómputo, pero no es realista si lo que se quiere es emular un sistema solar, ya que no contempla las variaciones de irradiación, temperatura y consumo.

En [1] y [105] se evalúa en Nigeria y en India respectivamente, el consumo de manera detallada de cada electrodoméstico, pero con un uso aproximado del mismo en términos de kWh. En estos artículos no se muestran resultados de simulación, la carga en un sistema solar PV sólo se predice y estudia su impacto socio-técnico-económico de una planta solar PV en una población. Por otro lado, en [95] se hace un análisis más técnico de la instalación solar PV implementada en la India, pero según lo visto en el artículo después del transitorio las cargas de las 3 casas son constantes, también se hace una comparación entre cargas AC y DC, algo similar ocurre en [106] ya que su curva de corriente es constante, lo cual no es realista, ya que esta curva es normalmente variable.

Este apartado del estado del arte demuestra que la carga es un elemento capital en cualquier escenario que se plantee satisfacer, para lo cual mientras más real sea su modelización más verificable será el sistema, más preciso y más confiable será el análisis de viabilidad. Es por lo que en esta tesis se trabaja en todo momento con una carga variable basada en los datos tomados en tiempo real por el contador cuarto-horario del edificio en cuestión y respetando la Ley de Ohm en todo el ciclo diario de consumo.

2.2. Tecnologías necesarias para los sistemas DC

En esta sección del estado de la cuestión se agrupan las tecnologías usadas para el desarrollo e implementación de una instalación solar fotovoltaica aislada tal como la que se presenta en la introducción de la tesis (véase figura 13). Para los elementos más característicos que la componen se realizará un análisis evolutivo-cronológico del mismo, así como también, su aplicación en distintas investigaciones con los resultados obtenidos mediante su implementación.

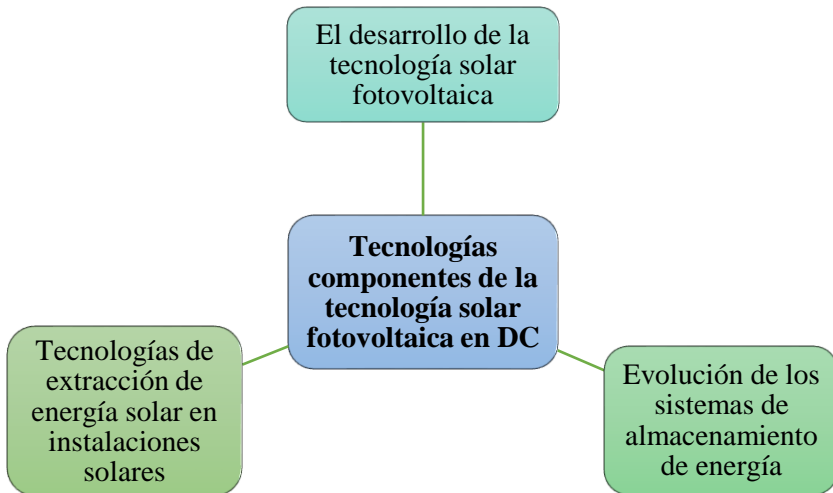


Figura 13. Esquema del segundo apartado del estado del arte

2.2.1. El desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica

En primer lugar, se analizan los estudios realizados sobre el fenómeno fotoeléctrico presente en la industria solar fotovoltaica desde sus incipientes inicios, pasando por su modelo electrónico, hasta llegar a la actualidad de esta tecnología. La tecnología solar PV evoluciona muy rápidamente, rompiendo récords de eficiencia y barreras de precios con mucha frecuencia.

Respecto a la tecnología solar fotovoltaica, se tienen indicios documentados de que los paneles solares comenzaron a ser utilizados para generar electricidad ya en el 1873 gracias al descubrimiento del fenómeno fotovoltaico, por parte del Ingeniero Smith Willoughby, pero no fue sino hasta 1877 cuando el filósofo William Grylls y su alumno Richard Evans Day cuando se creó la primera célula solar PV de selenio. Luego hay una ventana de casi 70 años sin registros de esta incipiente tecnología, hasta el 1946 cuando el ingeniero estadounidense Russell Ohl patentó la primera célula solar moderna, la modernidad para esta tecnología llegó realmente en 1953 cuando Gerald Pearson en Laboratorios Bell descubrió que los semiconductores de silicio dopados con ciertas impurezas eran muy sensibles a la luz, logrando con esto la primera placa de silicio, una placa mucho más eficiente que cualquiera de selenio conocida para la época. Posteriormente, en el 1955 la energía solar PV recibió un fuerte impulso que colaboró con su avance y desarrollo, gracias a que la NASA implantó estos sistemas de generación eléctrica para sus misiones espaciales, lo que se tradujo en un impulso significativo para el desarrollo de los materiales con efecto fotovoltaico.

En la actualidad, existen muchas tecnologías para escoger de acuerdo con las necesidades de la instalación y la rentabilidad de esta. En la figura 14 se muestra un gráfico evolutivo de las tecnologías de paneles solares y su correspondiente eficiencia. En esta se pueden apreciar los récords de eficiencia desde el 1976 al 2015 de las tecnologías existentes en el mercado de la energía solar fotovoltaica. También se aprecia que casi

todas las curvas de las distintas tecnologías reflejan incrementos en cuanto a su eficiencia desde su introducción al mercado. Si bien es cierto que algunos de esos niveles de eficiencia son alcanzados en pruebas experimentales, no es menos cierto, que la fotoelectrónica ha evolucionado de manera acelerada y sistemática en las últimas décadas.

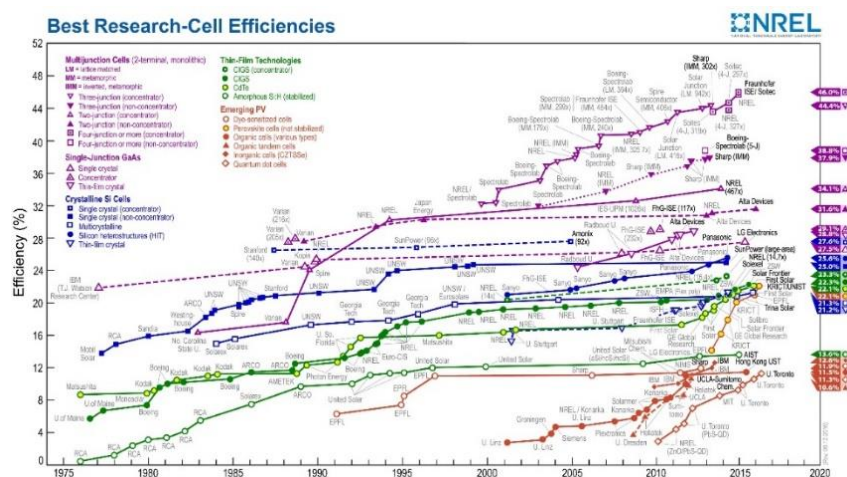


Figura 14. Evolución de la eficiencia de las diferentes tecnologías [107] [51]

Para simplificar y entender mejor la clasificación de las placas solares fotovoltaicas, estas se dividen en seis tipos o grupos:

- ✓ **Células monocristalinas (mSi):** son de color azul oscuro uniforme, con las esquinas redondeadas [72]. Tenían una eficiencia que oscilaba entre 15-21 % para el 2012 [108].
- ✓ **Células policristalinas (pSi):** son de color azul claro, las células son totalmente cuadradas [72], tienen una eficiencia que oscila entre 13-16 % [108] además su coste es menor al de las monocristalinas. Las monocristalinas y las policristalinas pertenecen a la primera generación de los sistemas fotovoltaicos.
- ✓ **Células amorfas (a-Si):** son las más baratas de todas y se usan para aplicaciones de generación de energía para relojes, calculadoras y carga de sistemas de baterías de móviles. Estas

tenían una eficiencia de 13,4 % en el 2013. Son de color marrón homogéneo y menos sensibles a la temperatura. Un módulo PV de ésta tecnología no se realiza con células independientes, se trata de una estructura continua depositada sobre una base [72].

- ✓ **Células de silicio de capa fina (Thin Film-Si):** pertenecen a la segunda generación de los sistemas fotovoltaicos igual que las de silicio amorfo y las de telururo de cadmio, para el 2014 registraron una eficiencia de 21 % [51].
- ✓ **Células de telururo de cadmio (CdTe):** pertenecen a la segunda generación de los sistemas fotovoltaicos, con una eficiencia récord de 22,1 % [109] alcanzada para el 2016.
- ✓ **Células orgánicas fotovoltaicas:** aunque aún están en fase de estudio son parte de la tercera generación, registrando una eficiencia de 11,1 % para el 2012.

Actualmente, existen muchas tecnologías en estudio y desarrollo, solo se seleccionaron las anteriores porque ya son comercializadas en el mercado energético y cuentan con datos que respaldan a cada una de las mismas. Se destaca que los niveles de eficiencia se han tomado de la NREL [51], pero a la fecha estas barreras de eficiencia han podido ser superadas debido a la incesante evolución de la energía solar fotovoltaica [48], [49], [109]–[112]. En [113] establecen que la producción de electricidad de un panel depende de muchos factores entre los que destacan: la posición geográfica, la hora, el día del año, las condiciones climáticas, la composición de la atmosfera, la altitud, entre otros.

A pesar de que los efectos de R_s y R_p estos son despreciados en algunas investigaciones, dichas resistencias tienen una afectación sobre la eficiencia del panel, en esto coinciden las investigaciones [114] [115]. En la figura 15 se muestra un modelo de placa solar de diodo sencillo con la presencia de las resistencias R_s y R_p , esto lo acerca más a la realidad del panel solar PV usado para esta tesis.

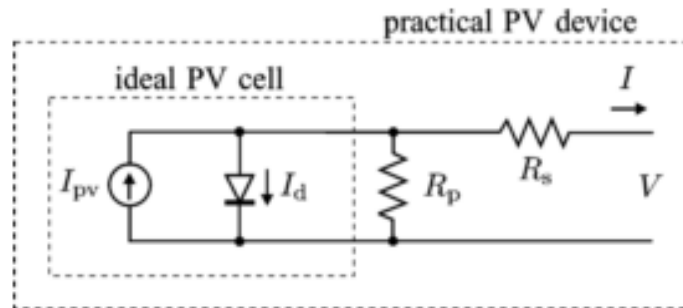


Figura 15. Representación de una celda solar fotovoltaica [115]

In sùmmum, aunque la modelización del panel solar fotovoltaico no es parte de los objetivos de la presente tesis esta sección ayuda a comprender el comportamiento de los paneles usados en distintas investigaciones consultadas durante la fase de revisión del estado del arte. Es importante comprender cómo funciona el modelo de placa solar *PV* que se implementa en la experimentación de la instalación solar *PV* llevada a cabo en esta tesis doctoral. El modelo de placa se sustenta en un panel comercial que se encuentra en la librería de Simscape SimPowerSystem del software base de la tesis Matlab/Simulink.

2.2.2. Evolución de los sistemas de almacenamiento de energía

Una instalación solar aislada necesita acumuladores de energía, para alimentarla en las horas en las que la generación solar *PV* sea nula o no sea suficiente para satisfacer la demanda. A continuación, se presenta una recopilación de la bibliografía e investigaciones que ayudan a revisar la evolución de los sistemas de almacenamiento, las tecnologías en voga, el comportamiento de los precios, su aplicación en estudios energéticos, y su dimensionamiento.

Desde que el científico italiano Alessandro Volta descubriera y presentara ante la Royal Society de Londres la primera pila eléctrica en el año de 1800, surgieron una serie de desarrollos enfocados al almacenamiento de energía. En 1803, Johann Wilhelm Ritter construyó

su acumulador eléctrico de aplicación práctica. 36 años después de que Volta publicara su descubrimiento John Frederic Daniell inventa la “celda de Daniell”, a partir del descubrimiento de Volta. Después en 1844, William Robert Grove inventó la pila homónima y comunicó su desarrollo a la Academia de Ciencias en París. Posteriormente, la misma se empleó en las redes telegráficas de Estados Unidos hasta 1860 gracias a que su capacidad energética era muy buena para la época.

En el 1860, Gaston Planté construyó la primera batería de plomo y ácido, pero no fue hasta el año de 1879 que su acumulador fue entendido y aceptado en la sociedad consumidora de electricidad de la época. Se especula que desde ese año se inició un intenso proceso de desarrollo de las baterías para optimizarlas. A la fecha de hoy su acumulador es el más usado en la industria del automóvil.

En 1866, Georges Leclanché inventó una batería que consistía en un ánodo de zinc y un cátodo de dióxido de manganeso envueltos en un material poroso, sumergidos en un frasco de disolución de cloruro de amonio [116]. El cátodo de dióxido de manganeso estaba mezclado con un poco de carbono que mejoraba la conductividad y la absorción de electrolitos. Suministraba una tensión de entre 1,4 a 1,6 voltios [117]. Esta batería tuvo gran éxito en telegrafía, señalización y timbres eléctricos. Carl Gassner patentó la denominada pila seca en el 1887 y ese mismo año Federico Guillermo Luis Helleisen desarrolló su propio diseño de pila seca, aunque la primera pila fabricada industrialmente para ser comercializada surgió del modelo de Gassner, sustituyendo el yeso de París por cartón en espiral y con los electrodos de zinc y carbono.

En el 1899, el científico sueco Waldemar Jungner inventó la primera batería recargable de níquel-cadmio (Ni-Cd), que tenía electrodos de níquel y cadmio en una disolución de hidróxido de potasio (KOH). El mismo Jungner experimentó sustituyendo el cadmio por hierro en diferentes proporciones, trabajo que fue recogido posteriormente por

Thomas Alva Edison, quien, basándose en el trabajo de Jungner, patentó en 1903 otro tipo de acumulador con electrodos de hierro y níquel, cuyo electrolito, era también de hidróxido de potasio. Pero no fue sino hasta el 1910 cuando se comercializó en Suecia y llegó a Estados Unidos en 1946.

En 1955, en Ohio (EE. UU.) el ingeniero Lewis Urry, modificó los electrodos de zinc y carbono dando lugar a lo que conocemos hoy día como pilas alcalinas, con esto logró extender la vida útil de las baterías. La batería de Urry se componía de un cátodo de dióxido de manganeso y un ánodo de zinc en polvo con un electrolito alcalino.

Por otro lado, se comenzó a experimentar con baterías de litio en 1912 con G. N. Lewis, pero no fue sino hasta la década de 1970 cuando se empezaron a comercializar. Se emplean actualmente diversas pilas con litio en el ánodo y diferentes sustancias en el cátodo: sulfuro de hierro, dióxido de manganeso, dióxido de azufre, cloruro de tionilo, monofluoruro de carbono, entre otros. En la década de 1980, John B. Goodenough dirigió un equipo de investigación de Sony Corporation que produciría finalmente la batería de iones de litio, recargable y más estable que la batería de litio puro.

En 1996, se lanzó al mercado la batería de polímero de ion de litio, en la que su electrolito se aloja en un polímero sólido compuesto y los electrodos y los separadores se laminan entre sí, lo que permite envolturas flexibles [118]–[120]. Actualmente, existen muchos tipos o tecnologías de baterías tanto comerciales como en fase de investigación y desarrollo, tales como:

- ✓ las de sulfuro de sodio
- ✓ las de iones de litio
- ✓ las de plomo ácido
- ✓ las de redox flow

✓ las de níquel-cadmio, entre otras.

En la figura 16 se puede apreciar que las de sulfuro de sodio son las de mayor presencia en el mercado con un aproximado de 400 MW instalados hasta el 2012, pero con poco crecimiento en el periodo 2013-2014, seguidas por las de iones de litio con un poco más de 200 MW instalados hasta el 2012, estas presentan el mayor crecimiento en el periodo 2013-2014, después están las de plomo ácido.

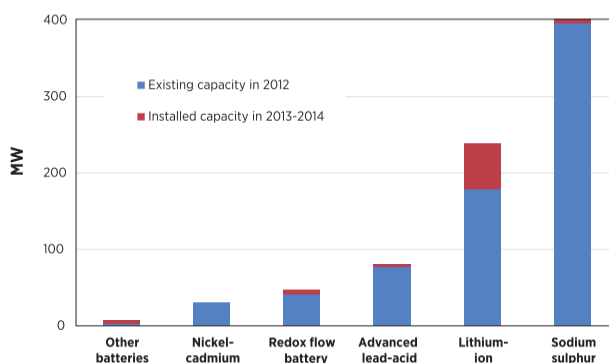


Figura 16. Capacidad instalada y existencias de las baterías según su tipo [121]

En la figura 17 se observa que todas las tecnologías actuales están por debajo de las de litio en cualquiera de sus derivaciones, en cuanto a la capacidad de almacenar energía. Por tanto, las baterías utilizadas en el proceso de modelización de la instalación solar PV de esta tesis serán las de iones de litio cilíndricas (en la figura 17 es rosa pálido), aunque las baterías de mayor interés para energías renovables son las baterías de litio-ferro fosfato (LiFePO₄) porque no contienen elementos tóxicos y tienen una eficiencia de 98 %. Se puede descargar por lo menos hasta un 20 % de su capacidad y pueden tener una vida de hasta 10.000 ciclos. Son más livianas y tienen menos volumen que las baterías de plomo [122]. La decisión entre usar las de iones de litio en vez de litio-ferro fosfato obedece a que estas últimas no están en la librería del SimPowerSystem.

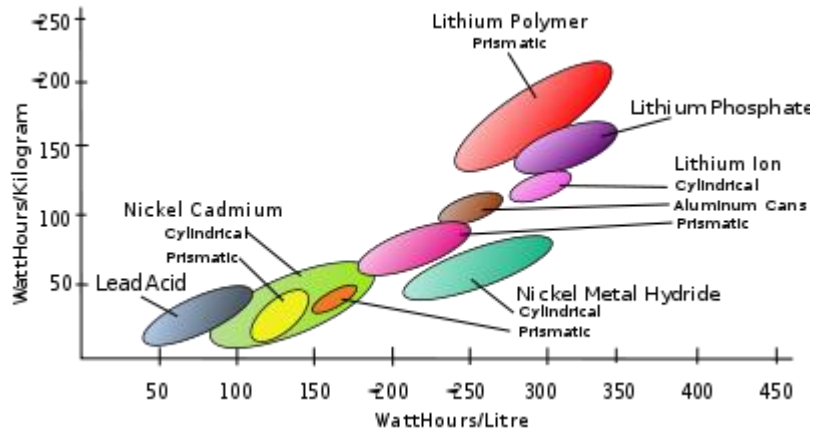


Figura 17. Eficiencia de las baterías según su masa o su volumen [123]

En la tabla 4 se evalúan las tecnologías de baterías en el mercado alemán. Se presentan algunas de las variables más importantes a tomar en cuenta al momento de decidir qué tipo de batería se debe usar. Básicamente se resaltan:

- ✓ La potencia en las que las tres tecnologías están igualadas.
- ✓ La capacidad de la batería de plomo ácido es 44,4 % mayor que la de iones de litio.
- ✓ En cuanto a ciclos de vida la de iones de litio es 53,3 % superior a la de plomo ácido.
- ✓ En lo referente a precio hay algunas de iones de litio que son más económicas que las de plomo ácido.
- ✓ Otro factor importante son los €/useable (factor que relaciona la capacidad energética de la batería vs su coste), y kwh/cycle (factor que mide su capacidad con el ciclo de vida de estas). En este último factor las de iones de litio son superiores a las de plomo ácido en un 22,8 %.

Tabla 4. Capacidad instalada y existencias de las baterías según su tipo [121]

battery technology	lead-acid	li-ion	li-ion
battery power	5	5	5
battery capacity (kWh)	14.4	5.5	8
usable capacity (kWh)	7.2	4.4	8
cycles	2800	3000	6000
price (EUR)	8900	7500	18900
EUR/kW	1780	1500	3780
EUR/kWh	618	1364	2363
EUR/useable kWh	1236	1705	2363
EUR/useable kWh/cycle	0.44	0.57	0.39

En la tabla 5 se muestran algunas de las subcategorías de las baterías del tipo iones de litio siendo algunas de las más destacables según el factor a medir son:

- ✓ Densidad energética: la de óxido de cobalto de litio ha alcanzado hasta un tope máximo de 200 Wh/kg.
- ✓ Ciclo de vida: la de titanato de litio que tiene un ciclo máximo de vida de 25.000 ciclos.
- ✓ Precio por kWh: la de níquel cobalto de litio y aluminio con un coste mínimo de 240 \$ por kWh.

Tabla 5. Características de las baterías de las subcategorías de iones de litio [121]

	Cathode	Anode	Electrolyte	Energy density	Cycle life	2014 price per kWh	Prominent manufacturers
Lithium iron phosphate	LFP	Graphite	Lithium carbonate	85-105 Wh/kg	200-2000	USD550-USD850	Al23 Systems, BYD, Amperex, Lishen
Lithium manganese spinel	LMO	Graphite	Lithium carbonate	140-180 Wh/kg	800-2000	USD450-USD700	LG Chem, AESC, Samsung SDI
Lithium titanate	LMO	LTO	Lithium carbonate	80-95 Wh/kg	2000-25000	USD900-USD2.200	ATL, Toshiba, Leclanché, Microvast
Lithium cobalt oxide	LCO	Graphite	Lithium polymer	140-200 Wh/kg	300-800	USD250-USD500	Samsung SDI, BYD, LG Chem, Panasonic, ATL, Lishen
Lithium nickel cobalt aluminum	NCA	Graphite	Lithium carbonate	120-160 Wh/kg	800-5000	USD240-USD380	Panasonic, Samsung SDI
Lithium nickel manganese cobalt	NMC	Graphite, silicon	Lithium carbonate	120-140 Wh/kg	800-2000	USD550-USD750	Johnson Controls, Saft

Source: Based on Jaffe, S. and Adamson, K.A. (2014)

Según algunos autores el coste de generación de energía solar para uso residencial sin baterías esta nivelado entre 0,14 y 0,47 \$ para el 2014 [24], a pesar de que el almacenamiento de energía con baterías aún no es lo más económico para los nuevos sistemas de generación solar. Sin embargo, el aumento de los precios al por menor, la caída de los ajustes, y la disminución de costes de la batería con el soporte gubernamental significan que las instalaciones solares con baterías incrementarán su atractivo financiero en el futuro.

Para instalaciones solares ya instaladas que no pueden lograr un ajuste de precios, las baterías proveen una forma de incrementar el autoconsumo PV y así evitar los altos costes de la energía, estos rondan en el mercado alemán los 0,29 € por kWh [121]. Es destacable comentar que Alemania ya ha logrado la paridad con la red en sistemas sin baterías y se espera alcanzar la paridad con la red para sistemas con almacenamiento próximamente [24]. En la figura 18 se aprecia que las baterías de iones de litio en el mediano plazo serán las más económicas del mercado.

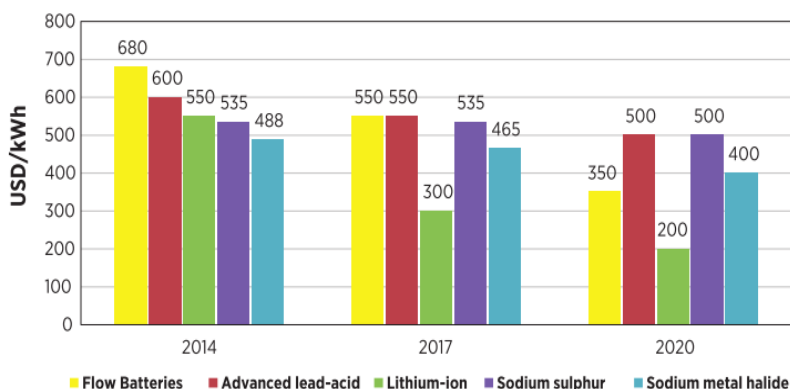


Figura 18. Proyección de precios de las baterías según la tecnología [121]

A partir de este punto, se realiza una revisión de lo que se ha hecho en el área de control de los acumuladores de baterías. En [124] se presenta una

estrategia de control para un sistema de almacenamiento de energía de 30 MWh, dicho sistema se divide en dos grupos de baterías, el primero de 24 MWh para atender la demanda pico de las cargas y el segundo restante con el de 6 MWh es utilizado para estabilizar la fluctuación de la energía. Con un control que permite evitar que las baterías se encuentren en una excesiva carga y descarga con lo que lograron optimizar la vida útil de las mismas. Las baterías son usadas para evitar los picos de potencia en la carga, y son controladas de acuerdo con la predicción PV.

La introducción del coeficiente de capacidad y el coeficiente de atenuación de potencia, mejoran la flexibilidad en el uso de la batería para evitar el fenómeno de las sobrecargas/sobredescargas. El otro grupo de baterías se usó para estabilizar la fluctuación de potencia basado en el principio de filtros pasa bajo. La realimentación sobre el coeficiente de atenuación del estado de la carga asegura a las baterías tiempo de carga cuando el *SOC* es bajo y tiempo de descarga cuando el *SOC* es alto. Con esta estrategia las baterías son controladas más eficientemente y la fluctuación es mejor contenida.

En [67] se estudia el almacenamiento de energía. El almacenamiento de energía es un aspecto fundamental en estas redes y su impacto es aún mayor en microrredes basadas en energías renovables. En el trabajo se demostró que, mediante la distribución del almacenamiento de energía entre las fuentes y el bus se puede optimizar los requerimientos de potencia pico y las variaciones de tensión del bus. En primer lugar, se mostró un modelo simplificado de un convertidor de potencia con una fuente (V_v) y almacenamiento de energía (V_U) (véase figura 19).

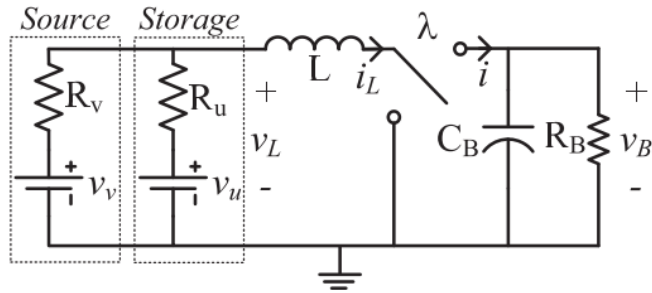


Figura 19. Convertidor elevador con dos fuentes paralelas [67]

Este dispositivo de almacenamiento de energía se modeliza como un dispositivo ideal con capacidad y ancho de banda infinitos con el fin de estudiar el comportamiento aplicado bajo condiciones operacionales. El controlador distribuido elimina los únicos puntos de fallo y agrega canales de comunicación adicionales de un enfoque centralizado. Finalmente, en la sección *Three converter example* se da un ejemplo de tres convertidores que demuestra las ventajas de la distribución usando el control *droop* y muestra varios métodos para optimizar la distribución de dispositivos de almacenamiento de energía en el sistema [67]. Estos ejemplos muestran que se puede elegir la colocación del almacenamiento de energía en función de las metas de variación de la tensión de bus y los requisitos de potencia pico. En este trabajo se ha presentado un nuevo enfoque del análisis y diseño de dispositivos de almacenamiento de energía en una microrred DC con alta penetración de las energías renovables que tienen una alta variabilidad.

En la investigación [125] se presenta una metodología para el óptimo dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía en microrredes. Al utilizar el método propuesto, es posible encontrar la energía óptima y capacidades de potencia del sistema de almacenamiento de energía (*ESS*), así como la estrategia de gestión energética (*EMS*¹⁶)

¹⁶ Del inglés Energy Managing System

que mejor se adapte a las características del sistema de almacenamiento elegido. El *EMS* se basa en un sistema experto difuso que determina la potencia que va a ser ya sea entregada o tomada del sistema de almacenamiento. Un algoritmo genético es usado simultáneamente para construir las reglas difusas y las funciones de pertenencia que conforman la base de conocimientos del sistema.

Uno de los puntos fuertes de la propuesta [125] el *EMS* puede ser fácilmente optimizado para diferentes tipos de microrredes y escenarios. Los resultados muestran que los diferentes tamaños de los sistemas de almacenamiento óptimo se obtienen en función de si el escenario opera en modo isla, el análisis realizado arrojó que la instalación de un *ESS* reduce el coste de funcionamiento de la microrred en 3,2 %, mientras que para el escenario conectado a la red la reducción es de 14,1 %. Para un *ESS* de tamaño óptimo, el efecto de la variación de capacidad energía y la capacidad de potencia se estudiaron separadamente. Los resultados muestran que la vida útil del *ESS* tiene una mayor influencia en el coste de funcionamiento de la microrred y por lo tanto, en el proceso de dimensionado.

En [126] se aplicó un análisis comparativo con el algoritmo *PSO* y el propuesto en la misma investigación que es el *SaDE*¹⁷ (*Self-Adaptive Differential Evolution Algorithm*), que es un método relativamente nuevo de estructura sencilla, convergente, con soluciones de calidad y robustas, usados para problemas de optimización no lineales. *SaDE* hace necesario resolver dos problemas principales, que son la representación de las variables y la función de ajuste. En la investigación se usan dos buses de distribución para probar el sistema el 33 y el 69 IEEE para validar la robustez y efectividad del algoritmo. Logran una reducción de pérdidas de potencia mayor que la que se obtiene con el *PSO*. El *SaDE* es más eficiente en cuanto a la reducción de las pérdidas de potencia en redes

¹⁷ Del inglés *Self-Adaptive Differential Evolution Algorithm*

PV que en las redes eólicas. Es el entorno industrial donde el *SaDE* recupera más energía. Este trabajo tiene mucho potencial ya que evalúa la posibilidad de reducir las pérdidas de potencia en entornos reales, aunque el artículo no deja claro cómo se realiza el cálculo de la instalación, lo que será el aporte ni tampoco si se evalúa para redes en DC o AC.

En la investigación [62] se muestra una instalación híbrida aislada donde existe un acoplamiento del sistema de almacenamiento de la energía que se produce por medios renovables (Sol y viento) y fósiles con el uso de un generador diésel, que sirve para alimentar una instalación con cargas AC. Se modelizaron tres escenarios: 0 % de penetración, 50 % de penetración y 100 % de penetración de energía renovable.

Finalmente, se presentan algunas de las practicas usadas para dimensionar el almacenamiento en instalaciones renovables. En el libro, Instalaciones Solares Fotovoltaicas [108] se plantean ecuaciones para el cálculo del cableado, y las baterías, habiendo comentado que la instalación se basa en una arquitectura DC y aislada de red, la mejor manera de lograrlo es con el uso de las baterías que se comercializan actualmente. También se tiene en cuenta que el cable es un elemento auxiliar por su gran influencia en el rendimiento de la instalación, ya que su afectación en el mismo es destacable, y se calcula con las ecuaciones 1 y 2:

$$\Delta V = R_C \cdot I \quad (1)$$

Donde,

ΔV : caída de tensión en el conductor

R_C : resistencia en el conductor

I : intensidad que circula por él

$$R_C = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (2)$$

Donde,

P: resistividad del material con el que se ha fabricado el conductor

L: longitud del cable

S: sección en mm^2

En el libro *Stand-Alone Solar Energy* [61] se recoge mucha información valiosa para el diseño del sistema que se propone en la tesis, por lo que para el cálculo se presentan una serie de etapas que dan pie a la metodología que sigue el autor:

- ✓ Fase 1, se plantea un caso de estudio con lo cual se fija una casa.
- ✓ Fase 2, se verifica el recurso solar en el punto geográfico escogido para la instalación.
- ✓ Fase 3, se estima la carga de la casa, discretizando entre cargas DC y AC asumen que para la primera se generan 20 % de pérdidas y en las segundas un 35 % de las mismas. Las anteriores se tienen que sumar a la demanda para corregir el sistema y así evitar deficiencia de energía.
- ✓ Fase 4, se calculan los módulos necesarios para generar la energía que se requiere en la instalación usando la información necesaria para tal fin.
- ✓ Fase 5, se calcula el banco de baterías que se necesitara para lograr aislar la instalación. Para lo cual se definen una serie de aspectos tales como: máxima profundidad de descarga (DOD^{18}), autonomía de la instalación en días, capacidad de las baterías a C_{20} , y la carga del sistema. Según sea la tensión de la instalación se definirá si las baterías se asociaran en serie/paralelo esto es concerniente al tipo de batería usado y que deberá hacerse teniendo en cuenta la hoja de datos del fabricante.

¹⁸ Del inglés *Depth Of Discharge*

- ✓ Fase 6, se necesita el cálculo de los controladores de carga y los inversores, para este caso específico no se usa la AC por lo que este paso ha de obviarse y solo se tomarán las ecuaciones del controlador de carga para el banco de baterías.
- ✓ Fase 7, en esta se requiere el cálculo del cableado y de las protecciones de la instalación. Lo que el autor contempla con énfasis es que la caída de tensión no exceda el 2 %. En cuanto a las protecciones el mismo autor decide indicar un fusible de protección al paso de la corriente del controlador a las baterías y coloca uno ligeramente mayor a los 25 A.

El libro Instalaciones Generadoras Fotovoltaicas [72] también se consultó en la fase de diseño de la instalación del cual se destaca lo relacionado a instalaciones solares aisladas de red. Este autor hace referencia a las diferentes formas de consumir energía (curvas de consumo). A continuación, lo primero que se ha de hacer es el cálculo del consumo medio diario como se muestra en la ecuación 3:

$$L_{MD} = \frac{L_{MD,CC} + \frac{L_{MD,CC2}}{\eta_{CV}} + \frac{L_{MD,CA}}{\eta_{INV}}}{\eta_{BAT} \cdot \eta_C} \quad (3)$$

Donde,

η_{CV} : rendimiento del convertidor DC/DC

η_{INV} : rendimiento del inversor DC/AC

η_{BAT} : rendimiento de la batería

η_C : rendimiento de los conductores que representan las pérdidas por efecto de Joule

L_{MD} : energía o consumo medio diario de la instalación

$L_{MD,CC}$: energía media diaria consumida en DC a la tensión nominal (Wh)

$L_{MD,CC2}$: energía media diaria consumida en DC a una tensión diferente a la tensión nominal (Wh)

$L_{MD,AC}$: energía media diaria consumida en AC (Wh)

Una vez que se conoce el perfil de carga el autor procede a estimar el ángulo de inclinación de los paneles para ello presuponen que la instalación va a ser fija y se orientará según el criterio del mes crítico. Posteriormente se procede a fijar el número de días de autonomía para la instalación, según este autor el número de días está fijado como mínimo por el IDEA en 3 días. Para sitios con meteorología variable se recomienda 4 días si es uso doméstico y 8 si es una instalación crítica. Seguidamente, es necesario decidir la o las tensiones nominales a usar por la edificación mientras mayor sea esta la sección del conductor será menor, pero mayor sería el riesgo para los usuarios de la red. Después se define la profundidad de descarga del sistema de acumulación de energía, este autor recomienda una descarga máxima diarias de entre 15-25 %, y una estacional de entre 70-80 %.

Ahora se procede a dimensionar la instalación, se comienza por el generador solar fotovoltaico, para el caso de estudio se utilizará el sistema con seguimiento del punto de máxima potencia o *MPPT*. La capacidad nominal debe cumplir con la siguiente relación, según el autor $C_N \geq \text{máximo valor de } (C_D, C_E)$.

Mientras que para cumplir con el pliego de condiciones técnicas del IDEA la capacidad nominal no puede superar 25 veces la corriente de corto circuito del generador solar fotovoltaico (ecuación 4):

$$C_N \leq 25 \cdot I_{SC,GF,STC} \quad (4)$$

Ahora se procede al cálculo del regulador de carga, al igual que en la referencia anterior se obvia el cálculo del inversor porque no está contemplado el uso de la AC en la instalación que se presenta en esta tesis, en la misma ecuación se contempla un coeficiente de seguridad del 25 % en caso de que todas las cargas estén operativas al mismo tiempo.

Después de analizar los 2 últimos incisos del estado del arte, se extraen las principales variables a tomar en cuenta para alcanzar el objetivo

principal de la investigación que se plantea en este documento el cual es “Diseñar una metodología de ecodiseño en corriente continua para edificios aislados (MEC2EA)”. Las variables de entrada climáticas son: la temperatura y la irradiación, las variables técnicas, la eficiencia del panel, la capacidad y densidad energética de las baterías, el sistema de obtención del punto de trabajo de las placas solares, así como también el consumo que tiene la edificación, las pérdidas del sistema, entre otras. Obteniendo lo mejor de cada algoritmo se desarrollaron algoritmos de código mixtos y se adaptaron de acuerdo con la experticia que se desarrolló durante la fase de modelización de la instalación, todas las ecuaciones colectadas que se usaron para el dimensionado de la instalación se pueden ver en el capítulo 4 de dimensionamiento de la instalación.

Finalmente, las principales deficiencias que los trabajos anteriores presentan es que no contemplan un sistema tan grande como el Colegio Mayor de la Universidad de Deusto (CMUD), la zona climática en la que se modelizan los artículo/estudios anteriores se basan en buenas condiciones meteorológicas. Por otra parte, se estudian casi siempre para entornos rurales, las cargas que se modelizaron no fueron reales aun cuando respetaban la Ley de Ohm, fueron manipuladas de acuerdo con el interés de cada investigador, entre otras.

Por lo tanto, existe la oportunidad de desarrollar una “Metodología de ecodiseño de instalaciones eléctricas fotovoltaicas en corriente continua para edificios urbanos aislados“ que permita demostrar que la energía solar fotovoltaica es la mejor manera de conversión a un sistema eco-amigable. Aunque aún no existe de acuerdo con los subapartados del estado del estado del arte una implementación a esta escala en corriente continua, sin respaldo energético a la red comercial y en una zona climática compleja.

2.2.3. Tecnologías de extracción de energía solar en instalaciones solares

Las instalaciones de generación solar PV son sistemas dinámicos, no lineales lo que dificulta mantener la generación solar en un punto óptimo sin un control que este constantemente regulando la generación en dicho punto. Para ello es necesario el diseño de una técnica de control que mantenga la instalación en un punto óptimo, dicho punto es denominado *MPPT*, ya que la cosecha de los paneles varia a lo largo del día, básicamente. Las placas solares cambian su eficiencia por factores tales como la irradiancia y la temperatura, entre otras, que hacen que su desempeño no sea lineal, ni fácilmente predecible. Para mantener la placa en el punto de máxima potencia.

El uso de convertidores DC-DC y algoritmos de seguimiento *MPP*¹⁹ en sistemas fotovoltaicos es extremadamente importante para extraer la máxima potencia de estos dispositivos que tienen una eficiencia inherentemente baja. A pesar de que existen alrededor de 40 [127]–[130] métodos de control del *MPPT* en esta de tesis doctoral sólo se mencionarán los más comunes. Se presentan en orden de importancia para los objetivos perseguidos en la tesis doctoral algunos trabajos que estudian las tres diferentes técnicas más usadas para lograr el *MPPT*.

En este [128] se hace un análisis de los sistemas de control más comunes para la obtención del *MPPT* de las instalaciones solares PV tanto con conexión a la red como aisladas de red. Los métodos para lograr el *MPPT* se pueden clasificar en métodos indirectos y directos. Los métodos indirectos son los de circuito abierto y cortocircuito, en estos se requiere un conocimiento básico de los paneles, tanto de, condiciones matemáticas como de condiciones meteorológicas, así como una

¹⁹ Del inglés *Maximum Power Point*

instrumentación que incrementa el coste de la instalación. Los métodos directos más usados son: P&O²⁰, CI²¹, y *FLC*²².

Típicamente el *MPPT* es alcanzado con la interposición de un convertidor DC-DC entre el arreglo *PV* y la carga. Con la medición de tensión y corriente el algoritmo *MPPT* genera un ciclo de trabajo óptimo con lo cual se logra mantener en los valores correspondientes de *MPPT* a la tensión, corriente y la potencia. En esta investigación se usaron métodos directos, ya que el uso de métodos indirectos representa una inversión elevada en sistemas de medición para determinar y mantener en operación al sistema solar *PV* en el punto de máxima potencia. Producto del análisis realizado en los métodos directos se tiene que a pesar de ser implementados comercialmente los algoritmos P&O y el CI, el *FLC* muestra ser más prometedor que los anteriores en términos de estabilidad, precisión y velocidad de respuesta.

A continuación, se explica el funcionamiento del P&O en [131] se diseñó este control para lograr alcanzar el punto óptimo de aprovechamiento de energía y eficiencia del mismo. En la investigación justifican el algoritmo por lo siguiente, dicho algoritmo [131][132] se usa ampliamente para seguir el punto de máxima transferencia de potencia, porque entre sus ventajas esta que ésta técnica no depende de ningún estimador por lo que no sufre de errores de modelaje, y adicionalmente es un control con muy buena dinámica ya que no necesita realimentación. Otras características resaltantes de este control es que no necesita una caracterización rigurosa del panel solar, ni requiere de un estimador de la irradiación y de la temperatura para poder saber el valor exacto de la potencia a demandar.

²⁰ Del inglés *Perturb and Observe*

²¹ Conductancia Incremental

²² Del inglés *Fuzzy Logic Control*

En la figura 20 se ve el desplazamiento del punto, que define el comportamiento del algoritmo P&O para la obtención del máximo de potencia en el panel solar. Por otro lado, en este trabajo dedican parte del estudio al uso del algoritmo P&O sobre una etapa de conversión DC-DC denominada convertidor Luo (súper-elevación con salida positiva) en modo de corriente continua con control de corriente predictivo del ciclo de trabajo (dc²³) para realizar la función de seguimiento del *MPPT*.

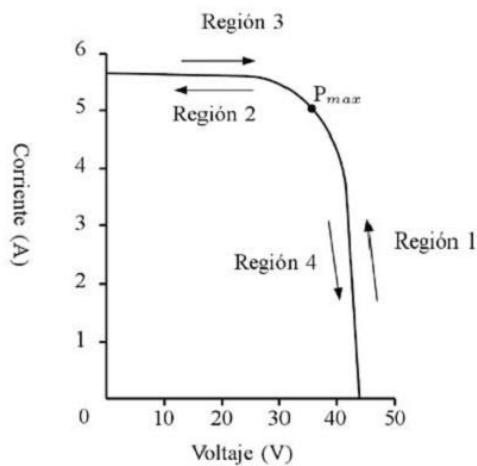


Figura 20. Curva característica del panel solar [131]

En [133] se obtuvo lo siguiente al modificar el algoritmo P&O:

- ✓ El tiempo de convergencia al *MPPT* es inversamente proporcional al tamaño de perturbación.
- ✓ La oscilación de potencia alrededor del *MPPT* es directamente proporcional al tamaño de perturbación.

La investigación [134] muestra la modelización de una instalación solar PV, el diseño del algoritmo de rastreo del *MPPT* para un sistema aislado de red, basado en sistemas de generación distribuida. La tensión de salida

²³ Del inglés *duty cycle*

del panel fotovoltaico varía a diferentes valores de irradiación solar y temperatura. El mecanismo de seguimiento *MPPT* proporciona la potencia máxima en cualquier condición meteorológica del sistema.

El *MPPT* está integrado con un convertidor electrónico de potencia que proporciona una alimentación regulada a la carga. Los componentes básicos de un sistema *PV* son los paneles fotovoltaicos, controlador *MPPT* y una unidad de acondicionamiento de potencia (*PCU*²⁴). La *PCU* se compone de uno o más de un convertidor electrónico de potencia dependiendo de la aplicación específica.

El principio del método P&O es chequear la pendiente de derivada de la Potencia/Tensión. Si la pendiente es positiva se desplaza el *dc* a la izquierda del *MPP* y si la pendiente es negativa el *dc* se desplaza a la derecha del *MPP*. La figura 21 ilustra el algoritmo P&O para la obtención del *MPPT*, inicialmente la tensión y la corriente son medidos usando sensores respectivos para corriente y tensión y la potencia es calculada a partir de estos.

El cambio de potencia y el cambio de tensión es calculado, y si el cambio de potencia $dP > 0$, y además $dV > 0$ entonces el ciclo de trabajo se incrementa por una fracción de tasa de cambio del ciclo de trabajo (ΔD), y para una pendiente negativa el ciclo de trabajo disminuye en una fracción de ΔD . Este valor es usado para mantener una salida de 500 V en la salida del convertidor elevador a partir de una entrada de 300 V, esto lo logran los autores con ciclo de trabajo que se posiciona en unos extremos de entre 0,42 y 0,52. Esta instalación es de mediana magnitud como la propuesta en la tesis teniendo una potencia instalada de cerca de 100 kW, pero sin sistema de acumulación de energía como la desarrollada en esta tesis.

²⁴ Del inglés *Power Control Unit*

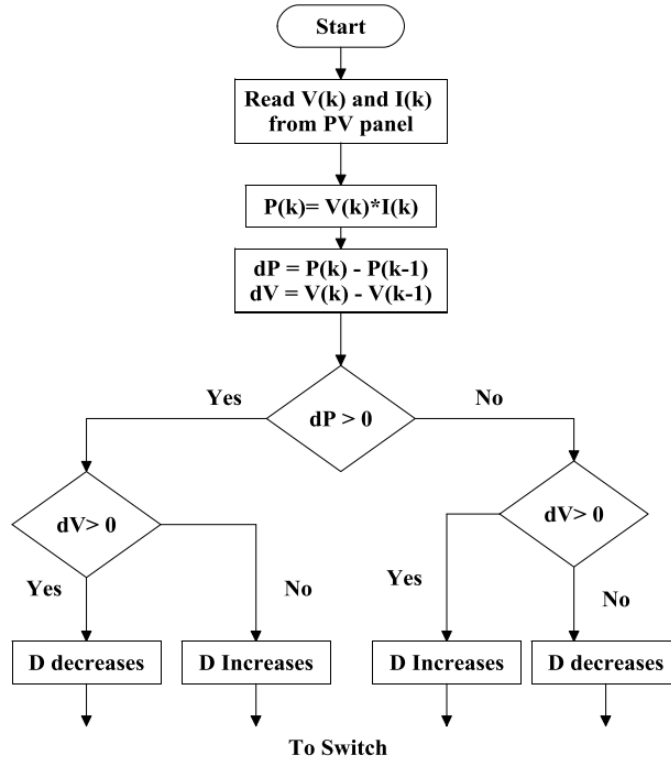


Figura 21. Flujo de control del MPPT basado en P&O [134]

Seguidamente, en [135], se basó en la modelización de un sistema de generación solar, lo interesante de la investigación es que usaron como algoritmo de control el de conductancia incremental (CI). La ventaja principal del algoritmo CI, el autor menciona que dicho algoritmo es superior al P&O, en que el CI puede calcularse en cada momento la dirección en la que se debe modificar el punto de trabajo del generador fotovoltaico para aproximarlo al *MPPT*, determinando, cuándo se ha alcanzado este punto.

Es por esto por lo que bajo cambios atmosféricos rápidos no tomará una dirección errónea y, además, una vez alcanzado el *MPPT* no oscilará significativamente en torno a él, garantizando un mejor desempeño en el

sistema, el inconveniente con este algoritmo es su alta sensibilidad a ruidos en los sensores físico ya que $\Delta I/\Delta V \approx dI/dV$. Donde la derivada es muy sensible al ruido, lo que afecta el seguimiento del punto de máxima potencia, se recomienda filtrar el ruido del sistema al implementarlo para evitar inconvenientes con este algoritmo. Además de servir como base a lo que respecta el modelización y simulación de la instalación solar PV se toman aportaciones de los algoritmos aquí utilizados. En la figura 22 se presenta el flujograma del CI.

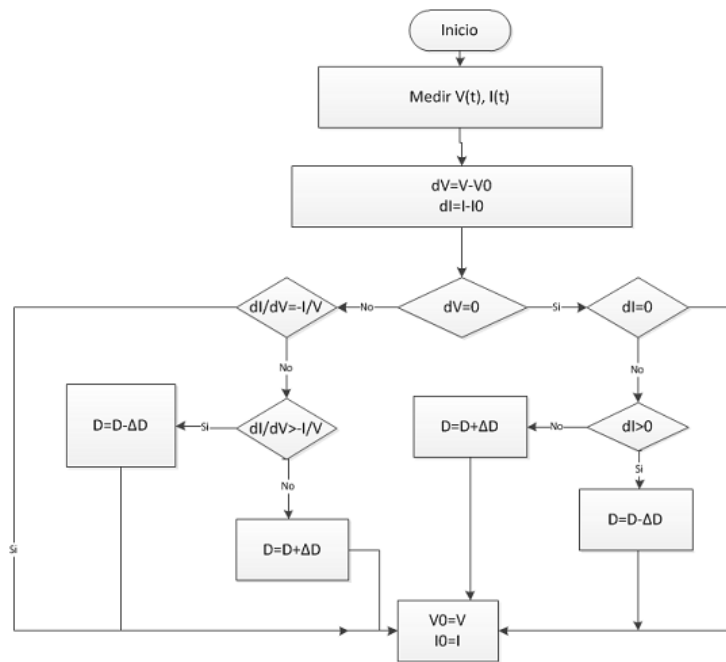


Figura 22. Algoritmo del sistema solar fotovoltaico [135]

En [136] se presenta la lógica difusa como una alternativa para controlar eficientemente la extracción de energía solar PV en instalaciones aisladas. Con el mismo controlador se ajusta el ciclo de trabajo (dc) del convertidor el cual es modificado por el sistema lógico difuso que actúa como un control maestro del convertidor DC-DC para enviar el nivel de tensión adecuada para la carga de las baterías. De acuerdo con la figura

23, el *MPPT* es alcanzado o garantiza estar cerca del mismo solo cuando se usan convertidores DC-DC interpuestos entre los generadores fotovoltaicos y la carga que son regulados por el control lógico difuso que varía la modulación de ancho de pulso entre 0-1 (*PWM*²⁵). Actuando sobre el ciclo de trabajo (*dc*) del convertidor DC-DC reductor, es posible garantizar que la salida de tensión de este sea la deseada a la salida del generador PV.

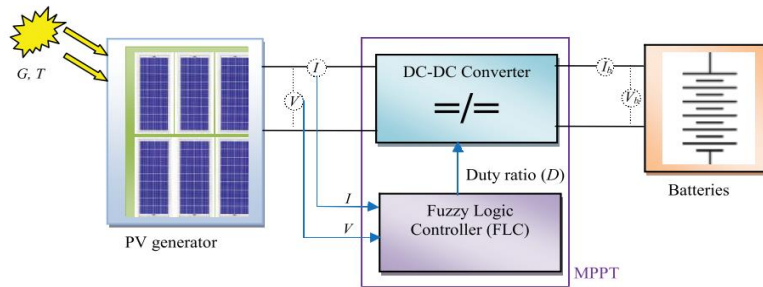


Figura 23. Diagrama de la instalación aislada con el sistema lógico difuso [136]

En la figura 24 se tiene un diagrama del sistema lógico difuso en todas sus fases.

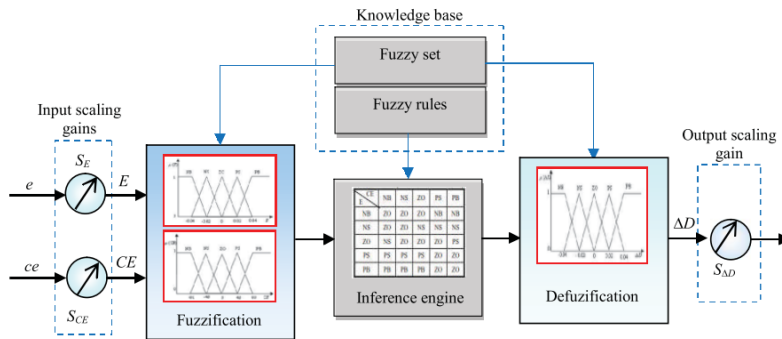


Figura 24. Sistema lógico difuso desarrollado [136]

²⁵ Del inglés *Pulse Wide Modulation*

En [137] se mencionan los distintos métodos de control de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles y se justifica el uso de controladores lógicos difusos por encima del más usado como es el algoritmo P&O, dado que la velocidad de respuesta al punto de convergencia de los *FLC* es superior y su fluctuación a este punto es menor. Por lo anterior, se justifica la necesidad de mayores cálculos para los *FLC*, estos suelen usar dos variables de entrada; pendiente (E) de la curva P-V del conjunto de módulos y su variación ΔE .

El cambio de signo de “E” indica al convertidor si el *dc* debe aumentar o disminuir, en esta investigación se utilizó la variación de potencia (ΔP) y la corriente en el punto de trabajo. La búsqueda se hace fijando un valor de potencia denominado “inicial”, y relacionado con una tensión de trabajo. La modificación por medio del *dc* produce un nuevo valor de potencia denominado “posterior”. La variación de potencia se utiliza para determinar si el punto de trabajo actual es el de máxima potencia.

El *FLC* requiere tres puntos de la curva P-V. La corriente de trabajo se utiliza como variable relacionada a la velocidad de convergencia, ya que esta crece de manera proporcional a los niveles de irradiación. Finalmente, se demostró en esta investigación que el *FLC* es 3 veces más rápido que el P&O en cuanto a velocidad de convergencia, también queda demostrado en esta investigación que el *FLC* es más estable en el *MPPT* que el P&O. Un inconveniente de los *FLC* suele ser la configuración y el ajuste de un elevado número de reglas, que exigirán una elevada cantidad de operaciones sobre la instalación, y en los casos de los algoritmos genéticos difusos necesitan mucho tiempo de entrenamiento para poder dar beneficios superiores al CI.

Habiendo revisado la literatura relacionada con el control de seguimiento del *MPPT* se ha observado que hay una gran variedad de métodos para controlar el aprovechamiento máximo en la extracción de energía eléctrica de las placas solares. Aunque esos 40 métodos se reducen por

uso y casos de aplicación a aproximadamente 4 el P&O, el CI, el *FLC* y el *GNA-FLC*, este último basado en el control predictivo de los convertidores DC-DC.

Tener los paneles solares trabajando en el *MPPT* es muy importante para aprovechar el recurso energético eficientemente, ya que la eficiencia del sistema de captura solar fotovoltaica cambia a lo largo del día, dependiendo de la irradiación y la temperatura de trabajo del panel solar. El punto de máxima potencia del panel PV o *MPPT* se alcanza en el punto exacto cuando la corriente del panel empieza a bajar de su valor nominal máximo. La potencia máxima del sistema PV dependerá entre otras cosas del: tamaño de las celdas, número de paneles en paralelo y material del que este compuesto el panel PV.

Este trabajo de investigación apunta por el uso de sistemas denominados de microrredes, uno de sus principales beneficios es que pueden ser localmente controlados y la energía producida por los mismos pueden ser suministrados a la red local o pueden ser consumido de manera aislada. Las microrredes son útiles ante desastres naturales y estas mejoran su desempeño y su eficiencia general tanto de transmisión como de redes de distribución. Una microrred DC con generación solar se puede utilizar ya sea en modo aislado o en conexión a la red (para el caso que ocupa este estudio será aislado de red).

Entendiendo que lo que se busca es la simplificación del suministro de energía eléctrica a centros urbanos o no de la manera más fácil y eficiente posible, se explica que a pesar de ser los sistemas de inteligencia artificial mencionados antes muy competentes para el manejo de este tipo de instalaciones se opta por tomar una salida o método intermedio como controlador, se escoge el P&O porque es más sencillo y tiene una respuesta aceptable, y computacionalmente menos complejo que los otros previamente mencionados, los cuales a pesar de ser más eficientes

que el escogido también son más costosos en tiempo de ejecución y desarrollo del sistema.

2.3. Conclusiones del estado del arte

Aquí se listan una serie de particularidades y vacíos que dan cabida al desarrollo de la tesis que se realiza en este documento:

- ✓ La mayoría de los estudios de energía solar *PV* desarrollados se encuentran en áreas rurales y con buenos perfiles de generación solar anuales, lo que facilita la tarea.
- ✓ La tendencia hasta ahora es el uso de la *PV* en AC y conectado a la red, pero dada las peculiaridades del marco legal español, estas no son viables si tienen que volcar energía a la red, porque son pechadas con un impuesto de 0,08 €/W.
- ✓ Todos los trabajos consideran como variable de más peso el impacto económico, en algunos casos inclusive más que al factor técnico de la instalación, mientras que aquí se proyecta también al social y al medioambiental, sin restar importancia a los dos primeros.
- ✓ Una vez analizados un importante número de artículos y tesis doctorales, se concluye que en la gran mayoría no usan o no hay evidencia de uso de datos reales, lo que facilita mucho la suposición de variables que realmente son estocásticas. Por lo que dichos entornos no son realistas para probar la viabilidad de la propuesta.
- ✓ La gran mayoría de artículos basan sus estudios en pequeñas cargas compuestas en algunos casos por hasta 3 viviendas unifamiliares en zonas rurales con pocos electrodomésticos y equipos de confort mínimos o inexistentes, con lo cual los niveles de potencia requeridos son mínimos.
- ✓ Finalmente, la mayoría de información analizada son redes que, aunque pueden tener sistemas de almacenamiento algunas, se

complementan con la red eléctrica comercial, mientras que el caso de estudio llevado a cabo en esta tesis doctoral es un sistema totalmente aislado de red.

3. Materiales y métodos de la investigación

Este capítulo tiene como fin el mostrar el tratamiento de los datos generales que se usaron para el posterior uso de estos en distintas condiciones en los capítulos 4, 5, y 6. Se empieza con una caracterización de la instalación estudiada y los elementos que en ella consumen electricidad, luego se mencionan y explican el tratamiento de los datos que se usaron en esta tesis, dejando los escenarios de verificación para cada capítulo por separado.

3.1. Unidad de estudio

En este subapartado de la investigación se contextualiza al lector en las dimensiones y características propias del sistema objeto de estudio. De esta manera se facilita la contextualización de la instalación modelizada y dimensionada para esta tesis, así como también sus sistemas de confort y necesidades energéticas.

En la instalación en cuestión se brindan los siguientes servicios a los huéspedes; cocina industrial, lavandería, sala de gimnasio, capilla, salas comunes, ordenadores. Además, un sistema de agua caliente, y calefacción central. El edificio se caracteriza de la manera siguiente cuenta con 304 camas, una superficie de 15.000 m², 98,92 kW en iluminación, 6 ascensores, y 2 montacargas. Todo lo anterior tiene un coste energético que el modelo desarrollado en esta tesis debe ser capaz de suplir.

En la actualidad el contrato de servicio es la tarifa 3.1 A:

- ✓ P1= 0,025591 €/kWh.
- ✓ P2= 0,022769 €/kWh.
- ✓ P3=0,015201 €/kWh.

Además del consumo eléctrico dispone de un sistema de calefacción central (dos unidades de 635 kW), y de producción de agua caliente, y la cocina industrial, alimentados con gas natural. Ambos sistemas continuarán operando como lo hacen en la actualidad.

En este trabajo de investigación se plantea la conversión a energía DC de origen renovable de todo aquello que opere con electricidad en el edificio. El edificio se encuentra en Bilbao, al norte de España. El mismo hospeda a más de 304 personas. Está compuesto por 3 torres de 10 pisos cada una, 16 salas de estar, una sala de ordenadores, una lavandería, una cocina industrial, un comedor.

Para poder usarlo a los fines de esta investigación, se han asumido una serie de restricciones:

- ✓ La cocina continuara trabajando con gas.
- ✓ Los elevadores y ascensores serán reemplazados por modelos en DC.
- ✓ La iluminación será reemplazada con tecnología LED [83].
- ✓ La lavandería debe ser renovada con máquinas DC.
- ✓ El sistema de refrigeración debe ser cambiado por su equivalente en DC.
- ✓ Los dispositivos electrónicos deben ser modificados para funcionar sin la necesidad de transformadores ni rectificadores para que puedan operar en DC [83].
- ✓ La potencia reactiva no se considera [138].

3.2. Datos de la investigación

En esta sección se presentan los datos que fueron necesarios para desarrollar todos los análisis derivados en esta investigación. Primeramente, los datos a los que se recurrieron para desarrollar esta tesis:

- ✓ Irradiación histórica en el periodo comprendido del 1986 al 2015.
- ✓ Temperatura en el periodo comprendido del 1986 al 2016.
- ✓ Potencia cuarto-horaria del colegio mayor de la Universidad de Deusto (CMUD) en el periodo comprendido del 2012 al 2014.

Primeramente, los datos se depuraron eliminando todos los valores perdidos. Estos valores se ubicaron entre el 26 de noviembre y el 05 de diciembre del 2010 (ambos inclusive), porque no había radiación registrada esto fue corroborado con la AEMET se presume que hubo un fallo técnico en las fechas señaladas.

3.3. Irradiación (W/m^2)

La misma se define como el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol (fotones), esta se mide en W/m^2 , y se puede descomponer en; directa, reflejada, y difusa. Su valor standard es $1.000 W/m^2$. Esta se midió través del uso de un piranómetro La irradiación se obtuvo de dos fuentes diferentes la primera fue obtenida de la agencia europea de información fotovoltaica geográfica [139], para las coordenadas Ubicación: $43^{\circ}16'16''$ Norte, $2^{\circ}56'18''$ Oeste, Elevación: 2 m.s.n.m, estimadas para el ángulo óptimo del mes crítico. A modo de ejemplo en la figura 25 se muestra la curva de generación de un día de junio del 2016.

Se utilizan los datos de la aplicación para estimación del potencial solar PV del sistema de información geográfica PV de la agencia europea [139], en este caso se usan los datos pronósticos mensuales que cuentan con irradiación, temperatura y horas de Sol [140] respectivamente para la localidad de Deusto, Bilbao, los mismos se cargan en la tabla 6, estos sirvieron para generar una visión global del potencia de generación energético a lo largo de un año.

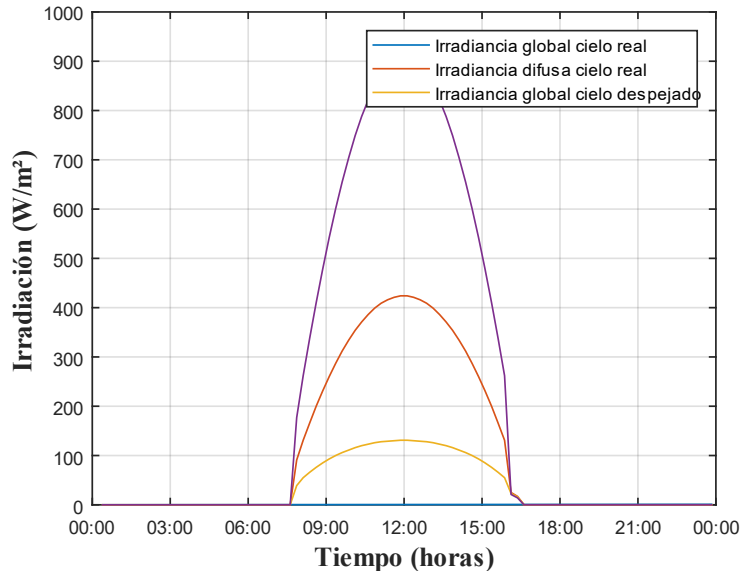


Figura 25. Curva pronóstica de irradiación solar verano 2016

En la misma tabla 6 se aprecia que existe una media anual de 4.090 kWh/m²/d, lo que es un indicador del buen potencial solar del País Vasco, si se compara con Extremadura [141][142] la cual tiene una media anual de 5.750 Wh/m²/d, o Alemania, la misma tiene 3.370 kWh/m²/d. Siendo menor en un 28 % que el potencial de Extremadura y 18 % mayor que la media anual Alemana. Se compara con Extremadura debido a que en España es donde se están dando las mayores inversiones en este tipo de energía, y por otro lado la comparación con Alemania se basa en que es el país con mayor potencia solar PV instalada en Europa.

Tabla 6. Potencial de Generación solar PV del CMUD.

Mes	Temperatura promedio del día	Irradiación diaria	Angulo óptimo	Sol
	°C	Wh/m ² /d	°	horas
Ene	9,00	2.340	63	9,20
Feb	9,90	3.120	55	10,25
Mar	13,10	4.510	44	11,48
Abr	14,50	4.780	28	13,19
May	17,30	5.050	15	14,36
Jun	20,30	5.270	9	15,19
Jul	21,80	5.440	13	15,04
Ago	22,40	5.150	24	14,00
Sep	21,00	4.950	39	12,36
Oct	18,30	3.780	52	11,07
Nov	12,60	2.360	60	9,48
Dic	9,70	2.310	66	9,03
Anual	15,80	4.090	35	12,05

Posteriormente, se decidió usar para el modelo, con datos reales de la AEMET [143] en vez de datos pronósticos o estimaciones que a pesar de ser muy buenos datos no eran reales. Las curvas de irradiación real y la curva pronóstico difieren en cuanto al comportamiento de la generación solar en Bilbao.

En la figura 25 se ve como es de ideal la generación mientras que en la curva de la figura 26 se puede apreciar como entre las 13 y las 15 horas parece aparecer unas nubes que bloquean la irradiación incidente sobre el medidor usado por AEMET en el punto 1082. Aunque en términos de punto máximo alcanzan un valor muy similar ambas curvas, siendo de 847 W/m² la irradiación en Bilbao, en términos de horas de Sol es mayor el número que se tiene en la curva real que la que hay en la curva pronóstico.

Gracias a las gestiones realizadas ante la Agencia Española de Meteorología (AEMET), se logró obtener el dato real de casi 30 años históricos en las lecturas provenientes del Aeropuerto de Bilbao. Las características de la irradiación son:

- ✓ La irradiación **es medida en el plano horizontal**, además la agencia la maneja en términos de kJ/m^2 , por lo que fue necesario aplicar una conversión para llevarlo a w/m^2 .
- ✓ Los datos de irradiación contienen todas la fuentes o tipos de irradiación ya que la lectura es de **radiación global total diaria (directa, indirecta y difusa)**.
- ✓ Los datos de irradiación se toman de forma horaria haciendo uso a las horas relacionadas con radiación **en TSV (Tiempo Solar Verdadero)**.

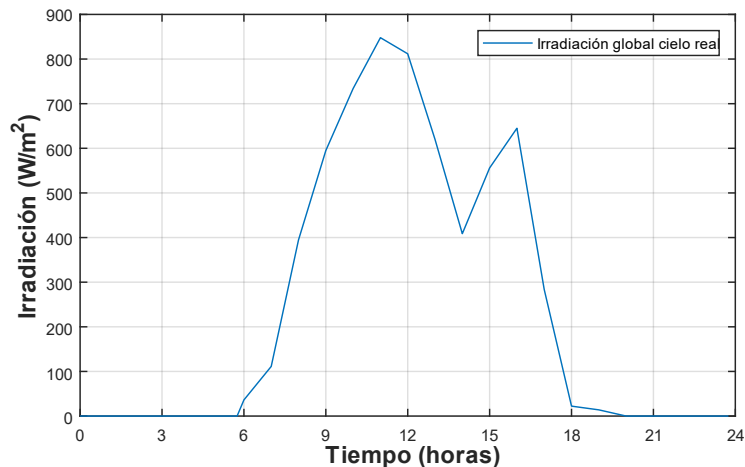


Figura 26. Curva real de irradiación solar verano 2016

Con los datos del AEMET cogidos en el sensor 1082 se hizo un análisis de irradiación solar desde el año 1986 al año 2015, se refleja en el histograma de la figura 27 el comportamiento del potencial de generación, arrojando datos interesantes teniendo en cuenta que Bilbao se encuentra en la peor región de generación solar de España.

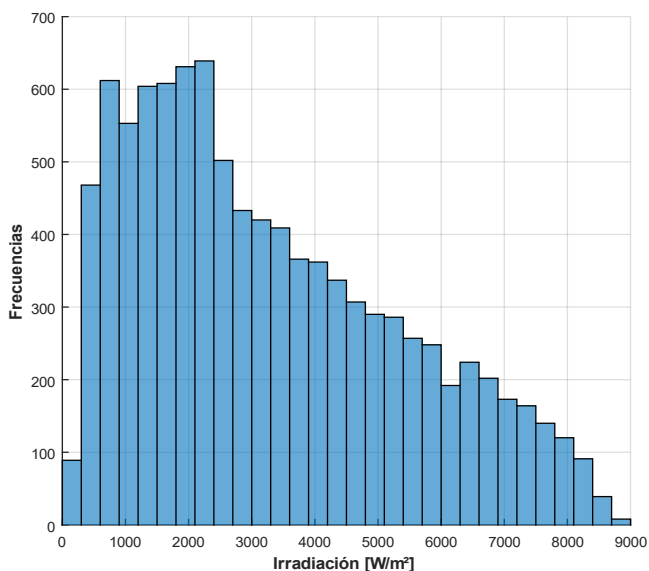


Figura 27. Histograma de irradiación histórica en Bilbao

Queda claro que valores de irradiación global menores a 500 W/m² son poco comunes en Bilbao, siendo las potencias desde 1.000 W/m² a inclusive unos pocos casos de 9.000 W/m² lo que presenta que esta ciudad tiene un interesante potencial de generación solar fotovoltaica.

3.4. Temperatura (°C)

Se obtuvieron datos reales de 30 años históricos en las lecturas, las mismas provienen del Aeropuerto de Bilbao. Esta se midió con un termómetro de infrarrojos o piranómetro de infrarrojos. El comportamiento de la temperatura en el punto estudiado es regularmente cíclico, por lo que se facilita la generación de energía solar, siendo el año más cálido el 2005 y el más frío el 2008 pero sin menoscabo a las potencialidades de generación solar en el área, ya que la diferencia de temperatura año a año no es alarmante.

Las características de la temperatura son:

- ✓ La temperatura es medida por la agencia la maneja en términos de **grado centígrado (°C)**.
- ✓ Los datos de temperatura contienen todas la fuentes o tipos de medidas, **temperatura máxima, temperatura mínima, temperatura media**, y la que se decidió ingresar al modelo fue la media.
- ✓ Los datos de temperatura se toman de forma horaria haciendo uso a las horas UTC (**Tiempo Universal Coordinado**).

En la figura 28 se muestra el comportamiento de las temperaturas para los 365 días del año 2014.

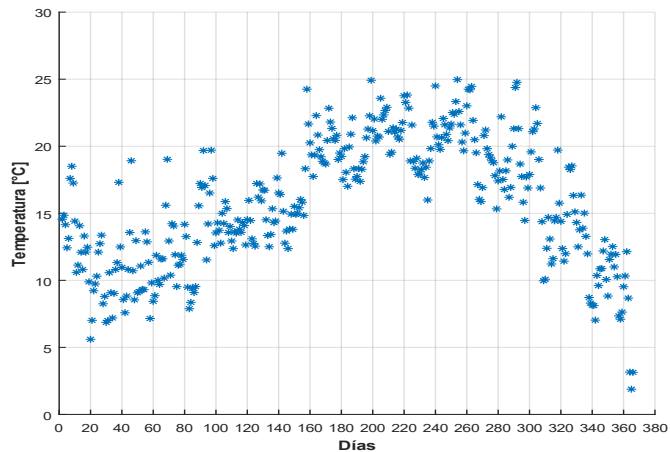


Figura 28. Comportamiento de las temperaturas en el 2014

3.5. Potencia (kW)

La potencia cuarto-horaria es el indicador del consumo del CMUD. Dicho valor de potencia se obtuvo directamente desde contador de

consumo eléctrico de la edificación, que registra la potencia media en un intervalo de 15 minutos (cuarto-horario). Para conocer la energía consumida en una hora se suman las cuatro potencias cuarto-horarias medidas y se dividen entre 4. Para este trabajo se han empleado los datos de consumo eléctrico registrados durante los años 2012, 2013, y 2014. En la figura 29 se muestra el consumo energético del CMUD para el día 15/01/2014 allí se puede observar el perfil de consumo de energía eléctrica para un día de invierno. Lo interesante de esa grafica es que la mayor carga de consumo se concentra durante el ciclo solar de 8 a.m. a las 6 p.m. lo que es una ventaja para el sistema que se propone en este trabajo de investigación, ya que se estaría consumiendo la energía que se genera de los paneles al momento, el otro ciclo de consumo se atiende con el banco de baterías.

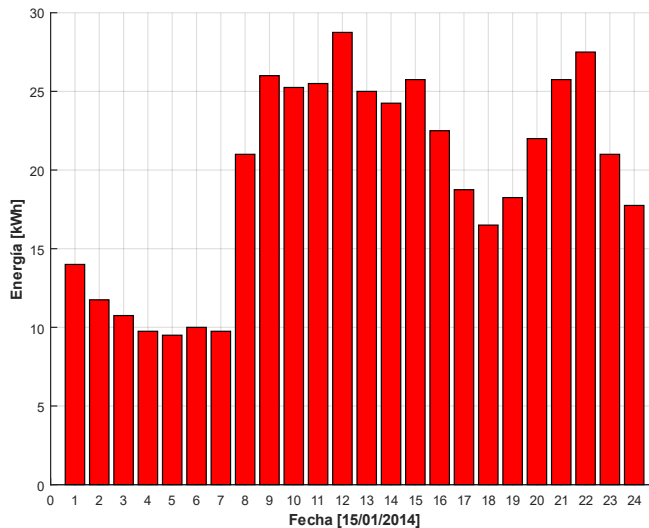


Figura 29. Curva de consumo del CMUD de un día de invierno

En la tabla 7 se muestran los datos de consumo de la instalación en promedio mensual, diario y por hora en kWh de cada mes del año 2014,

destacándose el mes de enero como el de mayor consumo tanto diario, mensual, y horario, por lo que se considerara como el mes crítico.

Tabla 7. Consumo del CMUD año 2014

Meses	Consumo kWh		
	Mensual	Media diaria	Media horaria
Enero	13876,25	447,62	18,65
Febrero	11156,5	398,45	16,60
Marzo	12219,5	394,18	16,42
Abril	8544,75	284,83	11,87
Mayo	11523,75	371,73	15,49
Junio	9854,75	328,49	13,69
Julio	8348,5	269,31	11,22
Agosto	3630,25	117,10	4,88
Septiembre	9724,75	324,16	13,51
Octubre	11165,25	360,17	15,01
Noviembre	11773,75	392,46	16,35
Diciembre	10339,5	333,53	13,90
Promedio	10179,79	335,17	13,97
Anual	122157,50		

Otra manera de analizar el comportamiento del consumo de energía, en este caso el consumo anual, es mediante una gráfica de histograma (véase figura 30) del CMUD para el año 2014. En la misma se aprecian los valores de potencia demandada cada cuarto de hora registrados en el contador de la instalación objeto de estudio, estos valores se ubican entre los 5 kW y los 22 kW, tanto por debajo, como por encima de este rango se encuentran todos los valores con frecuencias menores a 1.000.

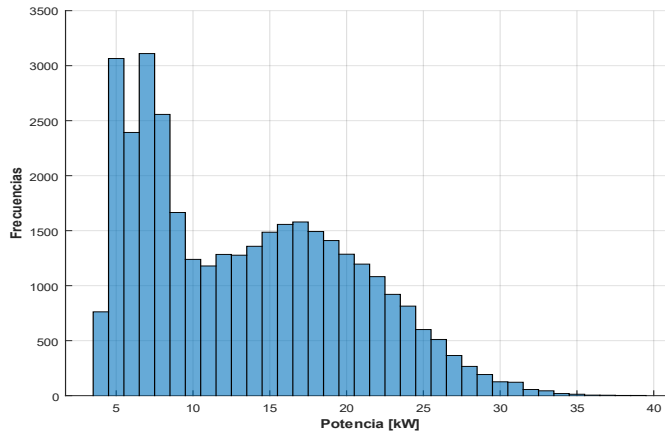


Figura 30. Histograma de consumo del CMUD durante el 2014

La figura 31 muestra la comparación entre el consumo promedio por semana con la energía producida promedio por semana que podría haber sido producida por la instalación propuesta para 2015. Como es visto, el suministro de energía disponible durante las semanas críticas en los meses de invierno hace posible garantizar el suministro de energía que necesita todo el edificio.

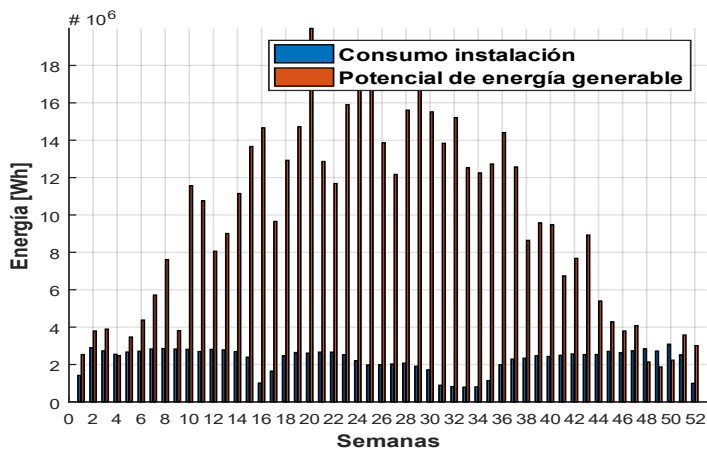


Figura 31. Potencial solar versus consumo del edificio [144]

La figura 31 ha sido construida haciendo uso de la ecuación 12, para un número de 1.105 placas solares, con datos de irradiación y temperatura real. Lo que permite perfilar las dimensiones que se requieren para el caso de estudio.

3.6. Escenarios modelizados

3.6.1. Para experimentos de capítulo V

Para probar el comportamiento del sistema, se han diseñado varios escenarios que cubren todas las situaciones posibles a las que estará sujeta la instalación.

El tiempo de simulación varía entre 24 y 72 horas entre los escenarios siguientes:

- ✓ **Día típico de invierno (INVIERNO):** Este escenario muestra el comportamiento del sistema en el mes crítico. A saber, es el que tiene niveles de irradiación pobres, baja temperatura y alto consumo de energía. Se seleccionaron las mediciones de 2014/01/05 después de aplicar el análisis de *kmeans*. El consumo total de energía fue de 467,00 kWh, la irradiación global fue de 7.539,42 Wh/m², con un pico de 386,42 W/m² y una temperatura promedio de 6,67 °C.
- ✓ **Día típico de verano (VERANO):** Este escenario es el opuesto al anterior, alta generación de FV debido a los altos niveles de irradiación junto con un bajo consumo de energía ya que la ocupación del edificio disminuye durante el verano. Este escenario muestra que el sistema puede administrar correctamente los excedentes de energía. Se seleccionaron las mediciones de 2014/08/08 después de aplicar el análisis de *kmeans*. El consumo total de energía fue solo de 120,25 kWh.

Tanto la irradiancia como la temperatura aumentan, lo que incrementa la generación hasta 1,80 MWh.

- ✓ **Día de verano (VERANO*):** Esta prueba se ha creado para verificar el comportamiento del sistema en un exceso de generación de energía solar fotovoltaica asociada a un mayor consumo. Esta situación no es común en el edificio de prueba porque la ocupación disminuye durante el verano, pero es el escenario típico de consumo en otros lugares del país. Tanto el consumo de energía del escenario de **INVIERNO** como la generación del escenario de **VERANO** se simularon juntos en este escenario.
- ✓ **Irradiancia más baja durante tres días consecutivos en los últimos 30 años (MÁS BAJA):** esta prueba verifica si el sistema podría funcionar en el peor escenario en los últimos 30 años. Además, esta prueba quiere estresar el comportamiento del sistema de almacenamiento de energía (*ESS*) por 72 horas. La caída histórica de los niveles de irradiancia ocurrió durante los días 14, 15 y 16 de diciembre de 1999. Durante estos días, la irradiancia máxima alcanzó 111,11 W/m², mientras que la irradiancia promedio alcanzó 10,95 W/m². La temperatura promedio fue de 7,22 °C. El consumo total de energía fue de aproximadamente 1,32 MWh durante los 3 días.
- ✓ **Tres días consecutivos de irradiación típica (TÍPICO):** esta prueba verifica el estado estable del sistema. Para este fin, se han seleccionado las mediciones típicas durante tres días consecutivos. Los tres días seleccionados fueron del 18 de septiembre al 21 de septiembre de 2014. Durante estos días, la irradiación máxima alcanzó 522,64 W/m², y la media alcanzó 91,33 W/m². La temperatura promedio fue de 19,43 °C. El consumo total de energía fue de 1,09 MWh. La generación de energía por hora del sistema es cercana a 1,55 MWh.

Para seleccionar el mes más crítico, se analizaron los días con mayor demanda de energía. El mayor valor de demanda pico registrado se ubica alrededor de 62 kW. Además, parece que no existen grandes diferencias entre el invierno y el otoño con respecto a la demanda de energía. Aunque enero no presenta la mayor demanda o la menor irradiancia, se considera el mes más crítico porque es el peor cuando se considera la combinación de ambos factores, más la ocupación del edificio. Por lo tanto, los paneles estarán orientados a 62°, lo que corresponde al ángulo óptimo para este mes de acuerdo con [139].

3.6.2. Para experimentos de capítulo VI

Se definen los escenarios a los que se someten las microrredes. Los días que se utilizan para esta experimentación se forman después de realizar un análisis de *kmeans* [145]. Resultando en 3 clúster o grupos de estudio, a cada uno de los clústeres se le determinó los 5 días más próximos al centroide. Después de esos 5 días para cada centroide se promediaron tanto en términos de irradiación con lo que se lograron tres días, cada uno resultando un representativo ponderado de cada uno de los clústeres que arrojó el análisis *kmeans*. Cada día resultante, se aparejó con su correspondiente a consumo del mismo día y mes, pero del año 2013, 2014 ó 2015 tomándose el día más desfavorable para el sistema en términos de consumo de energía (mayor demanda), coincidiendo que estos días corresponden al 2014.

En la tabla 8 se muestran los valores más representativos de temperatura e irradiación de las coordenadas estudiadas para esta tesis, en los cuales se puede observar que en los últimos 30 años la temperatura tiene una media de unos 15 °C y una media de irradiación de 2819,47 W/m² día, estos valores permiten plantearse la idea de una instalación solar *PV* para Bilbao.

Tabla 8. Cuartiles de Irradiación y Temperatura Histórica

Cuartiles	Irradiación (W/m ²)	Temperatura (°C)
Mínimo	305,56	3,60
Q1	1.569,46	10,80
Media	2.819,47	15,00
Mediana	2.819,47	15,00
Q3	4.787,54	18,90
Máximo	8.802,85	32,20

Parecido a lo anterior se hizo con la temperatura, con la variante de que el último día de cada día de los clústeres formados no tenían la temperatura horaria, sino solo una medida de temperatura cada 6 horas, a diferencia de los 4 primeros días del grupo para los cuales sí se cuentan con una medida horaria de la temperatura, con esta variante se promediaron los valores horarios de cada día hasta formar el día típico a ser simulado. La figura 32 muestra la incidencia de los días que se utilizaron para la simulación.

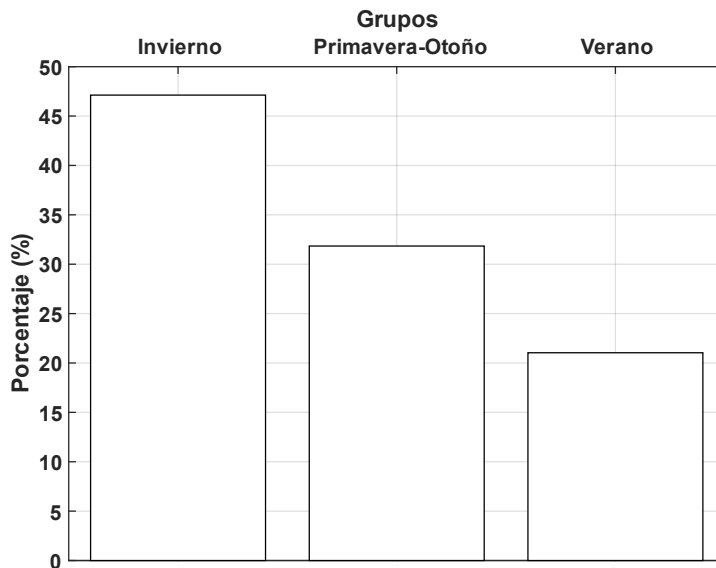


Figura 32. Frecuencia relativa a la clusterización de 30 años de datos de irradiación y temperatura

En la figura 33 se aprecia que el grupo 1 tiene un porcentaje de incidencia de 47,12 %, el clúster del grupo 2 con un porcentaje del 31,84 %, y finalmente el grupo 3 que tiene un porcentaje del 21,03 %. Cada grupo se conformó con los perfiles más similares a ese punto. Por ejemplo, los del grupo de invierno están agrupados en el grupo 1, ya que por referencias (valores) de irradiación y temperatura pertenecen a esta estación del año, de la misma manera se hizo con el grupo 2 que agrupa a los días que se asemejan a días de otoño y primavera, y finalmente el grupo 3 reúne los valores que se aproximan a los meses de verano.

En la figura 32 se puede visualizar el perfil de cada grupo o clúster, pudiendo observarse que el primer grupo formado por los rombos azules de acuerdo a la irradiación y su temperatura media 1.471,66 W/m² y 11,32 °C respectivamente tienen un perfil muy próximo a los meses de **invierno**, seguidamente el clúster de los círculos cyan tiene un perfil más tendiente a **primavera-otoño** porque su perfil medio son 3.808,34 W/m² y 14,28 °C, y finalmente el clúster del grupo verano es propio del **verano** con 6.572,30 W/m² y 17,92 °C. La referencia estacional es tomando de la página de la AEMET para la localidad de Bilbao, España ya que es el lugar donde se ejecuta el estudio [143].

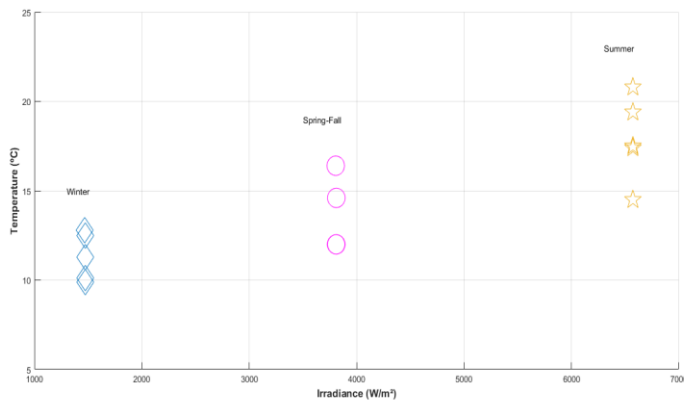


Figura 33. Grupos ordenados de acuerdo con el clúster al que pertenecen

Desafortunadamente, la información histórica del perfil de carga del CMUD no es tan extensa, como la de generación solar y temperatura, aunque tampoco, sería razonable usar perfiles de carga antiguos ya que los patrones de consumo de energía han cambiado mucho. Por esta razón, los perfiles de carga se han sacado del mismo día calendario correspondientes a los resultantes de los días de los escenarios obtenidos mediante el *kmeans*, pero para el año 2014. Tenga en cuenta que estos días fueron chequeados para asegurar que no correspondieran a vacaciones, fines de semana largos, Semana Santa, vacaciones de primavera, Navidad o similares días especiales del calendario.

3.7. Herramientas informáticas

Esta sección basa todo lo referente a las herramientas informáticas tanto software como hardware usadas para el desarrollo de la tesis. Primeramente, se mencionan los programas con los que se desarrolló el trabajo:

- ✓ Matlab/Simulink (2017 a), este ha sido el software matriz con el cual se han desarrollado todos los scripts de dimensionamiento, de carga de datos, y de ajustes de los elementos que se usaron en la instalación solar PV diseñada en este trabajo de investigación.
- ✓ Simscape (SimPowerSystem), esta librería de Matlab/Simulink es donde se encuentran todas las partes de la instalación diseñada, y la que facilitó junto con el Simulink el modelizado de la instalación solar PV. En la misma se encuentran un centenar de paneles solares reales que se pueden conseguir en las redes de distribución comercial, así como también una opción de parametrizar según las especificaciones del usuario los paneles. En línea con lo anterior, se cuentan con 4 tipos de tecnologías para las baterías, con modelos comprobados para las de Ion Litio, Ácido, Níquel-Cadmio, Níquel-Metal-Hidruro. Todos los tiristores usados en el diseño de la instalación han sido adaptados a los que

se hayan en el sector industrial eléctrico, aunque se podrían usar en modo dispositivo ideal si así se deseara.

- ✓ Durante los más de 3 años que se ha llevado la realización del Doctorado se han utilizado múltiples ordenadores, por lo que solo se destacaran los más importantes: un ordenador portátil marca DELL serie Inspiron 5559, con procesador Intel Core i5-6200U de velocidad 2.3 GHz, 16 GB de RAM, 500 GB de SSD, con sistema operativo Windows 10 a 64 bits. Un ordenador de sobremesa con las especificaciones siguientes: Intel Core i5-4570, con velocidad 3.2 GHz, 16 GB de RAM, 1 TB SSD, con sistema operativo Windows 10 Profesional a 64 bits. Y finalmente, con Procesador 2x Intel E5640, 47 GB de RAM, discos duros 10 x SAS 6gps 15k RMP 600 GB Disk en RAIDS, sistema operativo Ubuntu Server 16.04.3 LTS 64bit.

3.8. Modelos matemáticos del SPS

En la figura 34 se despliega el modelo de la celda solar usada en el modelizado de la instalación IEC2EA. Esta fue obtenida de la librería Simscape PowerSystem (SPS). Allí se puede apreciar a detalle su modelo eléctrico completo, así como también la relación entre la temperatura y la irradiancia para que se produzca la generación eléctrica. La ecuación 5 es la que domina las características de I-V de la placa solar fotovoltaica [146], se muestra a continuación:

$$I_d = I_o \cdot \left[\exp\left(\frac{V_d}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (5)$$

y

$$V_T = \frac{kT}{q} \cdot nI \cdot N_{cell} \quad (6)$$

Donde,

I_d : corriente del diodo (A)

V_d : tensión del diodo (V)

I_0 : corriente de saturación del diodo (A)

nI : factor de idealización del diodo, un número cercano a 1

k : constante de Boltzmann $(1,3806488(79) \cdot 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K})$

q : carga del electrón $(1.6022 \cdot 10^{-19} \text{ C})$

T : temperatura de la celda (K)

N_{cell} : número de celdas conectadas en series a un módulo.

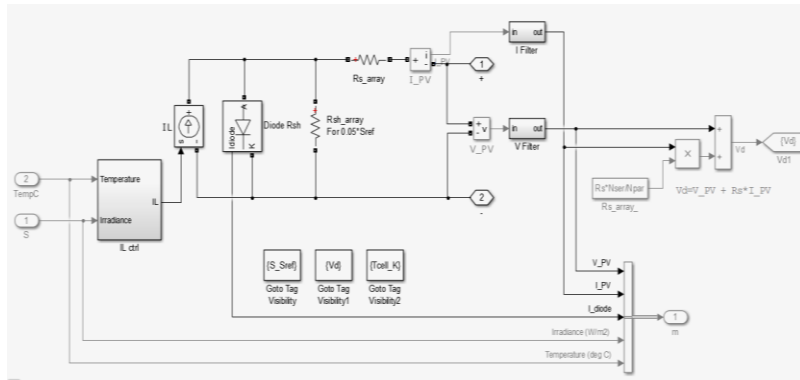


Figura 34. Modelo completo de celda solar SIMULINK/SPS [146]

El modelo matemático que gobierna a las baterías que utilizan en esta tesis es el que se muestra en la figura 35. Para la tesis se decidió utilizar baterías de iones de litio de la librería de SPS dada su comprobada fiabilidad y flexibilidad operacional, además de ser las más fabricadas en la actualidad para sistemas de energía renovable.

La ecuación 7 rige el modelo de descarga para ($i^* > 0$), mientras que la ecuación 8 domina la carga de la batería [146], ambas ecuaciones rigen el comportamiento de la batería de iones de litio son:

$$f_1(it, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q-it} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q-it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (7)$$

$$f_2(it, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{it + 0.1 \cdot Q} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (8)$$

Donde,

E_0 : tensión constante (V)

K : polarización constante (Ah^{-1}) o resistencia de polarización (Ω)

i^* : corriente dinámica de baja frecuencia (A)

i : corriente de batería (A)

it : capacidad de extraída (Ah)

Q : capacidad máxima de la batería (Ah)

A : tensión exponencial (V)

B : capacidad exponencial (Ah^{-1})

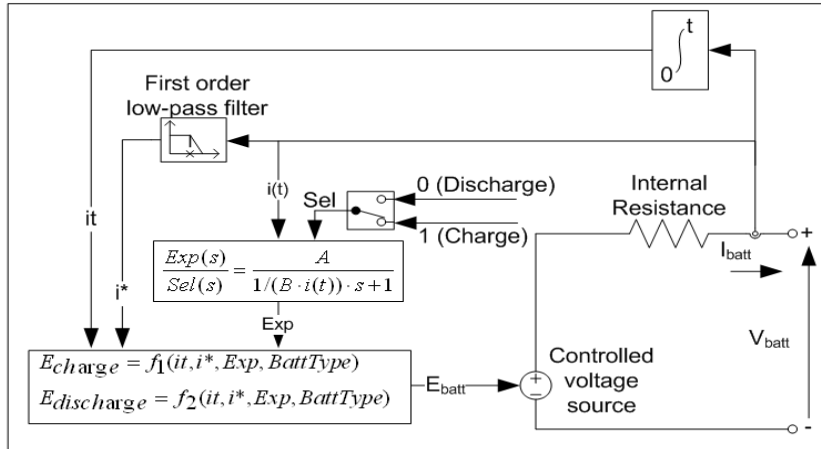


Figura 35. Modelo aproximado de las baterías de la instalación [146]

3.9. Modelo solar fotovoltaico diseñado

La microrred presentada en esta tesis está ligeramente basada en la presentadas en [147] [148]. Sin embargo, ha sido fuertemente mejorada

mediante el uso de varias estrategias de control para la captura solar. Un controlador de almacenamiento para los límites mínimo y máximo del estado de carga (*SOC*) y límites de tensión de las baterías, y un algoritmo de seguimiento del punto máximo de potencia (*MPPT*) para incrementar la cosecha solar, así como también un segundo convertidor reductor DC-DC, para mantener la tensión de alimentación dentro de un rango de valores seguros. La figura 9 muestra un diagrama de bloques de la microrred usada en esta tesis.

3.9.1. Subsistema de generación

Este subsistema es el encargado de la producción de energía renovable mediante la captura de los fotones presentes en las ondas electromagnéticas que se producen en los destellos de luz solar. Este está conformado por celdas solares, porque hasta ahora es la mejor manera de convertir la irradiancia que descarga sobre el planeta el Sol en energía eléctrica útil. El sistema de generación está integrado principalmente por los paneles solares, que en función de la irradiación y la temperatura principalmente generaran una cantidad de energía eléctrica específica, adicionalmente se tienen la masa de aire y la eficiencia del panel que también inciden en la generación de energía.

En la figura 36 se muestra la sección del panel y las variables que se introducen para generar energía eléctrica, así como también las que se miden en el propio sistema. En la misma figura 36 se observa que el panel solar usado en esta investigación es alimentado con bloques “*from Workspace*” con datos reales de irradiancia y temperatura. Es importante destacar que la eficiencia del panel se verá afectada básicamente por la irradiación, la temperatura y la eficiencia principalmente, suponiendo que la orientación de los paneles sea la óptima y el sombreado de estos no existe.

Capítulo 3: Materiales y métodos de la investigación

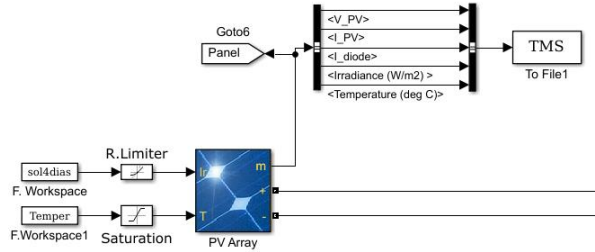


Figura 36. Panel y variables de dependientes de generación

Las curvas de la figura 37 reflejan el punto de máxima de potencia o punto *MPPT* (línea roja) de una placa solar *PV* usada en este modelado, los cuales alcanzan los 420 W (aproximadamente) siempre y cuando la irradiación, la temperatura, la orientación y el sombreado permitan alcanzar ese punto trabajando bajo condiciones estándar.

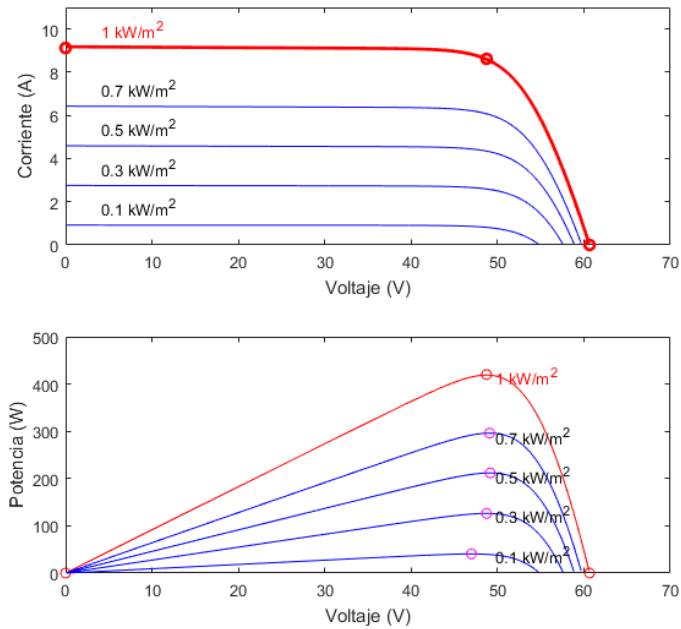


Figura 37. Curva características del panel solar utilizado para el estudio [146]

En la figura 38.a se muestra la relación entre la corriente y la tensión para todo el arreglo solar fotovoltaico, mientras que en la figura 38.b se puede ver la relación que tienen la potencia y la tensión en el sistema desarrollado. En ambos casos con la correspondiente afectación térmica del lugar donde se despliegue el arreglo solar.

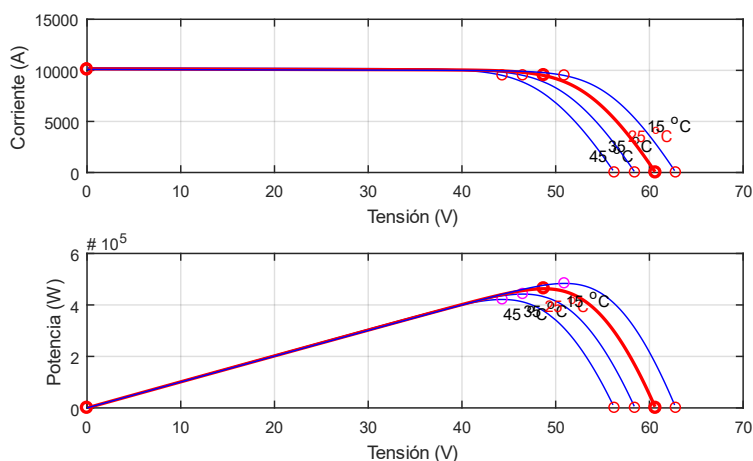


Figura 38. Afectación de la temperatura sobre (a) la corriente vs tensión (b) potencia vs tensión del arreglo solar [146]

Es de destacar que las figuras 37.a y 37.b son de importancia capital para la investigación ya que aportan el perfil de generación exacto que puede tener el arreglo según ciertas condiciones de irradiación y temperatura que se presenten en Bilbao para las distintas estaciones del año.

En la figura 39 se muestra la conexión que tendrán los paneles en la instalación propuesta, ya que la tensión es 24 V lo que se necesita es asociar en paralelo para lograr los niveles de corriente que el edificio demanda. Se implementará el subsistema con los valores obtenidos en el capítulo 4.

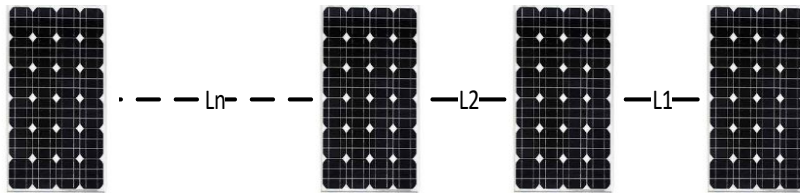


Figura 39. Asociación de paneles solares para la instalación

3.9.2. Subsistema de respaldo energético

Las baterías serán la única vía utilizada en la investigación para independizar la instalación de la red eléctrica. Además, las baterías son hoy en día un componente estándar en las instalaciones solares *PV* que permiten la existencia de los sistemas aislados de red “*stand-alone*”, como por ejemplo sistemas de iluminación solar y hogares solares [2].

Las baterías son utilizadas en la instalación solar *PV* independiente para:

- ✓ Almacenar energía eléctrica.
- ✓ Dar autonomía a la carga.
- ✓ Estabilizar tanto la tensión como la corriente suavizando los transitorios que podrían ocurrir en la instalación.
- ✓ Suministrar suficiente corriente al subsistema llamado carga.

Es muy importante para el éxito de la presente investigación el sistema de respaldo energético para que la propuesta puede ser viable técnicamente. Es de destacar que el vertido de energía a la red no se prevé el excedente de la generación se almacenará. El subsistema de almacenamiento es quizás el corazón de la propuesta que integra al sistema IEC2EA, ya que en este es el que garantiza la desconexión de la red comercial de la operadora eléctrica. El diagrama físico de conexión de la librería de SPS se muestra en la figura 40.

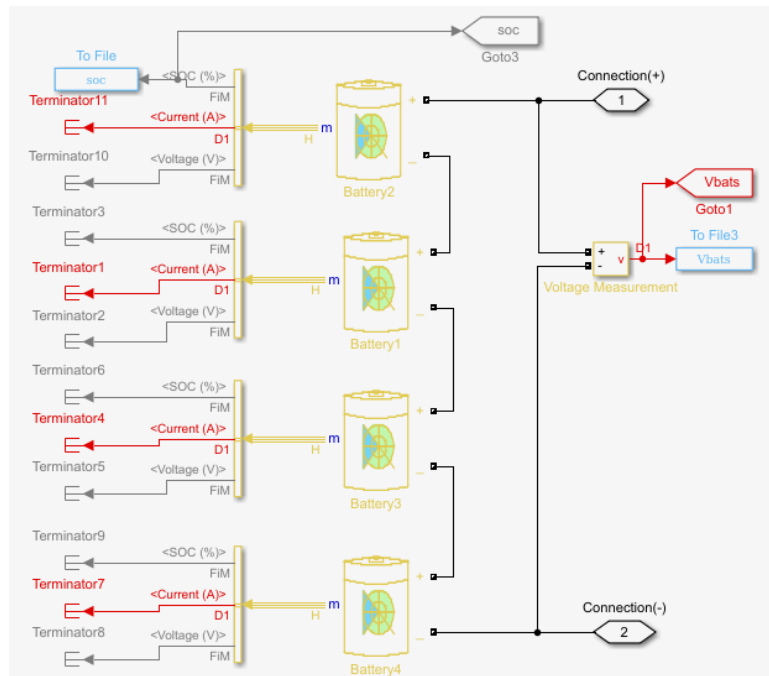


Figura 40. Diagrama de conexión del sistema de baterías [146]

Las curvas de estrés para ejecutar la descarga que se muestran en las figuras 41.a y 41.b, las mismas tienen:

- ✓ 40.a corriente nominal de descarga a 0,43478 °C (80217,3913A).
- ✓ 40.b la misma curva de descarga, pero a diferentes valores de extracción en Amperios-Horas ($E_0 = 6,5062$, $R = 3,252e-07$, $K = 2,4364e-07$, $A = 0,50386$, $B = 0,00033096$).

Después la figura 42.a y 42.b son parecidas a la anterior, pero para descarga en tiempo (horas).

Capítulo 3: Materiales y métodos de la investigación

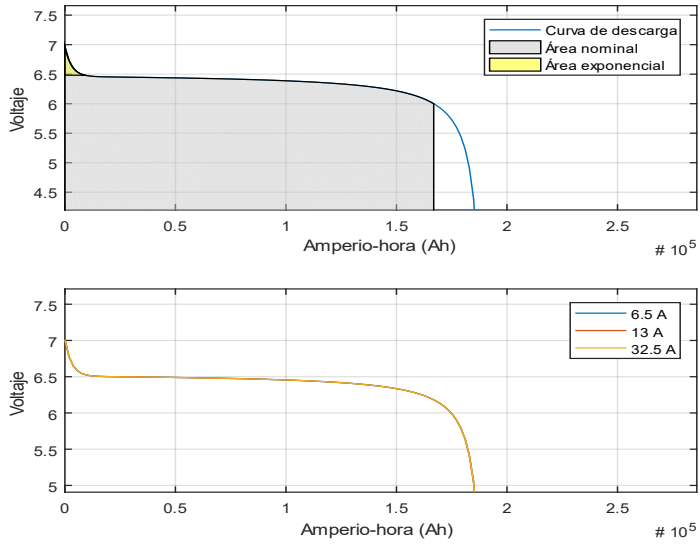


Figura 41. Curvas características de descarga nominal (Ah) de las baterías [146]

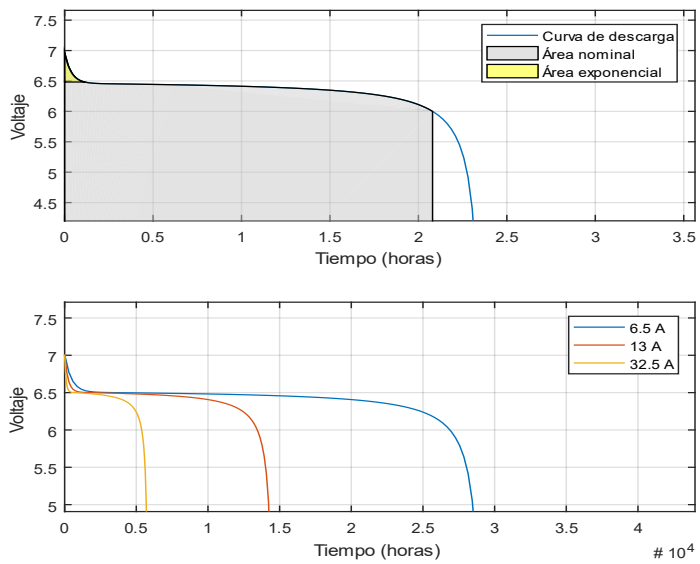


Figura 42. Curvas de descarga nominal (tiempo) de las baterías usadas [146]

Se implementa el subsistema con los valores obtenidos en el capítulo 4. En la figura 43 se muestra la asociación del subsistema de almacenamiento diseñado, conformado por 4 baterías de 6 V nominales asociadas en serie para obtener una salida de 24 V aproximadamente.

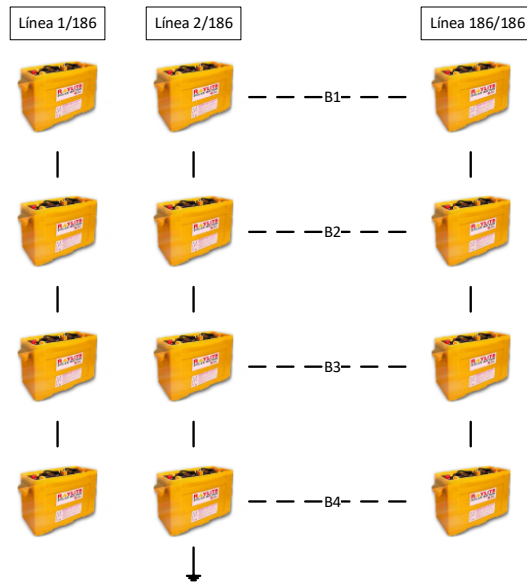


Figura 43. Asociación de las baterías usadas para alimentar la instalación

3.9.3. Subsistema de control

Debido a diversos factores tales como la eficiencia de los paneles, la temperatura del ambiente, los niveles de irradiación sobre los paneles, entre otros que afectan la producción solar fotovoltaica, restando la mayor parte del tiempo rendimiento a los paneles, para evitar estas pérdidas de eficiencia se deben aplicar técnicas para mantener los paneles operando en su punto de máxima potencia (*MPP*), para ello se requiere un sistema de rastreo del *MPPT*. Por otro lado, también se debe mantener la tensión de carga de las baterías en niveles óptimos para que la carga de estas sea segura, adicionalmente y en pro de evitar el desgaste

acelerado de las mismas por sobrecargas y descargas profundas es importante definir un *SOC* normal y uno para situaciones extremas o estacional máximo permitido.

El subsistema de control de carga/descarga es el encargado de prevenir el acortamiento o disminución de la vida útil de los acumuladores por el mal uso de estas, por lo que este se encargará de:

- ✓ Limitar la relación de entrada de corriente (carga) y extracción de corriente (descarga) de las baterías de acuerdo con lo indicado por los fabricantes.
- ✓ Prevenir sobretensiones durante la carga lo que reduce considerablemente la vida útil de las baterías.
- ✓ Proteger a las baterías de descargas profundas porque estas reducen la vida útil de las baterías.
- ✓ Prevenir de sobrecargas ya que se derriten las paredes de las baterías por un sobrecalentamiento que produce la ebullición del electrolito.

Este control se ejerce en la IEC2EA mediante algunos bloques Simulink, con los cuales se fija un sistema de control tipo ventana para limitar el *SOC* o bien por la tensión entre los valores fijados en dicha ventana (límite superior, y límite inferior), con este bloque se evitan malas praxis de la carga/descarga del banco de baterías.

Se fijan 3 niveles de operaciones *SOC* y dos niveles de operación por tensión (véase figura 44):

- ✓ Si $SOC \geq 98,5$, se desconecta el banco de las baterías del arreglo de paneles evitando que se siga cargando. La carga se alimenta de las baterías si el consumo es mayor a la generación y viceversa en caso contrario, de esta manera se mantiene operando la instalación. La sobrecarga se debe evitar porque además de dañar

las baterías, contamina el área donde están resguardadas las mismas por los gases que estas desprenden.

- ✓ Si $30 < SOC < 98,5$, se mantiene la carga de la batería manteniéndolo conectado con el arreglo de paneles solares, hasta alcanzar el punto máximo de carga designado para el banco de baterías.
- ✓ $SOC=30$, si las baterías estando conectadas al arreglo de paneles solares alcanzaran el nivel mínimo de 30 % de *SOC*. En este caso se desconectan del sistema global por descarga profunda para proceder a recuperar la carga de estas el siguiente ciclo solar. Esta condición se ha analizado y es altamente improbable de que ocurra porque se cuenta con los históricos de irradiación y temperatura de los últimos 30 años y una situación de irradiación cero “0” no se observa, pero aun así el banco de baterías se dimensionará para soportar 72 horas sin ningún tipo de generación solar.
- ✓ Y protección en los niveles de tensión críticos dado por el fabricante de la batería estos niveles se han reducido en un 5 % de su valor máximo para evitar que las baterías sufran esos casos de tensión máxima 26,6 V baterías completamente cargadas, o tensión mínima 19,32 V baterías totalmente agotadas. Se puntualiza que este sistema se coloca como complemento o mecanismo de seguridad doble al que mide el *SOC* ante cualquier fallo por velocidad de respuesta o falla de lectura por daño de algún sensor se protegen de esta manera el sistema de almacenamiento de energía.

En la figura 44 se pueden ver la configuración de los bloques de control de carga y descarga de las baterías, cuatro terminales, uno de entrada *SOC*, uno de entrada tensión (*Vbats*) que se cotejan con las referencias fijadas en la configuración ventana, dos salidas lógicas que servirán para activar y desactivar los interruptores de protección y control de la carga/descarga de las baterías. De esta manera se controla el comportamiento de las baterías, desconectando o conectando el banco de baterías de la carga CMUD.

Capítulo 3: Materiales y métodos de la investigación

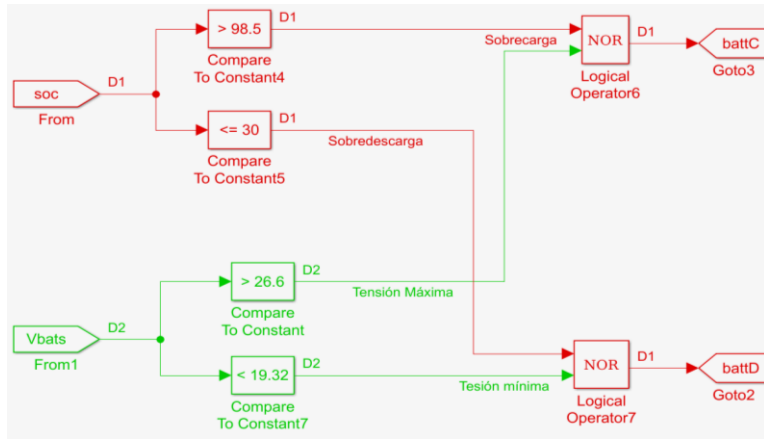


Figura 44. Bloque de decisión de carga y descarga de las baterías

En la figura 45 se muestra un convertidor reductor de 32 V manejando la conmutación por un interruptor de estado sólido, en este caso se opera con un MOSFET (transistor de efecto de campo de metal oxido semiconductor) ya que este es un tipo de transistor especial para el manejo de grandes corrientes a altas velocidades de encendido/apagado, la relación de ton/toff se denomina como ciclo de trabajo (*dc*), esta es la señal de control del subsistema y controlándola se puede obtener una salida prefijada (objetivo).

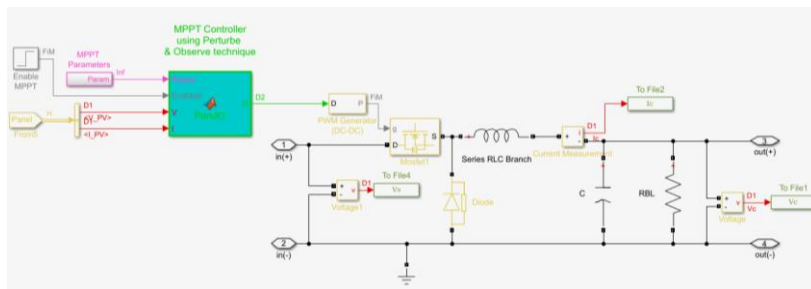


Figura 45. Diagrama del Convertidor DC-DC tipo Reductor

El *dc* viene dado por el bloque *PWM* (*Pulse Wide Modulation*) que a su vez recibe el valor del algoritmo P&O que se obtiene de un error que se produce en el punto de consigna fijado a 32 V y la medida que se realiza

en tiempo real. En la misma figura 45 se muestra el convertidor que en primera instancia está siendo controlado por un algoritmo P&O como el que se muestra a continuación en el flujograma de la figura 46.

En este sector de la instalación se preparó un convertidor reductor controlado por el algoritmo P&O [133]. Dicho algoritmo permite mantener los paneles operando en el *MPPT*. El control es quien define la operación del convertidor reductor DC-DC. El mismo se diseñó en modo de conducción permanente para el sistema solar PV aislado, su función es reducir la tensión de entrada que proviene de los paneles a una que pueda ser usada tanto para cargar la batería, así como para alimentar a la instalación en los momentos en que la irradiación lo permita a través del segundo convertidor. Esta etapa de la instalación se dimensionó usando los criterios expuestos por los autores [149].

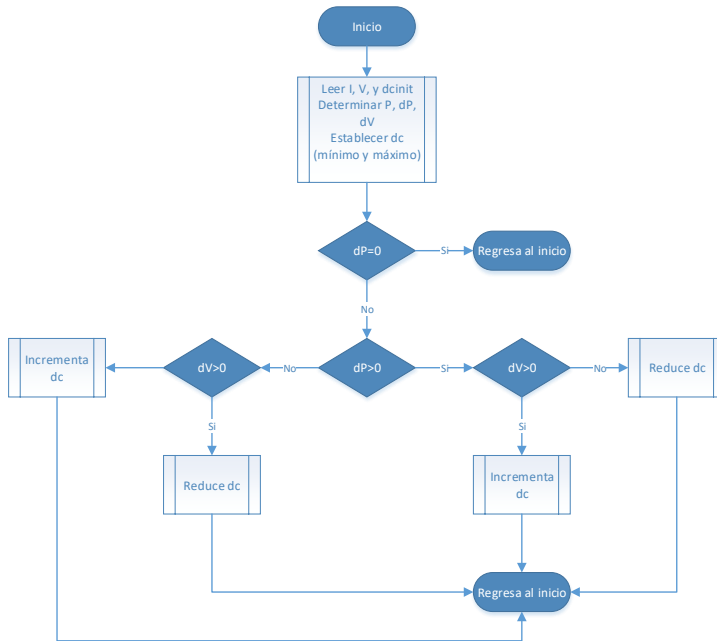


Figura 46. Flujograma de rastreo del punto de máxima potencia (MPPT)

3.9.4. Subsistema de consumo

Este elemento de la instalación es producto de un modelado en Simulink/SPS del consumo real en el CMUD. La figura 47 muestra el subsistema de carga variable desarrollado para el CMUD, donde se muestran cada uno de los bloques de Simulink/SPS que en conjunto logran emular el comportamiento del consumo (variable) de la edificación en estudio, de esta manera se puede lograr una simulación más realista del sistema denominado IEC2EA.

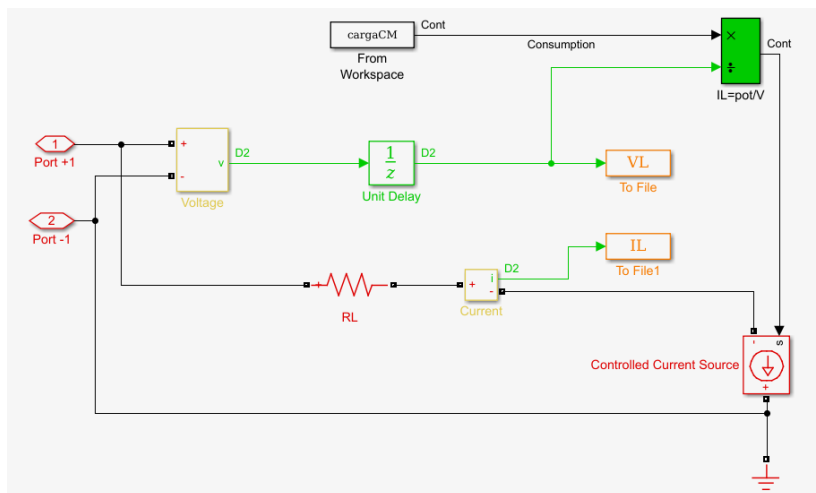


Figura 47. Carga variable diseñada para el CMUD

Internamente el subsistema de consumo cuenta con un bloque de carga de datos, el cual se encarga de introducir en el modelo los datos reales de consumo que se han vaciado en una hoja Excel, estos datos son trasladados del espacio de trabajo de Matlab al Simscape SimPowerSystem (SPS) de Simulink donde se comportan como una fuente negativa porque extraen la energía del resto del sistema, que pueden ser las placas solares y las baterías, donde se encuentre la energía que requiera el CMUD para mantenerse operativo.

Básicamente el conjunto de bloques del Simulink representan la aplicación de la Ley de Ohm $I = \frac{V}{R}$, pero en este caso no interesa el valor de la resistencia sino el valor de corriente necesaria para sostener el sistema a partir de una tensión continua de 24 V aproximadamente. Como se cuenta con el dato de potencia media demandada cuarto horaria y la de energía consumida por el CMUD se aplica la expresión que determina la potencia $P = V \cdot I$, para obtener el nivel de corriente a partir de una tensión continua con una potencia variable conocida, la expresión queda así $I = \frac{P}{V}$ de esta manera se resta esa corriente al banco de baterías o al convertidor reductor de la instalación, con lo cual se logra emular el comportamiento del CMUD como una carga variable.

Donde,

I: corriente demandada por la carga (A)

V: tensión en la carga (V)

R: resistencia de carga (Ω)

P: potencia consumida por la carga (W)

Posteriormente, esta carga hace uso de un bloque de producto donde se divide el valor de potencia real que entra por el bloque cargaCM con el valor de tensión (tensión) en tiempo real que tiene la acometida en los puertos +/- del CMUD que proviene de las baterías, esto se hace con el fin de poder manejar valores de corriente para que la fuente controlada de corriente pueda restar de la instalación de manera bien diferenciada y variable de acuerdo al consumo horario la corriente necesaria para el suministro de energía a la carga del CMUD, ya que la tensión DC se mantiene cercano a los 24 V para la instalación solar PV.

Por otro lado, la tensión que alimenta al CMUD ingresa al bloque de producto a través de un bloque de *Unit Delay* que está allí sólo para romper un lazo algebraico.

Finalmente, el bloque de carga de CMUD es importante porque se modeliza y simula el consumo real de la instalación en cuestión, con lo que se logra un comportamiento real de las curvas de consumo en dicha instalación.

3.9.5. Subsistema de protección

Este es un subsistema auxiliar o de apoyo para el buen funcionamiento de la instalación, su función principal es de proteger la instalación solar fotovoltaica (paneles solares, baterías, convertidores, carga, entre otros) con este subsistema se garantiza la minimización la ocurrencia de fallos de los componentes que integran IEC2EA, además así garantizar la correcta operación de IEC2EA evitando descargas profundas, sobrecargas, corrientes inversas, y tensiones inestables en el sistema. Es de destacar que a diferencia de los cuatro subsistemas anteriores éste y el de monitorización, no están en un solo sector del modelo IEC2EA, por el contrario, a ellos, estos se encuentran dispersos por toda la instalación, pero su función es primordial.

La figura 48 muestra el condensador de estabilización de la tensión proveniente del arreglo solar fotovoltaico. Este capacitor se usa debido a su propiedad de servir como memoria mantiene la tensión estable. Esto es útil para que la entrada de tensión que recibe el convertidor DC-DC reductor sea estable en todo momento y no se produzcan fluctuaciones bruscas de tensión, así se minimizan la presencia de ruidos a la entrada del convertidor DC-DC que originen un cálculo erróneo del ciclo de trabajo del convertidor reductor.

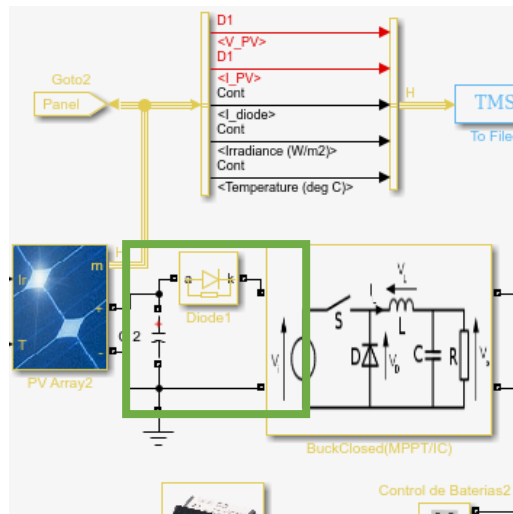


Figura 48. Elementos de protección y estabilización

También se observa diodo real el cual sirve para proteger el sistema contra corrientes inversas, este componente se polariza en inverso para evitar cualquier tipo de sobre impulsos de corriente inversas y tensiones parásitas que puedan poner en riesgo el sistema de paneles solares.

En la figura 49 justo entre el convertidor reductor de regularización a 24 V y la carga se coloca un diodo semiconductor de potencia, este se coloca allí para evitar corrientes inversas hacia el convertidor que podrían generar corrientes de corto circuito en el mismo convertidor y en el arreglo de módulos solares PV denominado IEC2EA, para escoger correctamente el mismo se debe tomar en cuenta la corriente máxima de descarga que pueden dar las baterías, y el tensión pico inverso que se pondría en paralelo al diodo.

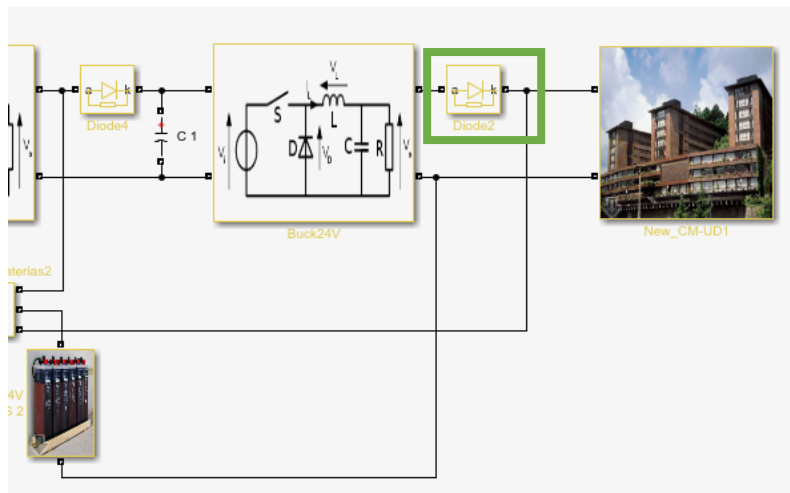


Figura 49. Diodo de protección contra corrientes inversas

En este caso, es de vital importancia este componente que funciona como un diodo de bloqueo para evitar descargas de la batería en los momentos en los que no hay generación de los paneles y el acumulador empieza a servir de fuente a la carga, si este no se colocara allí, se tendrían corrientes inversas puesto que estas fluirían por el nodo de la batería hacia el camino de menor resistencia.

En la figura 50 se puede ver que el sistema de interrupción para algunos puntos de referencia definidos, al ser alcanzados estos, dan la orden a los interruptores parados de desconectar la carga o descarga del *ESS* según sea el caso para cuidar el sistema de almacenamiento y aprovechar al máximo su vida útil.

Esta condición no debe ser muy recurrente ya que se estarían generando cortes imprevistos del servicio eléctrico, por lo que se debe realizar un buen dimensionamiento del sistema de acumulación para que esto no ocurra.

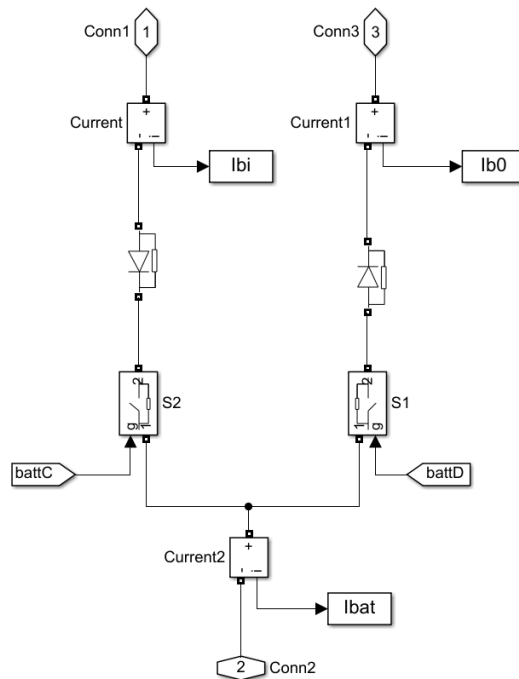


Figura 50. Bloque de control contra bajo y alto nivel de batería

3.9.6. Subsistemas de monitorización o medición

En este subsistema de IEC2EA se tomarán todas las señales que maneja la instalación para funcionar eficientemente, las medidas que se manejan al momento son:

- ✓ Radiación solar (kW/m^2): esta se mide durante toda la simulación para tener conocimiento de la generación de electricidad en tiempo real de la instalación solar PV. Para la simulación se cargan datos reales desde el espacio de trabajo (*to workspace block*) de Matlab al SPS de Simulink.
- ✓ Temperatura ($^{\circ}\text{C}$): es imprescindible ya que incide (positiva o negativamente) en el patrón de generación de la instalación. Se

mide en tiempo real de simulación. Para la simulación se cargan datos reales desde el espacio de trabajo (*to workspace block*) de Matlab al SPS de Simulink (véase figura 51).

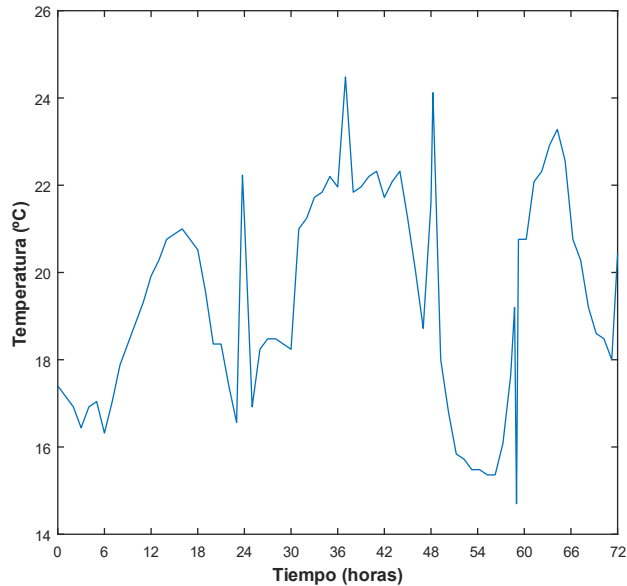


Figura 51. Curva de temperatura

- ✓ Tensión (V): esta tensión es muy importante que sea medida puesto que sirve para conocer el estado de generación eléctrica de los paneles solares, de almacenamiento de tensión en las baterías o acumuladores, del estado de los depósitos (celdas electroquímicas) individuales de los acumuladores, del consumo de la instalación solar fotovoltaica, se usan voltímetros y osciloscopios para medir estos niveles (véase figura 52):

- V_{PV}
- V_C
- V_{C2}
- V_L

- V_{BATS}

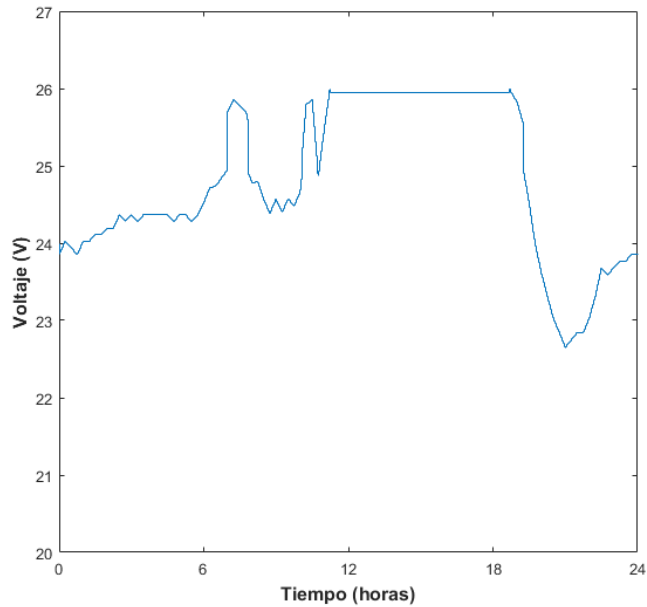


Figura 52. Curva de tensión en la salida

- ✓ Corriente (A): el valor de la corriente es tan importante como el de tensión, por lo que servirá para indicar cuál es la capacidad de generación/consumo de corriente de la instalación solar, así como para indicar la continuidad de toda la red del subsistema en servicio, para medirla se usaran amperímetros y osciloscopios para conocer la intensidad de la red aislada. Los puntos de medición son:

- I_{PV}
- I_d
- I_C
- I_{C2}
- I_{Bat}
- I_L

- ✓ Potencia (W): la potencia se medirá para saber que generación en la instalación solar *PV* en los momentos que se produzca el fenómeno *PV*. Esta variable física no es más que el producto de la tensión por la corriente, por lo que podría ser una medida secundaria de los dos casos anteriores usando los mismos instrumentos que se usan para medir tensión y corriente, o también se podrían usar vatímetros para tomar la medida de forma directa (véase figura 53).

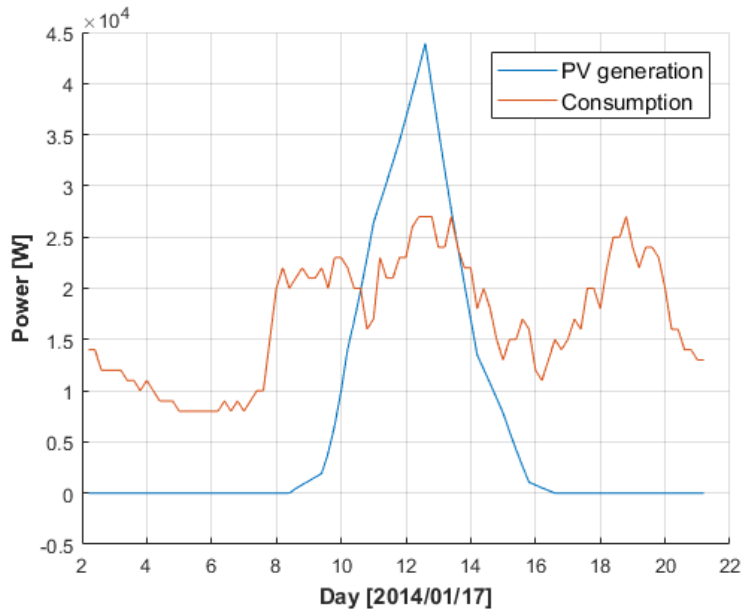


Figura 53. Potencial solar *PV* versus consume del edificio en un día de invierno [144]

- ✓ Energía (kWh): esta es una medida muy importante porque con esta se logra saber con exactitud el consumo de la instalación solar *PV* en tiempo real, para tener certeza de cuanta energía se ha de almacenar para mantener los niveles de confort mínimo de la instalación sin generación solar *PV*, con esta medida se puede calcular la autonomía de la instalación. En este caso se podría usar

un contador (medidor de potencia eléctrica). Accuenergy, cuenta con un modelo multifunción serie ideal para instalaciones renovables, y por las características de este podría ser implementado como dispositivo único para la medición de todas las variables eléctricas. Esta lectura se carga en el subsistema de consumo usando un bloque del espacio de trabajo de Matlab (*from Workspace*).

Finalmente, como resultado de este capítulo se presenta la figura 54, la misma es una representación del modelo de microrred aislada de red desarrollada para esta tesis. Se presenta la instalación modelizada completa, para que sea posible visualizar su constitución y ubicación de los elementos que en ella hace posible la independencia de la red

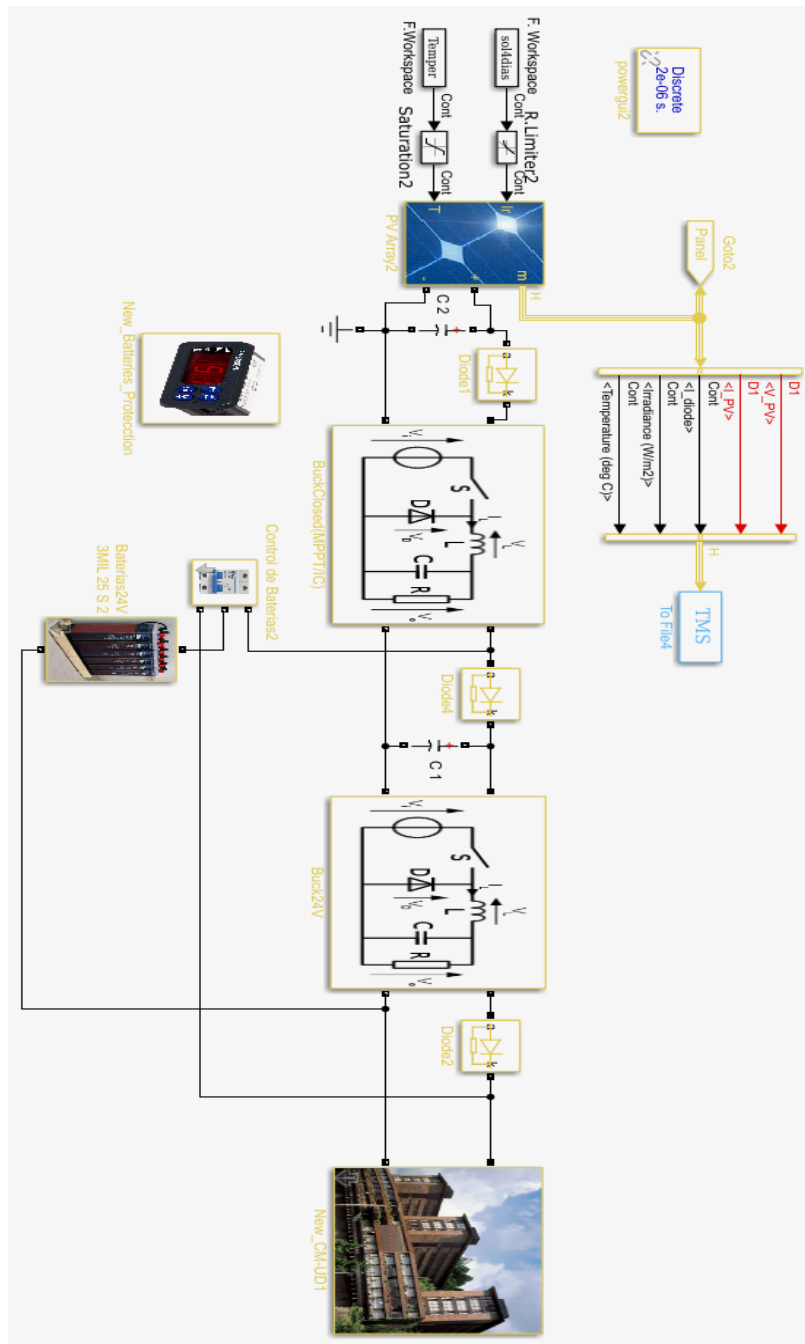


Figura 54. Modelo propuesto en esta fase de la investigación.

4. Dimensionamiento de la instalación solar *PV* en DC modo aislado de red

En este apartado de la tesis doctoral se procede desarrollar una metodología de dimensionamiento para instalaciones aisladas de red en DC para alimentar un edificio de servicios con alta demanda de potencia localizado en un entorno urbano. Posteriormente se prueban, y ajustan los algoritmos de dimensionamiento que se utilizan para la construcción de la instalación solar fotovoltaica (*PV*) implantada. Siendo estos desarrollados para el cálculo de los sistemas de captación (paneles solares), y de almacenamiento de energía (baterías), así como también se sistematiza el cálculo de los convertidores reductores que son utilizados en esta propuesta. Después de calcular los componentes de la instalación, se integran las diferentes subsecciones que lo conforman y se somete a una serie de pruebas que permitirán la comprobación de sus funcionalidades, así como también de su viabilidad técnica.

4.1. Introducción

Ya que la energía solar fotovoltaica está ideada mayormente para ser fotogenerada en el mismo sitio donde será consumida y esta se produce en DC, es ideal para aislar un edificio de servicios de hostelería de la red comercial y electrificar con DC sin necesidad de transformación, ni transporte de la energía lo que eleva la eficiencia del sistema. El correcto dimensionamiento de una instalación de generación eléctrica es primordial para el buen uso de los recursos. Los edificios de autoconsumo diferido con acumulación de energía requieren de un sistema de almacenamiento con una densidad energética buena a bajo precio.

Las aportaciones de esta investigación a este respecto son:

- ✓ El uso de potencias elevadas a una edificación de servicios.

- ✓ Edificio en entorno urbano y aislados de red.
- ✓ Electricidad en corriente continua (DC), en vez de corriente alterna (AC).
- ✓ Un entorno poco favorable para la generación solar PV, basado en condiciones energéticas reales.
- ✓ Las técnicas de dimensionamiento.

Existen innumerables algoritmos de uso comercial para el diseño de instalaciones solares pero, en su mayoría orientadas al consumo en AC haciendo uso de inversores [122], [139], [150]–[152] e impulsadas por empresas comercializadoras de estas tecnologías. En este trabajo se proponen algoritmos para el dimensionamiento de microrredes de generación solar PV de baja tensión en corriente continua (DC) para edificios aislados de mediana potencia, generando una alternativa a las metodologías de diseño de instalaciones solares que ya se comercializan en la actualidad. Basándose en datos reales de consumo eléctrico y de generación solar se ha modelizado una instalación DC que daría servicio a un gran edificio residencial [148].

En este capítulo se presentan los algoritmos para dimensionar eficientemente los sistemas de:

- ✓ Captación
- ✓ Almacenamiento
- ✓ Control

Para evaluar su eficiencia e idoneidad se simulan diferentes escenarios, incluso bajo condiciones desfavorables (las peores de los últimos 30 años) y se demuestra que en dichas condiciones el suministro del edificio en cuanto a abastecimiento eléctrico se refiere está garantizado. El principal desafío de este capítulo, como una sección de la tesis es desarrollar algoritmos precisos para el dimensionamiento de una instalación de generación puramente en DC de consumo elevado que

opera en escenarios desfavorables tanto de consumo como de generación solar.

4.2. La configuración de la microrred DC

La instalación diseñada en este trabajo es de alimentación PV aislada en DC con soporte energético a 24 V basada en un modelo que energiza una instalación de grandes magnitudes lo que significa una gran carga para la instalación solar PV. En la figura 9 (véase capítulo 1) se representan los diversos elementos que constituyen la instalación solar en un diagrama de bloques, compuesta por 5 subsistemas que soportan el proceso de generación solar fotovoltaica para el Colegio Mayor de la Universidad de Deusto (CMUD), Bilbao, España.

Los subsistemas que conforman la instalación para garantizar su funcionamiento son:

- ✓ Generación solar fotovoltaica: paneles solares fotovoltaicos
- ✓ Respaldo energético: baterías.
- ✓ Control (obtención del *MPPT* y regulación de la tensión): convertidores reductores.
- ✓ Consumo (resistencia variable que representa el consumo real de acuerdo con la ley de Ohm).
- ✓ Protecciones y monitorización (instrumentación electrónica que sirve de apoyo al de protección y al de control).

Es de destacar que la instalación conmuta entre suplir al CMUD con baterías o con el convertidor reductor, de acuerdo con la producción solar y el consumo de la carga. Si la generación es mayor que el consumo, se alimenta desde el regulador/convertidor (el excedente energético se usa para cargar las baterías), en caso contrario se alimenta el edificio desde el sistema de respaldo energético (la energía que se esté produciendo va a las baterías para su reposición), en caso de generación insuficiente (días

nublados) o nula (noches) el edificio se energiza por el sistema de almacenamiento de energía (*ESS*).

4.3. Algoritmos de dimensionamiento para una instalación solar aislada

A continuación, se presenta cada subsistema, su diseño y función dentro la instalación implementado sobre la librería SimPowerSystem de Matlab/Simulink. La modularidad de la instalación permite que pueda ser diseñada por etapas. Se presenta primeramente algoritmo encargado de la generación solar.

4.3.1. Subsistema de generación solar PV

Esta etapa de la instalación es capital porque es donde se genera la energía requerida por la instalación para su correcto funcionamiento. El panel usado es de tecnología monocristalina de la marca Top Sun, modelo TS-S420TA1 este panel se escogió por su alta potencia (420 W), y porque para poder generar carga de 24 V la placa solar debe contener al menos 72 celdas y este cuenta con 96 celdas lo que lo hace óptimo para generar el flujo de corriente necesario para cargar las baterías.

Se declara que el modelo de panel comercial escogido se sustenta en el tipo de panel de diodo sencillo (véase figura 54) que ha sido ampliamente estudiado [99], [113]–[115], [153], [154]. [115] en él se desarrolla un modelo de panel solar, en este los autores desarrollan e implementan un modelo de panel que permite visualizar el comportamiento del panel ante cambios de temperatura e irradiancia de la placa solar, así como otros factores que afectan el comportamiento en la generación solar.

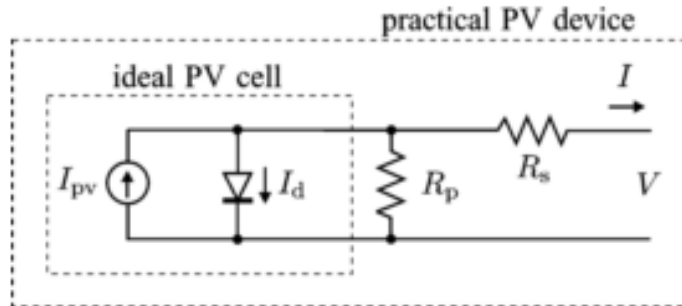


Figura 55. Representación de una celda solar fotovoltaica [115]

Las ecuaciones 9 y 10 representan el comportamiento de una celda ideal:

$$I = I_{pv,cell} - I_d \quad (9)$$

$$I = I_{pv,cell} - I_{0,cell} \cdot \left[e^{\left(\frac{q \cdot V}{a \cdot k \cdot T} \right)} - 1 \right] \quad (10)$$

Donde,

$I_{pv, cell}$: corriente generada en la celda por la luz incidente, es directamente proporcional a la radiación solar (A)

I_d : corriente del diodo Shockley (A)

$I_{0, cell}$: corriente de saturación inversa o corriente de fuga del diodo (A)

q : carga de un electrón ($1,60217646 \cdot 10^{-19}$ C)

k : constante de Boltzmann ($1,3806503 \cdot 10^{-23}$ J/K)

T : temperatura de la unión PN (K)

a : factor de idealidad del diodo

En cuanto al modelizado de un arreglo solar PV la ecuación 10 no es representativa porque los arreglos están compuestos de varias celdas conectadas en serie/paralelo a las terminales del arreglo hecho con los paneles solares, por ello es necesaria la inclusión a la ecuación 10 de parámetros adicionales dados por la configuración serie/paralelo. Los arreglos en serie sirven para incrementar la tensión de salida del sistema,

mientras que los arreglos en paralelo proveen un incremento a la corriente de salida del sistema. Este modelo brinda una buena relación entre simplicidad y exactitud, siendo la ideal para la simulación y diseño de sistemas convertidores DC-DC.

La asunción de $I_{sc} \sim I_{pv}$ es generalmente usada para la modelización de los dispositivos PV porque en dispositivos prácticos la resistencia en serie es muy baja y la resistencia en paralelo es muy alta (ambos valores se suelen despreciar para facilitar el cálculo con el fin de idealizar el modelo). La corriente fotogenerada es linealmente dependiente de la luz incidente en el panel que además se ve afectado por la temperatura incidente en el mismo.

El procedimiento de dimensionamiento se presenta en el flujograma de la figura 56. Inicialmente, se cargan los datos reales de temperatura (°C), irradiancia (W/m²), y luz (horas de Sol promedio para cada mes del año) [155], [156], del punto específico donde se ubica la instalación modelizada. Después se ajustan las horas de Sol al restar 2 h de luz solar de mínima aportación en la generación solar debido a que la generación durante el amanecer y atardecer es significativamente inferior.

Esta medida podría encarecer la instalación en algunos casos, pero elimina vacíos energéticos. Posteriormente se cargan los datos de:

- ✓ Energía consumida diariamente para cada mes del año.
- ✓ Tensión de operación de los paneles (48,73 V).
- ✓ Pérdida estimada en el panel (0,8362 %).

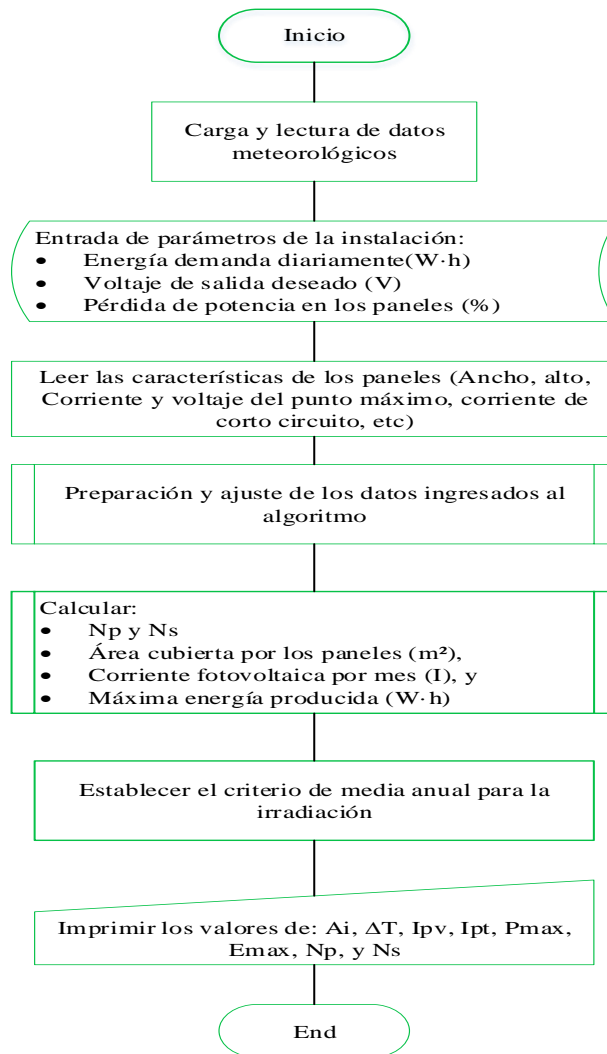


Figura 56. Flujograma de dimensionamiento de generación

Después de la selección del panel, se cargan los valores presentes en la hoja del fabricante. Se adecúan los valores de temperatura a la diferencia que se usa en el cálculo (ecuación 11) a los requeridos para realizar el cálculo numérico en la instalación.

$$\Delta T = T_{op} - T_n \quad (11)$$

Donde,

N_p : número de placas en paralelo

N_s : número de placas en serie

T_n : temperatura nominal (K)

T_{op} : temperatura a la que se encuentra operando (K)

Temp: medida de la temperatura de operación (°C)

ΔT : diferencial de temperatura en (K)

Basados en la experiencia en el dimensionamiento, se iguala la corriente fotovoltaica (I_{pv}) a la de corto circuito (I_{scn}) del panel, y se procede a calcular la corriente fotovoltaica para cada mes del año (ecuación 12):

$$I_{pv} = I_{pvn} \cdot \left(\frac{G}{G_n}\right) \cdot (1 + kI \cdot \Delta T) \quad (12)$$

Donde,

I_{pv} : corriente foto generada resultante en condiciones reales (A)

I_{pvn} : corriente fotogenerada en condiciones estándar (A)

G : irradiación medida sobre el panel (W/m^2)

G_n : valor estándar de irradiación ($1.000 W/m^2$)

kI : coeficiente de temperatura/corriente de corto circuito.

Al conseguir la corriente fotogenerada para cada mes del año, se determina el número de paneles necesarios para que la instalación funcione adecuadamente, ya sea en paralelo según ecuación 13 (N_p) o en serie a través de la ecuación 14 (N_s):

$$N_p = \frac{LMDC}{(h \cdot (1 - FP)) \cdot (I_{pv} \cdot V_{mp})} \quad (13)$$

$$N_s = \frac{V_N}{V_{mp}} \quad (14)$$

Donde,

LMDC: energía media diaria del mes crítico en (Wh)

H: número de horas de Sol que se recibe en los paneles

FP: factor de pérdidas del módulo

V_{mp} : tensión en el punto de máxima potencia de los paneles (V)

V_N : tensión nominal de salida de la instalación PV (V)

Se calcula el área que necesita la instalación para ser desplegada, contemplando la separación entre paneles y así evitar el efecto de sombras se estima en un 20 % del área de cada panel individual. También se realizan los cálculos de energía (potencial) que podría producir la instalación en cada mes del año.

Lo novedoso de este algoritmo es que el número de paneles se determina con el criterio de la media anual, o la media cuadrática si los perfiles de irradiación no son tan irregulares, pero en caso contrario la media para los meses críticos en caso de ser muy diferentes los perfiles de irradiación. La mayoría de los autores sólo trabajan con el mes con el mes crítico[61], [72], [108], [157]. Usar los criterios previamente mencionados repercute positivamente en el coste de la instalación.

Finalmente, como el patrón de irradiación de Deusto es irregular (véase figura 57), es necesario establecer un criterio de dimensionamiento para una óptima cosecha solar a lo largo de todo el año. El criterio escogido, ha sido el de media para los meses críticos. Lo anterior debido a las grandes diferencias entre las estaciones de invierno y verano. Con lo anterior, se obtuvo que la instalación denominada CMUD requiere un mínimo de 1.105 paneles en paralelo del modelo de la figura 54 (véase capítulo 3), y 1 línea serie para funcionar correctamente durante todo un año.

A manera de ejemplo, si se deseara utilizar un panel de características distintas u otro fabricante el algoritmo no tiene limitaciones para calcular la cantidad requerida en la tabla 9 se presenta el módulo usado para esta tesis y el segundo modelo requerido. Además de la versatilidad de los

algoritmos esta que se realiza siempre una instalación más barata que las AC.

Tabla 9. Características de los paneles estudiados

Modelo	Tecnología monocristalina	
	TS-S420 TA1 [96 celdas]	ASP-390M [96 celdas]
Potencia (Wp)	420	390
Tensión máxima (V)	48,73	49,38
Corriente máxima (A)	8,45	7,92
Tensión de circuito abierto (V)	60,77	59,62
Corriente de corto circuito (A)	9,12	8,42
Eficiencia (%)	16,38	15,21
Tolerancia (%)	±2	±2
Total	1.105	1.181

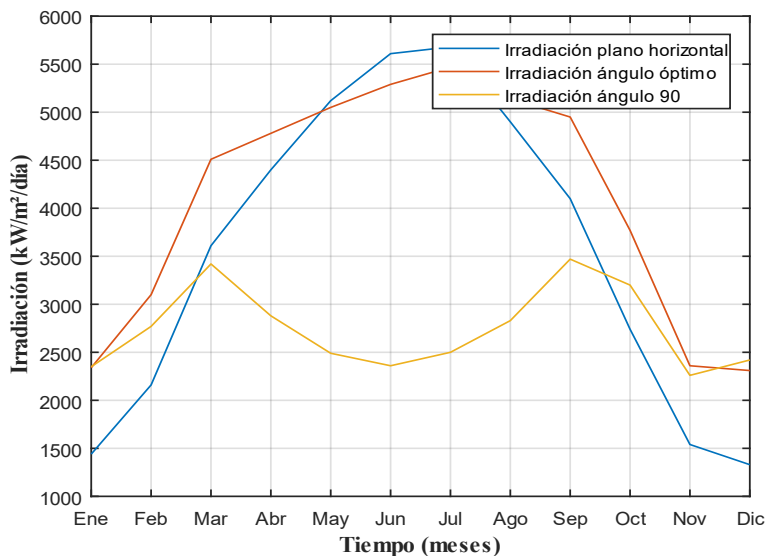


Figura 57. Pronóstico de Irradiación para el año 2017 [139]

4.3.2. *Subsistema de respaldo energético*

La energía captada en el día y no consumida se almacena para energizar la instalación durante la noche o en días de baja generación solar. El número de días de autonomía requerido por la instalación está normalizado entre 3 y 8 días [61], [72], [108], [157]. Después de haber estudiado los datos meteorológicos de los últimos 30 años se consideró que una autonomía de 3 días era suficiente.

Para la tesis se decidió utilizar las baterías de la marca Raylite modelo 3MIL 25 S por su capacidad de soportar descargas profundas sin sufrir mucha degradación en las mismas, además de su comprobada fiabilidad en asentamientos rurales en Sudáfrica [158]–[160]. El proceso de dimensionamiento del subsistema de respaldo energético de la instalación obedece al flujograma de la figura 58.

En el algoritmo de diseño se ajustan las horas de Sol con las horas de Sol del mes crítico (H_{sol1}) (ecuación 15):

$$H_{sol} = H_{sol1} - 2 \quad (15)$$

Se realiza una estimación lineal del tiempo que las baterías deben suministrar energía diariamente (ecuación 16):

$$T_{toSUPP} = \frac{H_{sol}}{24} \quad (16)$$

Se estima linealmente la cantidad de energía que se debe entregar al edificio (ecuación 17). LMDC es el 100 % de energía diaria que debe suministrar la batería sin descargarse:

$$LMD = LMDC - (LMDC \cdot T_{toSUPP}) \quad (17)$$

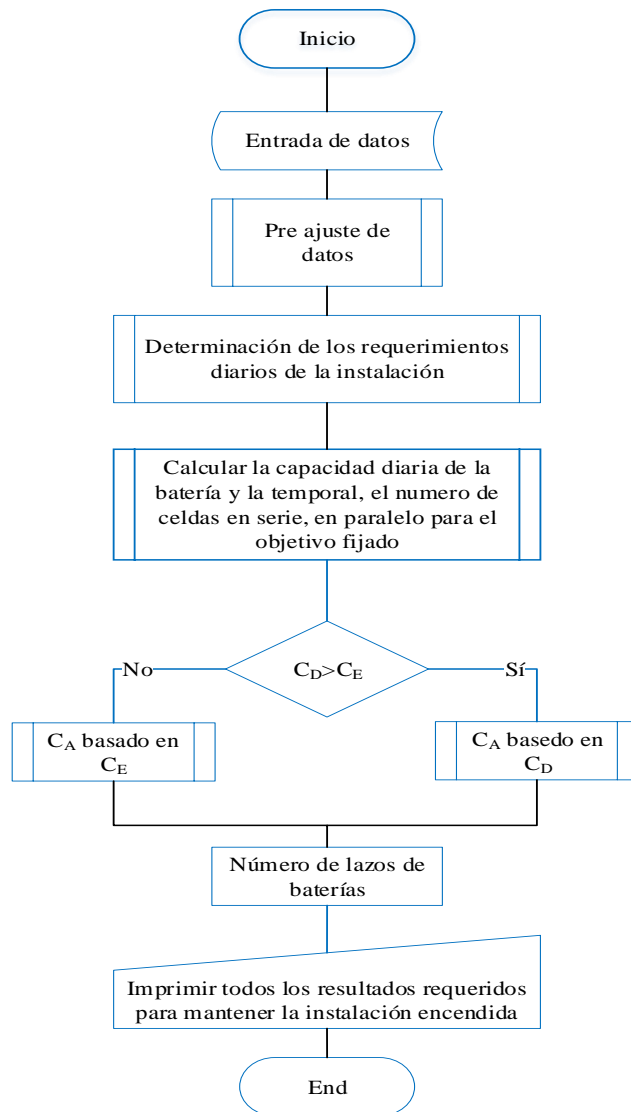


Figura 58. Flujo de dimensionamiento de la etapa de respaldo energético

Se realiza la estimación de almacenamiento de energía diaria requerida para días típicos (ecuación 18):

$$C_D = \frac{LMD}{P_{D_D} \cdot V_N} \quad (18)$$

Donde,

C_D : capacidad diaria nominal de la batería en función del estado de carga o *SOC* en (%)

LMD: porcentaje de energía diaria que debe suministrar el *ESS* sin descargarse asociada con la profundidad de descarga diaria permitida (%)

PD_D : profundidad de descarga máxima diaria (%)

V_N : tensión nominal de la batería (V)

C_E : capacidad estacional de la batería en función del *SOC* (Wh)

PD_E : profundidad de descarga estacional (%)

Autonomía: número de días de autonomía de la instalación.

Se realiza la estimación de almacenamiento de energía diaria requerida para días (atípicos) mínima irradiación (ecuación 19).

$$C_E = \frac{LMD \cdot Autonomía}{PD_E \cdot V_N} \quad (19)$$

Se determina la capacidad mínima necesaria para soportar, según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión de España, también conocido por sus siglas (REBT), la corriente de corto circuito de los paneles (ecuación 20):

$$C_N = 25 \cdot N_P \cdot I_{SCGF} \quad (20)$$

Donde,

C_N : capacidad nominal máxima de las baterías en (Ah)

N_P : número de paneles conectados en paralelo

I_{SCGF} : corriente de corto circuito de los paneles *PV* (A).

Se procede a determinar el número de celdas de baterías necesarias para entregar la tensión que requiere el edificio (ecuación 21):

$$N_{celdas} = \frac{V_N}{V_{celda_bat}} \quad (21)$$

Donde,

$V_{\text{celda_bat}}$: tensión de las celdas de baterías usadas (V)

N_{celdas} : número de celdas de 6 V a conectar en serie

Se aplica una matriz de decisión para definir la cantidad de baterías requeridas basándose en el tamaño de las capacidades diarias (ecuación 22) y estacionarias (ecuación 23):

SI $CD > C_E$;

$$C_A = \frac{C_E + C_N}{2} \quad (22)$$

$$N_p = \frac{C_A}{C_{desc}} \quad (23)$$

Donde,

C_{desc} : capacidad de descarga en C100 horas (Ah)

C_A : capacidad promedio resulta de la máxima con la resultante entre C_E y CD (Ah)

En caso contrario si no se cumple la condición anterior, se pasa a este lado de la matriz de decisión, con ecuaciones 24 y 25:

$$C_A = \frac{C_D + C_N}{2} \quad (24)$$

$$N_p = \frac{C_A}{C_{desc}} \quad (25)$$

Finalmente se sacan las lecturas numéricas para la instalación. Lo novedoso en este caso es la implantación del porcentaje real de energía que se requiere suministrar a la edificación en momentos de reducida o nula irradiación solar. Esto permite reducir el tamaño de la etapa de acumulación de la instalación, observándose un impacto económico positivo. La mayoría de los diseñadores [21]–[23] realizan el cálculo de la energía total diaria consumida en la instalación, sin embargo, en este

trabajo se ha fragmentado con las horas de baja irradiación para evaluar la necesidad real de acumulación y minimizar su coste.

4.3.3. Subsistema de control

En esta sección se diseña un convertidor reductor o reductor controlado (véase figura 59), que alcanza el punto de máxima potencia (*MPPT*) con el algoritmo perturbar y observar (P&O), ampliamente utilizado para estas instalaciones [131], [133], [161], [162]. Es de resaltar que dependiendo de la instalación se puede requerir más de un convertidor.

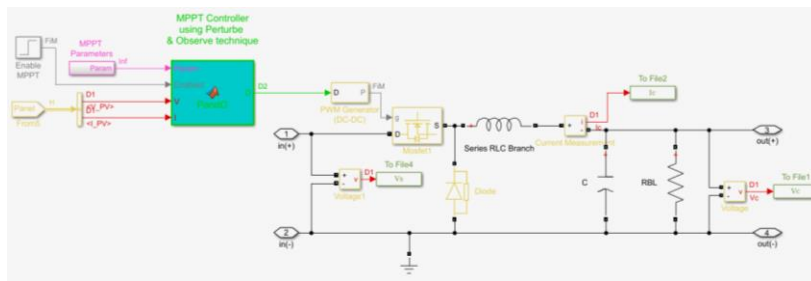


Figura 59. Diagrama de SimPowerSystem para el convertidor reductor primario

Para esta instalación sólo se explicará el caso de modo continuo del algoritmo presente en la figura 60, ya que permite la carga de las baterías y alimentar la edificación con una oscilación reducida de corriente.

El proceso de dimensionamiento del subsistema de regulación de energía para la instalación se inicia cargando los datos de tensión de entrada (V), tensión objetivo de salida (V), potencia pico de demanda en el edificio (W), la frecuencia de oscilación del sistema (Hz), y el modo de operación (modo continuo).

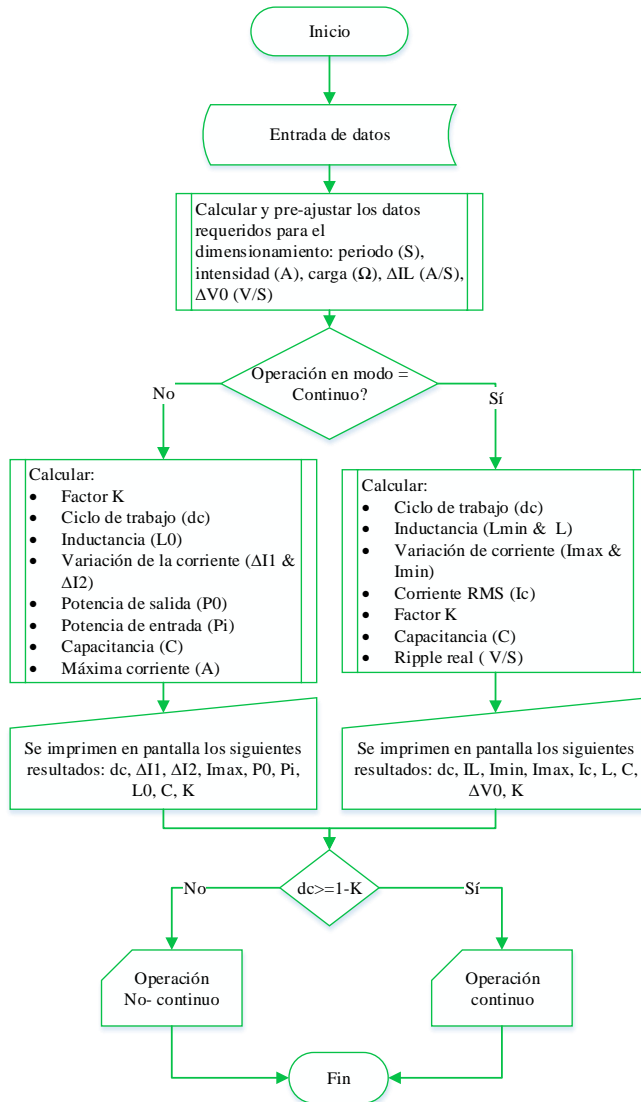


Figura 60. Algoritmo de dimensionamiento de un convertidor DC-DC reductor

Después se definen los criterios de comportamiento de la instalación, los que se han fijado en función de la revisión bibliográfica y la respuesta experimental. El algoritmo de diseño considera los parámetros presentes en las (ecuaciones 26 a 30). En la ecuación 26 se determina el periodo de la señal (f es la frecuencia de conmutación):

$$T_S = \frac{1}{f} \quad (26)$$

Se calcula la corriente máxima (ecuación 27) que puede llegar a requerir la instalación para suplir al CMUD, con esto se calcula el valor mínimo de la carga (ecuación 28):

$$I_L = \frac{P_L}{V_0} \quad (27)$$

$$R_L = \frac{V_0}{I_L} \quad (28)$$

Donde,

V_0 : tensión de salida deseado del subsistema (V)

P_L : potencia máxima registrada como consumo de la carga (W)

dc : ciclo de trabajo del convertidor

I_L : corriente de la carga (A)

Se definen los valores permitidos de oscilación tanto de corriente (ecuación 29), como de tensión (ecuación 30):

$$\Delta I_L = 0,15 \cdot I_L \quad (29)$$

$$\Delta V = 0,05 \cdot V_0 \quad (30)$$

Una vez que se han cargado y preajustado los valores necesarios para diseñar el sistema, se define el modo de operación del sistema, el modo continuo (opción 1). Para definir el tamaño de los condensadores y bobinas se requiere conocer el ciclo de trabajo de la instalación (ecuación 31):

$$dc = \frac{V_0}{V_i} \quad (31)$$

Para conocer el valor mínimo de la inductancia requerida para que el convertidor reductor funcione correctamente se aplica la ecuación 32, y

para asegurar que por ajustes de tolerancia no haya problemas con el valor del inductor, este se fija como sigue (ecuación 33):

$$L_{min} = \frac{V_i - V_0}{\Delta I_L} \cdot dc \cdot T_s \quad (32)$$

$$L = 1,1 \cdot L_{min} \quad (33)$$

Donde,

V_i : tensión de entrada al subsistema (V)

V_0 : tensión de salida al subsistema (V)

L: inductor o inductancia del convertidor (H)

Se determinan la corriente mínima (ecuación 34), máxima (ecuación 35), y efectiva (ecuación 36) del convertidor:

$$I_{min} = I_L - \frac{\Delta I_L}{2} \quad (34)$$

$$I_{max} = I_L + \frac{\Delta I_L}{2} \quad (35)$$

$$I_c = \frac{\Delta I_L}{\sqrt{2}} \quad (36)$$

Donde,

I_{min} : mínimo valor de corriente permitido en el inductor (A)

I_{max} : máximo valor de corriente que atraviesa al inductor (A)

I_c : corriente rms²⁶ presente en el capacitor (A)

Posteriormente se procede a determinar el condensador del convertidor, aplicando la ecuación 37:

$$C = \left(\frac{V_0 \cdot (1 - dc)}{8 \cdot L \cdot f^2 \cdot \Delta V} \right) \quad (37)$$

²⁶ Del inglés *root mean square*

Se aplica una matriz de decisión para comprobar que este en el modo de operación correcto, comparando el valor de “K” (ecuación 38) con dc . Si se cumple $dc > 1 - K$:

$$K = \frac{2 \cdot L}{(R_L \cdot T_s)} \quad (38)$$

Donde,

C: condensador o capacitancia de salida (F)

ΔV : factor de rizo del convertidor (%)

K: factor del modo de operación del convertidor

Se ha comprobado la condición de régimen permanente, en caso contrario se tendría un sistema en régimen discontinuo. Por otro lado, fue necesario la incorporación de un regulador de tensión para mantener la tensión promedio dentro de la franja admisible de alimentación para la instalación de 24 V, que se comprende en +/- 10 %.

Este segundo convertidor reductor tiene el mismo principio de diseño que el anterior solo que el control se ejerce de manera diferente. Este control funciona con un valor de referencia de tensión que se está verificando con un lazo de realimentación, con lo cual cumple su misión de garantizar una tensión relativamente estable para el consumo en el edificio, en vez de garantizar el máximo *MPPT*. Su interconexión es del tipo cascada. (véase figura 61).

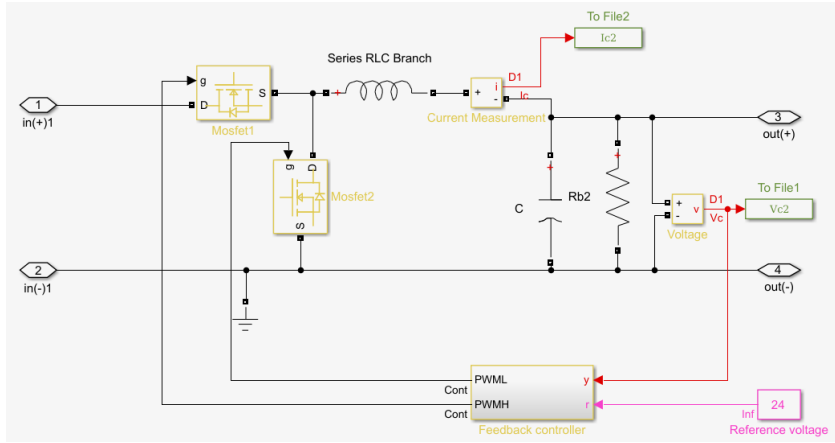


Figura 61. Diagrama de SimPowerSystem para el convertidor regulador secundario

4.4. Aplicación de la metodología al caso de estudio

A continuación, se realiza una comparación de dimensionamiento de la instalación a través de la metodología clásica y los algoritmos de diseño que se proponen en este trabajo.

4.4.1. Subsistema de generación solar PV para el caso de estudio

Se aplica el diseño de esta sección de la instalación siguiendo el procedimiento de [156]. Primeramente, se hace necesario determinar la potencia diaria de la instalación sumando todas las cargas que se quieran considerar de la misma, ya que en el caso de estudio se basa en dato real, se usa la carga medida en el contador de la residencia de estudiantes y se busca el día con más consumo del año, dicho día tuvo lugar el 09 de febrero de 2014 con 1.340,10 kW, y dado que se alimenta en DC lo cual es más eficiente que en AC donde se registran pérdidas que están alrededor del 35 % [61] se espera que ese consumo disminuya al menos un 15 %.

Una vez definido 24 V como la tensión de línea en DC, se tiene que la corriente total de carga para un día es 55.837,50 Ah. Se tiene la ecuación 39 [61] con la que se calcula la corriente de la instalación:

$$C_{Sist} = \frac{C_{dsist} (Ah)}{HSP \text{ del mes crítico}} \quad (39)$$

Donde,

C_{Sist} : corriente del sistema (A)

C_{dsist} : corriente diaria que consume la instalación (A)

HSP: hora solar pico en el plano escogido

$$C_{Sist} = \frac{55837,5 \text{ Ah}}{4 \text{ h}(90^\circ)} = 13,95 \text{ kA} \quad (40)$$

$$N_{mod} = \frac{C_{carga}}{C_{mod} (\text{Operación STD})} \quad (41)$$

Donde,

N_{mod} : número de módulos que necesitaría la instalación

C_{carga} : corriente de la carga (A)

C_{mod} : corriente del módulo en condiciones estándar (A)

$$N_{mod} = \frac{13,95 \text{ kA}}{8,45 \text{ A}} = 1652 \quad (42)$$

Este resultado representa un 49 % más de paneles que los que se necesitarían si se usa el algoritmo propuesto en la tesis. Ya que el resultado del algoritmo representa sólo el 67 % de esos 1.652 paneles, por lo que es significativamente menor al obtenido por los métodos presentes en la literatura. Se observa que el algoritmo considera las variables que producen la energía solar fotovoltaica, tales como son irradiación mensual y temperatura mensual real del punto geográfico donde se ubica la instalación. También se realiza un ajuste de las horas

de Sol del lugar en el plano horizontal, lo que provee de seguridad energética a la instalación teniendo en cuenta sus magnitudes y la variabilidad climática de Bilbao.

Aplicando el nuevo algoritmo se obtienen 1.105 paneles. En la figura 62 se adelantan los resultados de un experimento de 3 días típicos, para mostrar a esta sección que la generación es suficiente para cubrir el consumo, por lo que el dimensionamiento de los paneles es correcto, ya que el consumo total de la instalación es 1,09 MW y la producción solar de los 3 días es 1,55 MW.

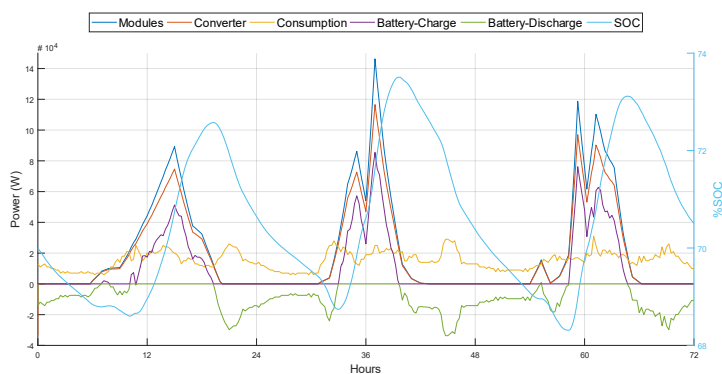


Figura 62. Potencias de generación versus consumo y SOC [163]

4.4.2. Subsistema de respaldo energético para el caso de estudio

Se aplica el diseño de esta sección de la instalación siguiendo la referencia de [72]. Se escogió el día 09/02/2014 (1.340,10 kW) ya que la instalación en invierno demanda más, la tensión nominal se estableció a 24 V, 3 días de autonomía, la profundidad de descarga diaria se fija en un 20 % de la máxima y 70 % la estacional. Las expresiones con las que se calcula el sistema provienen de las ecuaciones 43 y 44 respectivamente:

$$C_D = \frac{1790,48e3 \text{ kWh}}{0,2 \cdot 24V} = 373,06 \text{ kAh} \quad (43)$$

$$C_E = \frac{1790,48e3 \text{ kWh} \cdot 3}{0,7 \cdot 24V} = 319,72 \text{ kAh} \quad (44)$$

Una vez escogida la batería para la instalación se obtiene el C100 para las baterías que se emplean en este modelo el valor es 900 A. Aplicando el razonamiento de que se debe escoger al mayor entre CD y CE (véase ecuación 45).

$$C_n \geq \max (CD \text{ y } CE), 373,06 \text{ kAh} \quad (45)$$

Son 1.105 ramales (paneles) en el caso del algoritmo planteado en este trabajo y 1.652 en caso del otro algoritmo, por lo que las corrientes en corto circuito para cada caso son:

$$I_{sc(GF,STC)1} = 1.105 \cdot 9,12 \text{ A} = 10 \text{ kA} \quad (46)$$

$$I_{sc(GF,STC)2} = 1.652 \cdot 9,12 \text{ A} = 15,06 \text{ kA} \quad (47)$$

Se verifica que no se exceden las corrientes de carga de las baterías (seguridad) según el reglamento de baja tensión español (véase ecuación 4):

$$C_{n1} \leq 25 \cdot 1.105 \cdot 9,12 \text{ A} = 251,5 \text{ kA}, \text{ para este caso corresponde escoger CE.}$$

$$C_{n2} \leq 25 \cdot 1.652 \cdot 9,12 \text{ A} = 376,65 \text{ kA}, \text{ para este otro caso CD.}$$

Ahora se determina el número de baterías requeridas para energizar la edificación con 1.652 paneles se requieren aproximadamente 415 baterías. Se demuestra que con el algoritmo desarrollado para esta investigación sólo se requieren 190 baterías, lo que significa una disminución máxima de 54,22 % en el tamaño de la etapa de almacenamiento. A manera de ejemplo, en el caso de 8 días sería

requerido un arreglo 4 celdas en serie cada una de 6 V, en un arreglo paralelo de 190 baterías.

La figura 63 muestra como la instalación puede soportar los 3 días de menor irradiación histórica desde el 1986 al 2016. Se aprecia que va desde el 70 % del estado de carga inicial al 43,95 % lo que representa un agotamiento del 26,04 % del estado de carga inicial, esto indica que la instalación podría estar operando a ese ritmo 2 días más aproximadamente, sin que se presenten vacíos energéticos.

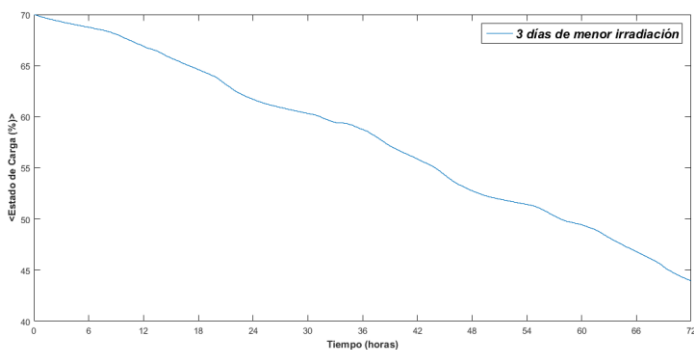


Figura 63. Estado de carga del subsistema de acumulación [163]

4.4.3. Subsistema de control y regulación de la energía para el caso de estudio

Se comprueba el buen funcionamiento del convertidor y la instalación en conjunto, sometiendo la instalación a un día de invierno de baja generación y consumo elevado. En la figura 64 se ve como, a pesar de las condiciones desfavorables, se logran cargar las baterías. Lo que demuestra que la instalación está en capacidad de soportar las condiciones más desfavorables a las que el cambiante clima del País Vasco pueda someterla.

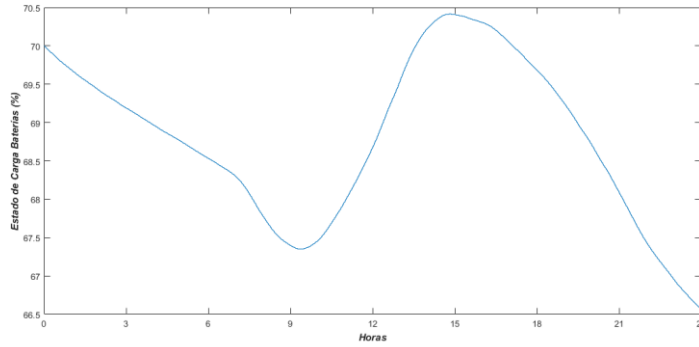


Figura 64. Estado de carga del sistema

Es importante resaltar que para el buen funcionamiento de los convertidores se requiere el correcto el cálculo de las cargas internas de cada convertidor, para lo cual se aplica la ecuación 48 [164] para cada convertidor reductor de la instalación diseñada en esta tesis.

$$R_{mpp} = \frac{V_{mp}}{\# \text{placas} \cdot \text{Potencia} \cdot \text{tolerancia}} \quad (48)$$

Donde,

R_{mpp} : resistencia de máxima transferencia de potencia del panel (Ω)

#placas: número de placas en paralelo

Potencia: potencia del panel (W)

tolerancia: valor empírico que se selecciona a criterio del diseñador (%)

Donde $R_{mpp} = Z_i$ del convertidor reductor de entrada. Este convertidor se encarga de poner a las placas a trabajar en el *MPPT*, para lo cual se aplica la ecuación 49 [164]:

$$Z_0 = Z_i \cdot \left(\frac{dc^2}{n} \right) \quad (49)$$

Donde,

Z_0 : resistencia de salida para la máxima transferencia de potencia del convertidor (Ω)

η : eficiencia del convertidor (%)

Mientras que en la tabla 10 se tienen los valores de los elementos usados en esta tesis.

Tabla 10. Valores de los convertidores diseñados

Convertidores			
Variables	MPPT	Regulador	Unidad
V₀	33,00	24,00	V
L	1,11 e ⁻⁵	4,55 e ⁻⁶	H
C	2,90 e ⁻²	5,49 e ⁻³	F
Z₀	35,30	24,80	mΩ

Para finalizar con este capítulo es importante resaltar que esta metodología se considera ecológica, no sólo por el hecho de cómo se produce la energía, sino también por la reciclabilidad que se ha demostrado a lo largo de los años que tienen estas instalaciones. En las primeras instalaciones solares PV que han sido desmanteladas porque han cumplido su vida útil (25 años), se han alcanzado una recuperación de los materiales cercanos al 90 % [165][166][121] lo que incluye el reciclaje del 100 % del plástico y el 50 % de las baterías. Estos materiales han sido reusados para construir nuevos paneles solares PV.

5. Evaluación de la metodología de ecodiseño para instalaciones solares *PV* aisladas

En este apartado de la tesis doctoral el objetivo principal es presentar la evaluación de la viabilidad de una microrred fotovoltaica (*PV*) aislada en DC para alimentar un edificio de servicios en un entorno urbano. Con el fin de lograr dicho objetivo fue necesario desarrollar cada una de las acciones siguientes:

- ✓ Evaluar el comportamiento de una microrred DC aislada implantada en un edificio de residencias estudiantiles.
- ✓ Medir las eficiencias en todos los puntos críticos de la instalación.
- ✓ Analizar las pérdidas de potencia en la distribución interna de energía.
- ✓ Evaluar el desempeño del subsistema de almacenamiento bajo cinco escenarios reales.
- ✓ Cuantificar la rentabilidad económica de la instalación.

Habiendo sido ejecutados los análisis en escenarios reales de generación y consumo para la edificación en cuestión. El resultado de estas pruebas se presenta a lo largo de este capítulo para la comprobación de las funcionalidades de la microrred, así como también de su viabilidad técnica.

5.1. Introducción

Analizando el consumo en los edificios, se ha podido observar que la mayoría de los electrodomésticos, a pesar de estar conectados a una red AC, usan corriente DC internamente [54], [167] conllevando a una conversión AC-DC, recientes estudios han concluido que las pérdidas por conversión producen un 15 % de pérdidas de potencia [61], [168]. Cabe destacar que empiezan a encontrarse en el mercado dispositivos de consumo directo en DC, tanto en el campo de pequeños

electrodomésticos y electrónica de consumo, como de consumo medio y alto, tales como frigoríficos y ascensores de última generación.

La mayoría de los modelos de sistemas fotovoltaicos desarrollados hasta ahora requieren de un inversor para convertir la energía eléctrica en forma de corriente continua producida por las celdas solares fotovoltaicas, para después llevarla a AC. No obstante, las microrredes en edificios son desvirtuadas por el uso dado: la energía es cosechada y posteriormente almacenada en DC, mientras que, para ser consumida en el edificio esta es transformada en AC. A saber, en la mayoría de los casos un ciclo DC-AC-DC es necesario para energizar los electrodomésticos [59]. Obviamente, esto incrementa tanto las pérdidas como los costes (redundando en inversores y rectificadores a lo largo de toda la cadena).

A pesar de que la potencia demandada (PD^{27}) y gestión activa de la demanda (DR^{28}) están fuera del ámbito de acción de esta investigación es importante resaltar que este campo está siendo muy estudiado y hay una buena cantidad de investigaciones las que introducen importantes mejoras para la gestión de la energía donde la DR podrían ser modificados previo consenso con los dueños o inquilinos de los apartamentos. En el edificio estudiado para esta tesis doctoral no es posible aplicar los principios mencionados al inicio del párrafo por su naturaleza propia, al ser un edificio de servicios, dedicado a hospedar a estudiantes, profesores e investigadores invitados. Adicionalmente, las horas de mayor consumo coinciden con las horas de mayor generación solar fotovoltaica.

²⁷ Del inglés *Power Demand*

²⁸ Del inglés *Demand Response*

5.2. Evaluación del caso de estudio

Después de haber detallado las unidades y puntos de medición que se usarán en la instalación solar fotovoltaica (véase capítulo 3), se procede a su captura en la instalación solar PV. En todos los casos, las baterías se han configurado para comenzar con un estado de carga (SOC) del 70 %. Para cada uno de los escenarios de tiempo fue necesario evaluar el rendimiento y el comportamiento del sistema en las circunstancias descritas en el capítulo 3. Los resultados obtenidos se detallan por escenario, habiendo sido evaluados 5 diferentes escenarios como se mencionó en el capítulo 3, los resultados más importantes se muestran a continuación:

5.2.1. Escenario de invierno

La figura 65 muestra las corrientes y el SOC del escenario de invierno. Como se ve, la cantidad de cosecha solar al mediodía es más alta que el consumo (la línea roja está por encima del naranja), por lo tanto, este excedente se almacena en la batería (la línea púrpura es positiva).

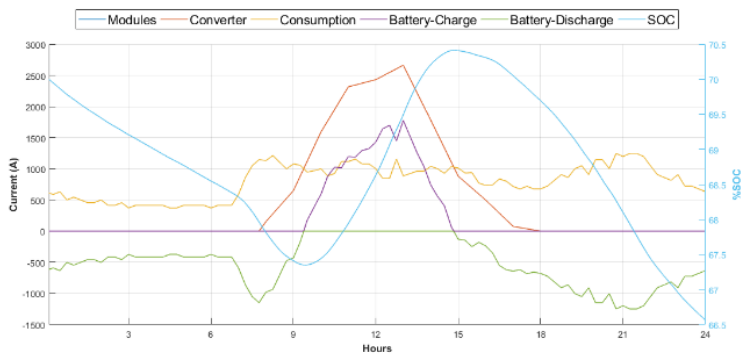


Figura 65. Corrientes & SOC presentes en el sistema para el escenario [144]

El SOC comienza en 70 % (curva azul claro) y desciende lentamente hasta que sale el Sol. En la mañana, alrededor de las 10 a.m. el sistema

comienza a producir energía, que se utilizará inicialmente para alimentar el edificio y desconectar al sistema de almacenamiento de energía (*ESS*). En este escenario, el *SOC* obtiene un máximo de 70,41 % por la tarde y termina el día con 66,56 %, por lo que otro ciclo podría lograrse sin grandes diferencias.

La figura 66 muestra que el comportamiento de la tensión es muy estable para el escenario de invierno, permaneciendo entre 22,43 V y 25,99 V. La medición de tensión más alta corresponde a las horas en las que hay un excedente de energía.

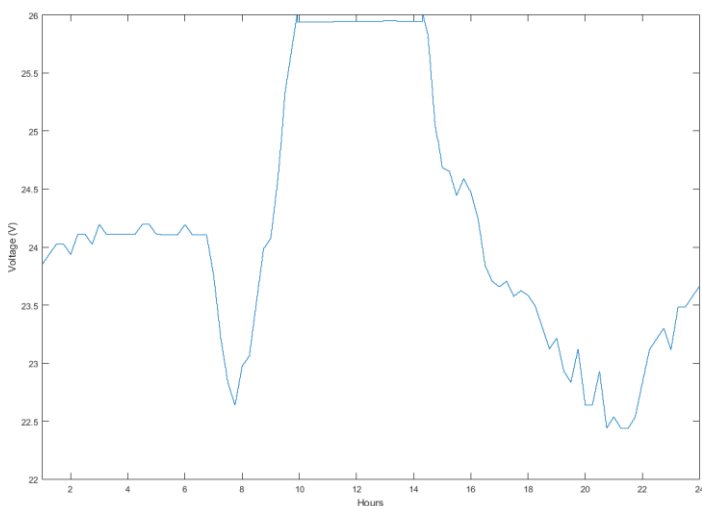


Figura 66. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]

5.2.2. Escenario verano

La figura 67 muestra los resultados de este escenario. Como es visto, la generación es mucho mayor que el consumo y, como resultado el *SOC* incrementa hasta la puesta del Sol. El *SOC* empieza en un 70 % (la curva

azul clara) y después y después del amanecer ella rápidamente asciende hasta la puesta del Sol llegando a un 90 % al final de la simulación. El ESS desconecta el modo de alimentación alrededor de las 8 a.m. y se comporta como receptor de los excedentes energéticos, almacenándola para ser usadas cuando sea necesario.

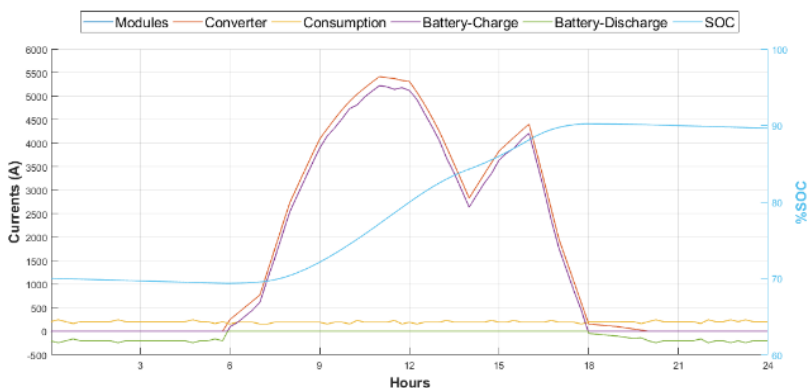


Figura 67. Corrientes & SOC presentes en el sistema para el escenario [144]

La figura 68 muestra el comportamiento de la tensión para un escenario de verano. El nivel de tensión de salida tiene una variación comprendida entre 24,45 V y 26 V, ambos valores están dentro de los valores de seguridad. Sin embargo, es posible observar que cuando el Sol es altamente productivo, la tensión es mayor que en el escenario previo por casi 12 horas.

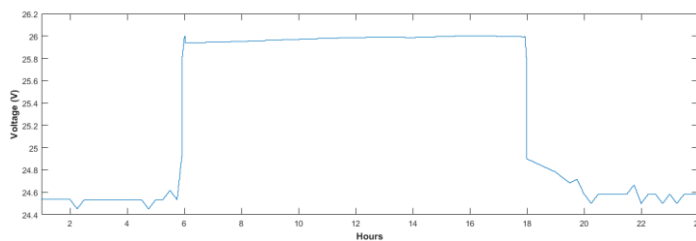


Figura 68. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]

5.2.3. Escenario de verano*

La figura 69 muestra los resultados para el escenario de verano*. Aunque la potencia demandada es significativamente mayor que en el escenario previo, la generación PV es suficientemente alta para energizar el sistema y, aun así, el sistema puede producir excedentes que son usados para recargar el ESS.

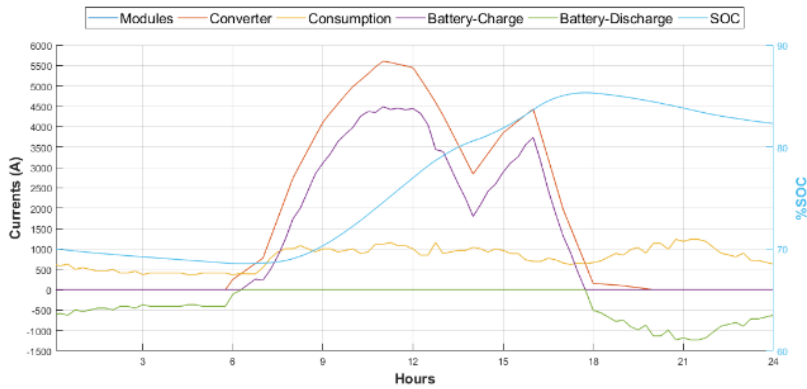


Figura 69. Corrientes & SOC presentes en el sistema para el escenario [144]

En este caso, el SOC alcanza un valor máximo de 85,32 % y desciende a 83 % al final de la simulación, igualmente el SOC empieza en un 70 %. Por otro lado, la figura 70 muestra el comportamiento de la tensión en este escenario. Al igual que en el escenario previo, el nivel de salida de tensión es mantenido dentro de los márgenes de seguridad (22,70 V a 26 V). Es posible ver que la producción solar fotovoltaica es mayor que el consumo del edificio por casi 12 horas de consumo.

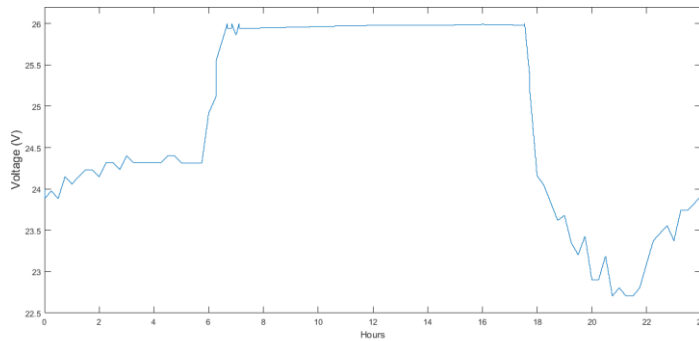


Figura 70. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]

5.2.4. Irradiancia más baja durante tres días consecutivos en los últimos 30 años

La figura 71 muestra los resultados para el peor escenario de generación solar registrado en los últimos 30 años. Como se vio el consumo es casi siempre más alto que la potencia generada, así el *ESS* se convierte en el único suplidor de energía al edificio. A pesar de esta circunstancia totalmente desfavorable, el *SOC* del *ESS* terminó a un nivel de 43,95 %. Este valor final de *SOC* permite al sistema continuar operando de forma ininterrumpida 2 días más bajo estas condiciones antes de producir un corte energético para proteger al *ESS* contra daños irreversibles de las celdas electroquímicas en las baterías usadas. Aunque las baterías seleccionadas están provistas de una tecnología de *DOD* (profundidad de la descarga), estas se protegen contra usos perjudiciales como los descritos en el capítulo 3, mediante la limitación del *SOC*.

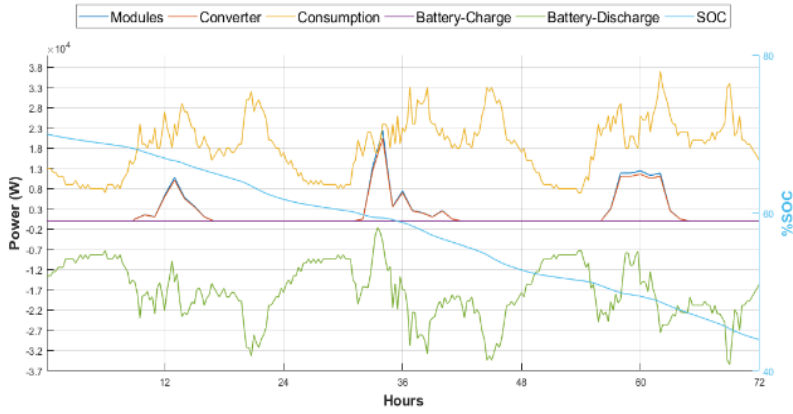


Figura 71. Flujos de potencia y SOC presentes para este escenario [144]

La figura 72 muestra el comportamiento de la tensión en este escenario. Para este caso, el sistema está continuamente energizado por el ESS, y la tensión es bastante estable, permaneciendo entre 24,80 V a 24,93 V para toda la simulación; la fluctuación es solo 0,53 %.

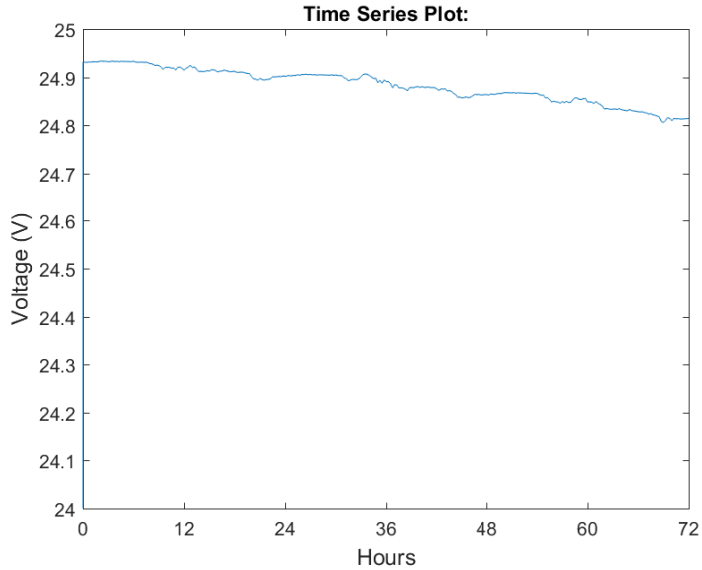


Figura 72. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]

5.2.5. Tres días consecutivos de irradiación típica

La figura 73 muestra los resultados para un escenario típico. En este escenario el SOC varía su estado periódicamente, alternando entre periodos de descarga (durante las noches), este comportamiento se ha codificado utilizando valores negativos en los gráficos que se muestran en la tesis y carga (durante el día cuando la generación es mayor que el consumo). El ESS empieza en 70 % y finaliza en 73,51 %. Es remarcable que estas son las condiciones meteorológicas más típicas, las cuales sirven para validar el correcto dimensionado del sistema, ambas tanto las placas y las baterías. Por lo tanto, bajo estas condiciones el sistema podría operar indefinidamente.

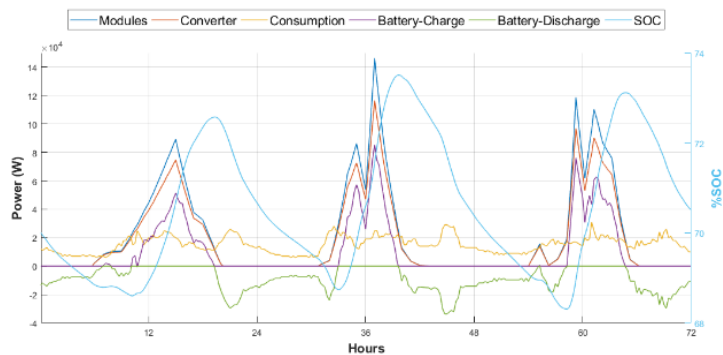


Figura 73. Flujos de potencia y SOC presentes para este escenario [144]

La figura 74 muestra el comportamiento de la tensión en este escenario. Como se dijo anteriormente, la tensión es mantenida entre 22,35 V y 26 V durante toda la simulación. Siendo esto un buen indicador de la estabilidad del sistema, lo cual garantiza la seguridad de la instalación. Finalmente, durante el tiempo sin irradiación solar, el ESS se convierte en el proveedor de energía para todo el sistema.

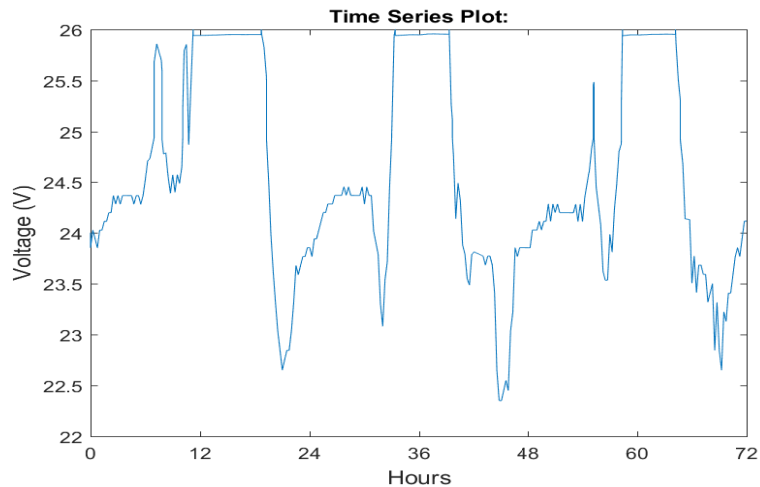


Figura 74. Suministro de tensión para en edificio en cuestión en el escenario [144]

5.3. Comparativa de los escenarios estudiados

La figura 75 muestra como es el comportamiento del *SOC* en los 5 diferentes escenarios para los que se ha probado la instalación, en este trabajo:

- ✓ Día típico de invierno (INVIERNO): la variación del *SOC* es de alrededor un 4 %, menor al del resto de escenarios. A pesar de esto es el escenario con la segunda peor condición meteorológica, el valor del *SOC* muestra la cercana relación entre la generación solar *PV* y el consumo. En este caso, el *SOC* finaliza ligeramente debajo de su valor inicial. Ello corresponde al día con el más alto consumo en el invierno de 2014.
- ✓ Día típico de verano (VERANO): la variación del *SOC* es del 21 %. En este caso, los excedentes de energía son producidos debido a la presencia de días con excelentes condiciones meteorológicas para la producción de energía solar *PV*. Consecuencia de esto el *SOC* incrementa.

- ✓ Día de verano (VERANO*): la variación del SOC es del 17 %, igual que el escenario anterior es óptimo para la generación solar PV.
- ✓ Irradiancia más baja durante tres días consecutivos en los últimos 30 años (MÁS BAJA): la variación del SOC está en un 26 %. Este comportamiento es el peor debido a que la cosecha solar es por mucho, la peor y nunca provee suficiente energía para cargar el ESS; y el subsecuente agotamiento del SOC.
- ✓ Tres días consecutivos de irradiación típica (TÍPICO): el SOC en este escenario varía en un 5 %. Este escenario demuestra que el sistema está en capacidad de satisfacer la demanda de energía eléctrica del edificio. Este escenario se basa en los días típicos del lugar donde se ubica el edificio de acuerdo con las condiciones meteorológicas.

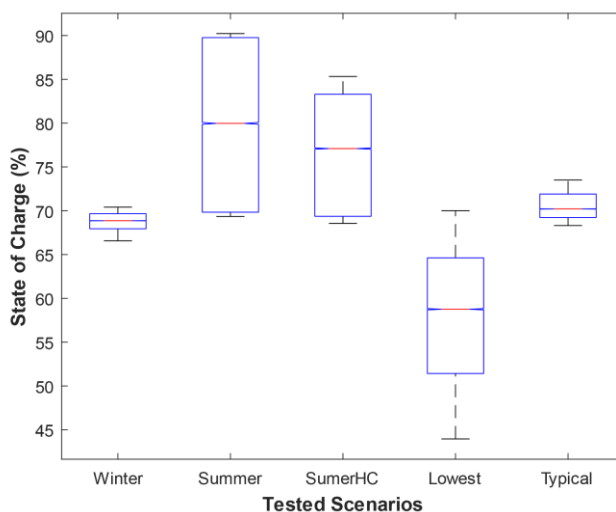


Figura 75. Estado de carga para los escenarios estudiados [144]

Finalmente, la tabla 11 presenta todas las eficiencias medidas durante el proceso de experimentación del sistema en diferentes secciones de este.

Para calcular la eficiencia del sistema de conversión DC-DC y el de almacenamiento *ESS*, se ha usado la ecuación 49 para tal fin:

$$\eta = \frac{P_o}{P_i} * 100\% \quad (49)$$

Donde,

P_i : la potencia que entra a cada sistema en un tiempo i (W)

P_o : la potencia tanto del *ESS* y del suministro fotovoltaico (W)

Para esto es necesario que el *SOC* del *ESS* tanto al comienzo como al final deben coincidir en términos de tiempo. Para calcular la eficiencia de todo el sistema, la existencia del *ESS* debe ser considerada, tanto como si puede almacenar como si puede proveer energía posteriormente. En este caso la ecuación 50 debe ser usada:

$$\eta = \frac{\sum(P_L + P_{Bi} - P_{Bo})}{\sum P_{PV}} * 100\% \quad (50)$$

Donde,

P_L : representa el consumo total de energía del edificio de viviendas en términos de potencia (W)

P_{Bi} : representa la potencia que se utiliza para cargar las baterías y se extrae de la energía generada en la cosecha solar (W)

P_{Bo} : representa la potencia de salida-descarga proveniente de las baterías (W)

P_{PV} : representa la cosecha solar en términos de potencia (W)

En consecuencia, los elementos presentados en la tabla 11 son mostrados como sigue, la columna sistema integral representa el rendimiento de todo el sistema, la columna reductor representa el rendimiento del convertidor reductor DC-DC, la columna baterías representa el rendimiento del *ESS*. La eficiencia del sistema de conversión y las

baterías están en línea con los reportados en la literatura [169]. La mejor eficiencia del sistema puede ser encontrada en el escenario de verano con un 83,78 %, debido al bajo consumo y la alta generación solar fotovoltaica.

Al contrario, la peor eficiencia registrada en el sistema ha sido alcanzada en el escenario Irradiancia más baja durante tres días consecutivos en los últimos 30 años (MÁS BAJA) con un 56,87 %, mientras que la eficiencia del sistema de conversión fue lo contrario a la del sistema ya que alcanzó un 93,87 %. Este resultado ha sido logrado porque el sistema es capaz de gestionar más eficientemente la energía con una casi ausente generación solar. Además, dado que la energía producida es tan baja, la eficiencia de las baterías no puede ser calculadas. Es importante de resaltar que el escenario tres días consecutivos de irradiación típica (TÍPICO) logra un rendimiento bueno tal y como se aprecia en la tabla 11. Hay que tener en cuenta que las principales alternativas energéticas renovables tienen eficiencias alrededor entre un 12 a un 26 % [170].

Tabla 11. Eficiencias del sistema

<i>Escenarios</i>	<i>Sistema integral (%)</i>	<i>Convertidor (%)</i>	<i>ESS (%)</i>
INVIERNO	78,13	85,58	88,05
VERANO	83,78	78,98	87,41
VERANO*	73,51	78,45	83,52
MAS BAJA	56,87	93,87	Inf
TÍPICO	78,62	85,78	87,30

Es necesario a resaltar los resultados obtenidos en este capítulo son mejores que otros presentados hasta la fecha, en otras investigaciones. En las simulaciones se ha comprobado una eficiencia del modelo superior a otros desarrollados hasta ahora. Sin embargo, no es posible hacer un análisis cuantitativo con otras microrredes desarrolladas (véase tabla 12), porque no se cuentan con los datos suficientes para ser cotejados con la presentada en esta tesis.

Como es visto, todos los investigadores han cubierto hasta ahora pequeñas casas unifamiliares con grandes azoteas. No obstante, lo anterior, este no es el más típico de los casos residenciales en muchos países. Por ejemplo, más de la mitad de la población española vive en torres de edificios en ciudades densamente pobladas [171].

Tabla 12. Validación del modelo frente a otras configuraciones ya estudiadas

Tipos de microrredes	Eficiencia de distribución máxima (%)	Tensión manejada (V)	Máxima caída de tensión (V)	Hogares
CGSA [172]	91.9	48	8.86	1
CGDSA [167]	93.4	380-48-12	5.33	50-100
DGDSA [172]	96.7	120	3.5	40
MEC ² EA	96.08	24	3.6	304

5.4. Pérdidas de potencia entre la distribución e interconexión (cableado)

Finalmente, las pérdidas de potencia debidas a la transmisión en baja tensión son estudiadas con ciertas restricciones:

- ✓ El cable será considerado como una resistencia R , según eso la inductancia presentada en este tipo de cable no está presente en DC.
- ✓ Su cubierta será ignorada como se hizo en [75] (siendo R un muy pequeño valor resistivo para su característica inductiva propia de los conductores eléctricos).
- ✓ Ya que los datos recolectados no permiten estratificar el consumo por plantas, una distribución uniforme será asumida.

La potencia pico en el sistema solar es aproximadamente 320 kW. Como se menciona antes, el edificio está compuesto de 3 torres con 10 pisos

cada uno, entonces hay un tráfico de 4,44 kA/torre o 444 A/piso. Esta corriente es únicamente alcanzada cuando el arreglo de paneles opera bajo condiciones estándares (*STC*, temperatura 25 °C, irradiancia 1.000 W/m², y masa de aire 1,5) [173].

Los cálculos previos fueron simplificados dividiendo todo el sistema en diferentes etapas/subsistemas para reducir las pérdidas de potencia. La conexión de los paneles al convertidor produce pérdidas aproximadas de 313 W, mientras que la conexión entre las baterías y el convertidor produce pérdidas cercanas a 313 W para toda la instalación. La conexión a las tomas eléctricas (luces, interruptores, sistemas de seguridad, tomas, entre otros) producen pérdidas de alrededor 12,93 kW. En suma, la instalación completa tendría menos de 14 kW de pérdidas en el peor escenario (3,92 %). Por favor tenga en cuenta que las pérdidas por transmisión en la red comercial podrían ser tan altas como 14 % [55], mientras que a nivel mundial el promedio ronda el 8,26 % [174].

5.5. Reducción de emisiones contaminantes

Uno de los aspectos favorables de este tipo de instalación es la ausencia de emisiones contaminantes en su fase de explotación. Para compararlo con el sistema eléctrico español, se presenta una evaluación de los gases contaminantes que se evitarían de acuerdo con los datos aportados por REE relativos al año 2015 [175]. Por ejemplo, solo para generar los 13.876,25 kWh del mes crítico se emitirían 3.982,48 kg de CO₂, 7,52 kg de SO₂ y 5,14 kg de óxidos de nitrógeno (NO_x), (véase la figura 76).

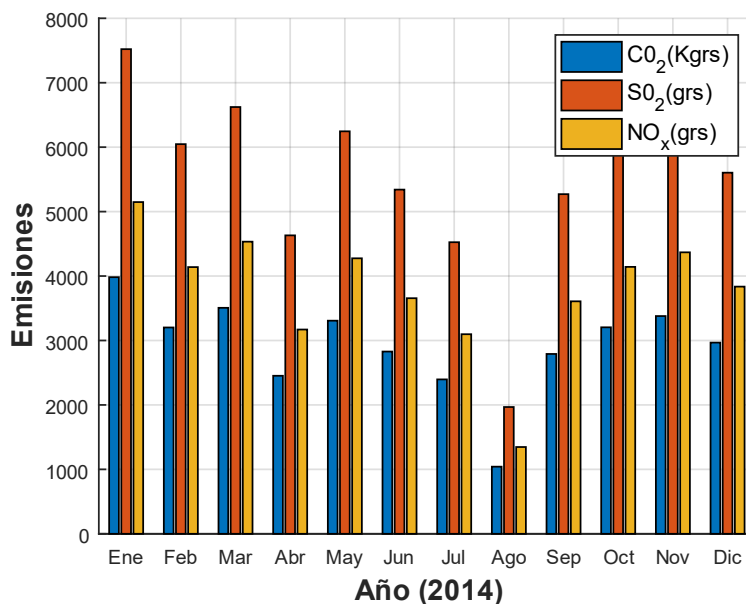


Figura 76. Ahorro de emisiones contaminantes a la atmósfera

5.6. Costes e inversión del caso de estudio

Se realiza un cálculo (aproximado) de los costes asociados de la instalación, su tasa de retorno de la inversión, así como otros aspectos económico-financieros que puedan servir para la correcta toma de decisiones a la hora de diseñar una instalación de este tipo.

Previamente se definen los elementos que conforman la instalación resumidos de la siguiente manera:

- ✓ Baterías Raylite (3MIL 25S), precio por kit de 24 V 665 €, por 190 kits hace una cifra de 126.000 €.
- ✓ Paneles solares TopSun (TS-S420TA1), precio por unidad 210 €, lo que por 1.105 da un monto de 230.000 €.
- ✓ Control de Carga MPP Solar (PCM60X), precio por unidad 500 €, por 30 unidades, representa una suma de 15.000 €.

- ✓ Otros costes de instalación representan un 20 % del total, lo que se calcula en unos 73.000 €.
- ✓ Mantenimiento, según el manual de buenas prácticas para el cálculo de costes de la PV es de 10 €/kWp/año para instalaciones de techo menores a 1 MWp [11]. Para esta instalación, de casi 464 kWp, representa un coste anual de 4.641 €. Esto incluye reemplazo de partes dañadas y la limpieza cíclica de los paneles para evitar pérdidas por acumulación de polvo cuyo coste al final de la vida útil de la misma representa un monto aproximado de 80.000 €.

La tabla 13 presenta los resultados de este análisis económico. Se ha estimado, por tanto, que para la conversión de la actual edificación a un edificio verde autosostenible se requiere una inversión inicial de aproximadamente 442.000 €, dado que la factura anual de esta instalación asciende a 75.000 €, la inversión se recuperaría en un periodo de 7 años aproximadamente para la instalación DC y 8 años para la AC. En la misma tabla 13 se puede apreciar que se tiene una tasa interna de retorno (IRR) de un 16,69 % para la instalación DC sobre los 12,35 % de la tradicional en AC. Si además se toma como base que la instalación tiene una vida útil de 25 años, el valor presente neto (NPV) representaría un ahorro próximo a un millón de euros para la instalación DC, lo que representa casi 100.000,00 € por encima de la instalación en AC sin tener en cuenta el previsible aumento del precio de la electricidad.

Tabla 13. Indicadores económico-financieros de la instalación

Indicadores	DC	AC	Diferencial
PAYBACK (años)	7	8	-1
IRR (%)	16,69	12,35	4,34
NPV (€)	949.600	850.000	99.200

También se realizó un análisis de hibridación, en caso de que se quisiera reducir aún más la inversión inicial necesaria para poner en marcha la edificación objeto de este estudio, se puede plantear una cogeneración.

El valor de la cogeneración a gas o biogás ronda los 0,6 €/W con IVA incluido, lo que representa un valor que se debe considerar ya que la generación puramente solar PV tiene un coste de 1,18 €/W para este caso. En línea con lo anterior, siempre que se desee hibridar la instalación se deben tener en cuenta que, aunque esto representaría una ventaja económica, también se incrementarían las emisiones y disminuiría la confiabilidad del sistema con la incorporación de elementos adicionales en la configuración.

6. Topologías de instalaciones solares PV en corriente continua (DC) híbridas con fuentes renovables y tradicionales

El objetivo principal de este apartado es presentar un análisis comparativo entre las distintas formas de alimentar un edificio en DC mediante microrredes. Teniéndose en cuenta incluso los sistemas de generación conectados a la red. Se presenta una evaluación de aspectos que permiten medir la viabilidad de una microrred fotovoltaica (PV) aislada en DC o por el contrario basada en la red comercial para alimentar un edificio de servicios en un entorno urbano.

Para que el análisis comparativo sea óptimo a los tres modelos se les realiza una evaluación en cuanto a:

- ✓ Indicadores técnicos.
- ✓ Indicadores de confianza.
- ✓ Indicadores económicos y ambientales.

Habiendo sido realizada las evaluaciones de los anterior mencionados indicadores en escenarios reales de generación y consumo para la edificación en cuestión (véase capítulo 3). Los diferentes resultados de las pruebas se presentan a lo largo de este capítulo para que, de acuerdo con el criterio individual de cada usuario, este pueda decidir cuál de las microrredes DC le es más conveniente de acuerdo con sus fines y su inversión probable.

6.1. Introducción

Debido a que alrededor del 35 % de la demanda energética global se produce en edificios residenciales. Además ese enorme consumo se acompaña de una alta ineficiencia, que puede estar asociado al

desperdicio en el uso de la electricidad y las pérdidas en el transporte de ésta [55] que rondan el 14 % [56]. Las pérdidas se producen mayormente en el transporte de la energía a los centros de consumo y por el envejecimiento de las redes de transmisión y distribución. En el 2012 las pérdidas mundiales sólo en transmisión estuvieron en un 8 % [90]. Esta problemática sugiere la necesidad de replantear los sistemas generación de energía eléctrica y de consumo hacia microsistemas distribuidos, como es el caso de las microrredes de generación (véase figura 77).



Figura 77. Círculo de la generación fotovoltaica propuesta

La generación solar PV aislada de red en DC es más eficiente que la AC y se sustenta en lo siguiente: suministro confiable con fluctuaciones de tensión mínimas, igual y estable corriente compartida por diferentes fuentes, despacho eficiente de energía entre las fuentes y las cargas con un sistema de almacenamiento de energía (ESS), intercambio de energía con la red de suministro eléctrico en condiciones técnicas y económicas óptimas en caso de conexión a la red [76].

En este contexto, las microrredes se presentan como atractivas estructuras para la integración de las unidades energéticas basadas en:

- ✓ La generación distribuida.
- ✓ Las fuentes renovables.
- ✓ Los sistemas electrónicos de soporte.
- ✓ La transmisión en HVDC a otros niveles del sistema [76] cuando se usan microrredes de gran capacidad.

Cada vez es más creciente la importancia de los sistemas basados en DC en el modelo actual de consumo. Hasta hace pocos años, los sistemas de alimentación de DC estuvieron restringidos mayormente a aplicaciones especiales, tales como: sistemas de telecomunicaciones, tracciones y sistemas de transmisión HVDC. Sin embargo, los significativos avances en la electrónica de potencia han planteado una serie de cargas en DC y convertidores de potencia para la transformación de tensión DC en varios niveles para diferentes aplicaciones domésticas e industriales como son los: ascensores y refrigeradores que son más eficientes que sus pares en AC [176][177], mejoras que en el siglo pasado eran impensables. Esto demuestra que con sistemas en DC se ahorra mucha más energía que con los tradicionales AC.

Las microrredes que se presentan en esta tesis son básicamente 2 de fuentes renovables (solar PV) y una tercera que se alimenta de energía proveniente de la red eléctrica tradicional.

6.2. Tipologías de las instalaciones en DC

Las tipologías de microrredes que se estudian y analizan en este capítulo son en DC únicamente ya que las mismas están en franco avance y crecimiento, por entre otras razones las aplicaciones domésticas e industriales en corriente continua siguen incrementándose [60], la generación distribuida en DC, su estabilidad y ausencia de armónicos, la

hacen lo suficientemente interesante para ser proyectada como la forma de conexión a mediano y largo plazo. Es de destacar que todas las microrredes presentadas cuentan con soporte energético distribuido lo que facilita su regulación y estabilidad [19], también independiza a la carga de la red tradicional. Las microrredes que se estudian en la investigación son las siguientes:

6.2.1. Microrred DC alimentada por la red comercial (modelo A).

Esta se basa en una fuente ideal de energía a la instalación por medio de un rectificador central entre la red y la carga. Se alimenta a la edificación conectando a la red de distribución durante las horas valle (12 pm a 8 am). Se rectifica y de forma simultánea se alimenta la instalación en DC y se cargan el sistema de almacenamiento, que energizan a la instalación el resto del día. En las horas valle es el periodo tarifario más económico [75], las baterías son recargadas con energía barata, para ser usadas en periodos donde la energía es más cara. En la figura 78 se muestra el esquema eléctrico que representa este sistema.

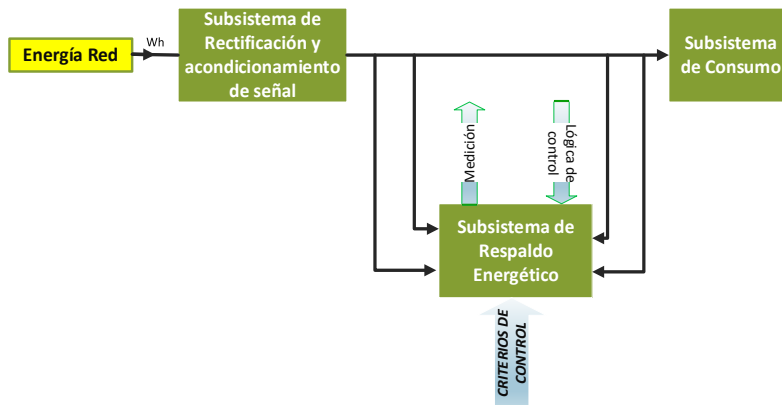


Figura 78. Diagrama de microrred DC fósil acoplada a la red comercial

6.2.2. Microrred DC aislada de red con acumulación de energía como soporte energético (modelo B).

Esta se basa en la generación solar PV y su uso durante las horas de Sol en las que la generación solar PV sea al menos igual al consumo de la instalación. El uso de las baterías es para cubrir los déficits energéticos en las horas de Sol, o en las horas nocturnas donde no hay producción solar (véase figura 79). El control de carga/descarga de las baterías se implementa para garantizar la longevidad de las baterías y la seguridad de la instalación. Este algoritmo de control para la carga/descarga de baterías se basa en el principio Hittinger et al. 2015 [178] siendo la potencia de generación (P_{pv}) y la potencia demandada (P_L).

Tal como se muestra a continuación se da el control:

- ✓ Se carga cuando $P_{pv} > P_L$ y SOC (State Of Charge) $< 98,5 \%$.
- ✓ Se descarga cuando $P_{pv} < P_L$ y $SOC > 30 \%$.

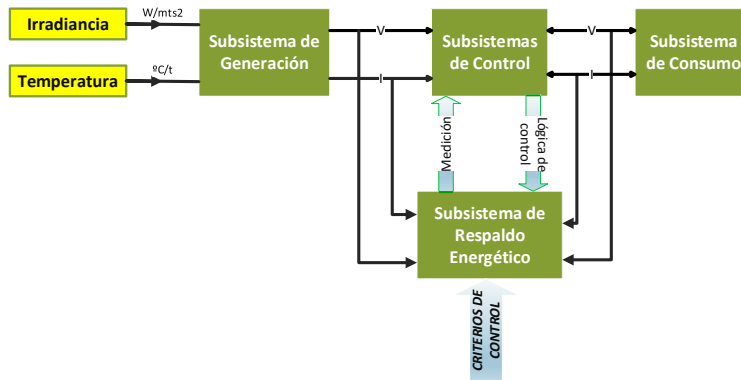


Figura 79. Diagrama de microrred DC renovable alimentación baterías o buck aislada de red

6.2.3. Microrred DC aislada de red con acumulación de energía como fuente de alimentación a la carga (modelo C).

Esta se diferencia del modelo B en que la carga siempre se alimentará con las baterías y se encuentra en modo isla (aislada de red). En este tipo de instalaciones disminuyen notablemente las pérdidas por transmisión al reducir la distribución en baja tensión lo que lo convierte en una buena opción para maximizar el uso de la energía y la reducción de los gases contaminantes [90]. En la figura 80 se muestra el esquema eléctrico que representa este sistema.

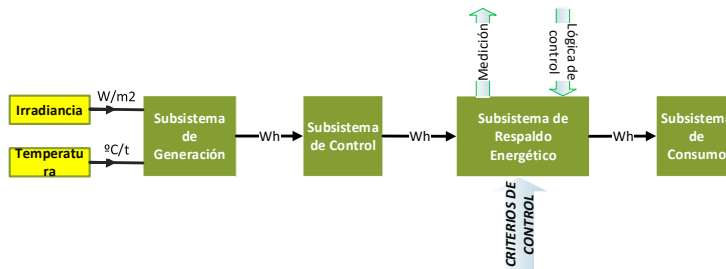


Figura 80. Diagrama de microrred DC renovable alimentación baterías aislada de red

6.3. Indicadores de eficiencia de las instalaciones

Para hacer la comparación entre los distintos modelos presentados se definen los siguientes indicadores de evaluación:

6.3.1. Indicadores técnicos

Todos los que tienen que ver con el funcionamiento y el comportamiento eléctrico de las instalaciones:

- ✓ *Precisión y estabilidad de la tensión:* se establece un punto de consigna nominal de 24 V y se evalúa la calidad de acuerdo con la desviación respecto a dicho punto y su varianza.

- ✓ *Factor de calidad de la tensión (TAC):* aquí se mide la proximidad de la señal de alimentación medida versus el punto de consigna, que en este caso es 24 V. Este valor mientras más próximo a cero “0” se encuentra, más se aproxima al ideal.
- ✓ *Pérdidas por almacenamiento:* no es más que la diferencial entre la cantidad de energía solar generada y la almacenada en el banco de baterías, siendo el más eficiente aquel que alcance el 100 %.
- ✓ *Caída de tensión y pérdidas:* son las pérdidas que se generan en el cableado de la instalación ya que por ser un sistema aislado de red no tiene pérdidas en líneas de transmisión (transporte), pero sí pérdidas por la baja tensión [179]. Se define como la relación existente entre la cantidad de energía generada y consumida directamente. La ecuación 51 se usa para calcular la caída de tensión:

$$\Delta V = \left(\rho_1 \frac{L}{S} \right) \cdot I_B \quad (51)$$

Caída de tensión porcentual en la ecuación 52:

$$\Delta V(\%) = \left(\frac{\Delta V}{V_0} \right) \cdot 100 \quad (52)$$

Donde,

ΔV : caída de tensión (V)

ρ_1 : resistividad del material conductor (0,023 para el cobre y 0,037 para el aluminio a temperatura ambiente = 25 °C) ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

L: longitud de un cable (m)

S: sección del cable (mm^2)

I_B : corriente (A)

V_0 : tensión entre la fase y el neutro (V)

La pérdida de energía en el cable es principalmente relacionada al calentamiento de este. Y se expresa en la ecuación 53:

$$E = R \int_0^t i^2(t) \cdot dt \quad (53)$$

Donde,

E: pérdidas de energía en el cableado (W)

R: resistencia de una línea activa (Ω)

I: corriente en amperios (A)

Estando dada la resistencia del cableado por la ecuación 54:

$$R = \frac{\rho_1 \cdot L}{S} \quad (54)$$

- ✓ *Rendimiento general (η):* relación entre la cantidad de energía útil. Es la medida de eficiencia energética de la instalación para los escenarios estudiados en esta investigación. (véase ecuación 49).
- ✓ *Cantidad de energía generada producida por la microrred:* la energía generada en los sistemas renovables (B y C) es el producto de la cosecha solar en los escenarios (véase capítulo 3). Por otro lado, la energía sustraída por la microrred A es el que captura durante el periodo tarifario más barato (12m a 8 am).

6.3.2. *Indicadores de confianza*

Son los relacionados a la fiabilidad de la instalación ante interrupciones del suministro por fallas (averías):

- ✓ *Fiabilidad (R):* es la probabilidad (%) de que un componente o sistema falle en un tiempo determinado operando bajo las condiciones contempladas por el fabricante del equipo o componente pudiendo esto afectar o no la generación de electricidad en este caso. La fiabilidad de un sistema se puede medir con la ecuación 55:

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (55)$$

La otra manera de calcular la fiabilidad de un equipo o sistema es usando la distribución exponencial, expresada a través de la ecuación 56:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (56)$$

Donde,

R(t): fiabilidad de un equipo en un tiempo t dado

F: es la probabilidad de fallo del sistema

λ : tasa de fallas

t: tiempo

- ✓ *MUT*²⁹: Es el tiempo medio durante el cual el sistema está en condiciones de operar correctamente, desde que se pone en marcha el sistema después del fallo y posterior reparación, hasta el siguiente fallo. Es, por tanto, el complementario del *MDT*³⁰. El *MUT* es el parámetro que refleja la disponibilidad total del sistema en relación con el tiempo total desde el momento de la instalación inicial del sistema hasta el de análisis, es decir, la suma del tiempo en operación y en parada (véase figura 81) [40]. El *MUT* tiene el mismo valor que el *MTTF*³¹ en los sistemas reparables [41], [40] y su ecuación (véase ecuación 57) se puede escribir como sigue:

$$MTTF = \int_0^{\infty} e^{-\lambda \cdot t} = \frac{1}{\lambda} \quad (57)$$

Donde,

λ : Tasa de fallas

t: tiempo

²⁹ Del inglés *Mean Up Time*

³⁰ Del inglés *Mean Down Time*

³¹ Del inglés *Mean Time To Failure*

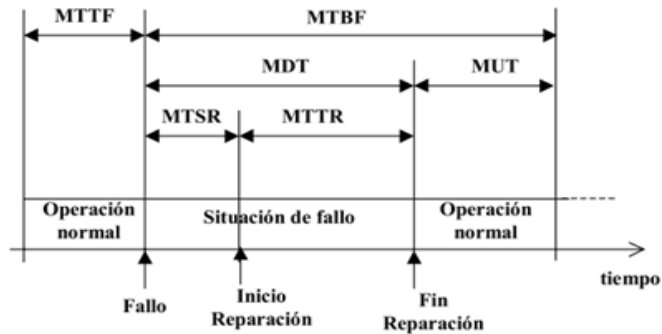


Figura 81. Relación del tiempo de vida de un equipo/sistema [180]

- ✓ *Esperanza de vida de las baterías*: es la relación que existe entre la profundidad de descarga y los ciclos de vida de las celdas electroquímicas del ESS.

6.3.3. Indicadores económicos y ambientales

Son los que derivan en los costes de inversión y recuperación de la misma y su impacto en el medio ambiente:

- ✓ *Retorno de la inversión (ROI³²)*: es una razón financiera que compara el beneficio o la utilidad obtenida en relación con la inversión realizada [181].
- ✓ *Tasa interna de retorno (IRR³³)*: es un método de cálculo de la tasa de retorno. El termino interno se refiere al hecho que su cálculo no envuelve o conlleva factores externos, tales como inflación o coste del capital. Es además llamado tasa interna de retorno [182].

³² Del inglés *Return Over Investment*

³³ Del inglés *Internal Rate of Return*

- ✓ *Valor neto actual (NPV³⁴):* es la medida de beneficio calculado por la sustracción del valor presente (VP) de los flujos de caja. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial [183].
- ✓ *Coste de la instalación:* aquí sólo se pretende tener un valor referencial de las instalaciones modelizadas en este trabajo de investigación.
- ✓ *Cantidad de gases tóxicos no liberados:* se medirán los gases (CO₂, SO₂ y NO_x) recuperados con los modelos B y C, exceptuando al modelo A sigue alimentándose de la red tradicional comercial.

6.4. Experimentación y resultados

La experimentación de los tres sistemas antes presentados se divide en dos tipos de microrred DC, las que se definen a continuación:

- ✓ *Modelo A:* este se basa en el esquema de la figura 78, donde el edificio estará conectado a la red tradicional sólo para cargar baterías en el periodo tarifario 3, las 16 horas restantes la instalación se alimentará del ESS.
- ✓ *Modelos B y C:* En este caso el edificio estará aislado de red y se basa en la generación solar PV con como soporte energético. Los modelos de microrredes DC, B y C (véase figuras 79 y 80) son sometidas ambas instalaciones a 3 diferentes escenarios de prueba la instalación que basan los datos de temperatura e irradiación para la generación solar PV mostrados en el capítulo 3. Para el consumo del edificio se utilizó el día exacto de cada

³⁴ Del inglés *Net Present Value*

centroide del clúster, para el año 2014, todos los datos que se usaron son reales y oficiales.

- ✓ Los resultados se ordenan de la misma manera como se dispusieron las microrredes en el apartado de la investigación “tipologías de las instalaciones en DC” y siguiendo el orden respectivo de presentación de los indicadores de eficiencia de las instalaciones en la sección previa a esta.

6.4.1. Indicadores técnicos o de funcionamiento de los modelos

- ✓ **Precisión y estabilidad de la señal.** En la tabla 14 se presentan en la columna 3, la media de tensión de alimentación, en la columna 4, la precisión de la señal, en la columna 5, el error medio cuadrático, y en la columna 6, el error porcentual medio absoluto.

Tabla 14. Precisión de las diferentes microrredes

Microrredes	Escenario	DC (V)	(%)	RMSE	MAPE (%)
A	Invierno	23,99	-0,038	2,01	8,10
	Primavera-Otoño	24,31	1,303	1,74	6,81
	Verano	24,55	2,319	1,52	5,80
B	Invierno	24,44	1,834	0,44	1,83
	Primavera-Otoño	24,94	3,917	1,43	5,05
	Verano	25,14	4,767	1,44	4,98
C	Invierno	25,31	5,472	1,33	5,47
	Primavera-Otoño	25,46	6,085	1,47	6,08
	Verano	25,52	6,351	1,52	6,35

Con este primer parámetro o indicador evaluado se puede observar en la tabla 14 que la dispersión para los tres escenarios es menor para la microrred A lo que la presenta como la más estable de las tres que se presentan aquí. También se puede observar que en todos los modelos el escenario invierno es más estable que los otros dos escenarios. Lo anterior podría deberse a que en el caso de las microrredes renovables la

generación es menor lo que facilita el control y gestión de la energía en los sistemas. Para el caso de las microrredes B y C las mismas en los escenarios primavera-otoño y verano tienen que gestionar excedentes energéticos. Finalmente, el error medio cuadrático es menor en el modelo B, y sucesivamente en el C y en el A.

- ✓ **Factor de calidad de la tensión de alimentación (TAC).** En la tabla 15 se puede apreciar las desviaciones de la media de cada modelo.

Tabla 15. Factor de Calidad de la alimentación TAC

Microrredes	Escenario	Desviación media (V)
A	Invierno	4,06
	Primavera-Otoño	3,02
	Verano	2,33
B	Invierno	1,28
	Primavera-Otoño	2,04
	Verano	2,14
C	Invierno	1,78
	Primavera-Otoño	2,16
	Verano	2,33

En la misma tabla 15 se puede apreciar que las instalaciones B y C que son las que corresponden a la generación solar PV entregan en términos generales una señal de alimentación de mayor calidad que la proveniente de la red tradicional (modelo A), esto debido a la menor fluctuación de la DC en la carga (edificio).

- ✓ **Pérdidas por almacenamiento:** En la tabla 16 se aprecia el porcentaje de energía desaprovechada en el modelo y escenario simulado.

Tabla 16. Pérdidas en el banco de baterías

Microrredes	Escenario	Pérdidas de energía (%)
A	Invierno	11,01
	Primavera-Otoño	11,14
	Verano	11,10
B	Invierno	10,57
	Primavera-Otoño	13,53
	Verano	11,92
C	Invierno	13,78
	Primavera-Otoño	9,39
	Verano	12,54

Se observa que el modelo A gestiona de forma muy estable las pérdidas en el ESS, mientras que en los modelos B y C de acuerdo con las condiciones del escenario.

- ✓ **Caída de tensión y pérdidas:** En la tabla 17 se puede apreciar las pérdidas de energía y las caídas de tensión en el cableado dispuesto para los modelos.

Se acota que los cables que se usan para las instalaciones del modelo B y C son del tipo TUV según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 son de cobre clase 5 para servicio fijo (70 metros), dividido en los tramos:

- ✓ *Paneles a controlador, (10 metros). Código 1618121, diámetro 300 mm², capacidad al aire 659 A. Resistencia por metro lineal de 1,6300e-04 Ω.*
- ✓ *Controlador a baterías (10 metros). Código 1618121, diámetro 300 mm², capacidad enterrado 500 A. Resistencia por metro lineal de 1,6300e-04 Ω.*
- ✓ *Controlador a cargas del edificio (50 metros). Código 1618114, diámetro 50 mm², capacidad enterrado 183 A. Resistencia por metro lineal de 9,8400e-04 Ω.*

Tabla 17. Pérdidas aproximadas en la instalación

Microrredes	Localización	Pérdidas de energía (Wh)	Pérdidas de energía (%)	Caída de tensión (%)
A	T-R	-	-	-
	R-B	2.044	2,40	2,39
	B-L	650	2,33	2,35
	R-L	700	2,16	2,18
B & C	P-C	20.650	2,58	2,57
	C-B	18.001	2,97	2,95
	B-L	3.900	2,65	2,65
	C-L	4.376	2,37	2,37

Los cables que se usaron para la instalación modelo A son de cobre AWG (70 metros), dividido en los tramos:

- ✓ Transformador-rectificador AWG (20 metros). Resistencia máxima 1,21 Ohms/km.
- ✓ Rectificador-baterías (10 metros). Resistencia máxima 1,21 Ohms/km.
- ✓ Baterías-cargas (50 metros). Resistencia máxima 1,21 Ohms/km.

Para los tres modelos se escogieron estos conductores para mantener las pérdidas por debajo del 3 %. Otro aspecto que destacar es que las pérdidas se calcularon partiendo de que cada torre del edificio tendría su propia microrred (la instalación cuenta con tres torres). Los cálculos de corriente y tensiones usadas para dicho calculo fueron las medias de estas en el escenario verano porque es cuando más se genera y al haber más generación se suponen mayores pérdidas. Además, para el cálculo la instalación se ha dividido en 3 por el número de torres para minimizar el impacto del cableado.

Para el modelo A no se calculan las pérdidas en el transformador/rectificación según la literatura rondan el 15 % [61]. Se verifica que las pérdidas de la instalación son en total 19.394 Wh (asumiendo que el 15 % de la energía que consume en la carga se pierde en el proceso de conversión), lo que representaría un 6,06 % del total por

torre. Para los modelos B y C se pierden un equivalente 46.927 Wh lo que equivale al 14,66 % de la capacidad de generación total de la instalación solar PV. Para minimizar estas pérdidas se propone que se optimice la distribución y el calibre de los conductores.

- ✓ **Rendimiento general (η):** La tabla 18 muestra el rendimiento del sistema de almacenamiento de energía de la edificación.

En este caso se puede apreciar que la mejor eficiencia en la gestión energética la tiene la instalación que se alimenta de la red tradicional (modelo A). Las microrredes basadas en sistemas de energía solar PV tienen una eficiencia menor esto es probablemente debido al control MPPT, para este estudio se usó el P&O que aunque no es el más eficiente es el más usado comercialmente [184][135][185].

Tabla 18. Eficiencia de las diferentes microrredes

Microrredes	Escenario	Eficiencia (%)
A	Invierno	83,81
	Primavera-Otoño	87,71
	Verano	89,43
B	Invierno	77,32
	Primavera-Otoño	79,94
	Verano	75,78
C	Invierno	85,49
	Primavera-Otoño	83,78
	Verano	79,06

- ✓ **Cantidad de energía generada producida por la microrred:** La tabla 19 muestra la capacidad de energía que se generó para cada modelo simulado.

Tal y como se puede observar en el sistema A se toma más energía de la red en el escenario invierno esto se debe a que el consumo de la instalación es mayor debido a la época del año que representa (meses fríos). Por otro lado, los sistemas de energía solar PV producen más

energía en el escenario verano justamente lo opuesto del sistema anterior, esto es porque las variables que permiten la generación solar fotovoltaica están favorecidas con altas irradiaciones y mejores temperaturas.

Tabla 19. Eficiencia de las diferentes microrredes

Microrredes	Escenario	Energía (kWh)
A	Invierno	303,72
	Primavera-Otoño	282,43
	Verano	288,19
B	Invierno	376,88
	Primavera-Otoño	916,83
	Verano	1.850,76
C	Invierno	395,54
	Primavera-Otoño	941,98
	Verano	1.883,52

6.4.2. Indicadores de confianza de los modelos

- ✓ **Fiabilidad (R):** a continuación, se muestra la tabla 20 en la cual se colocan la tasa de falla que se utilizan para el análisis de fiabilidad de los componentes y los sistemas de electrificación en DC evaluados en esta investigación. La tabla se construye con datos actualizados y recogidos de experiencias reales:

La misma tabla 20 muestra tres casos de estudio [186]. El caso 1 se basa en datos recabados durante 3 años de 421 sistemas fotovoltaicos en la región peruana de Puno, aquí se tomaron los datos acumulados para 36 meses de estudio y se promediaron. El segundo caso se basa en la recogida de datos de varios edificios públicos instalada en Beer Lamerán Village. El tercer y último caso recopila los datos de 13.000 instalaciones fotovoltaicas en un programa rural de electrificación en Marruecos, en este caso se presenta la tasa de fallos recogida a lo largo de 10 años de estudio.

Tabla 20. Las tasas de fallas documentadas que se usan en este análisis

Componentes	Caso 1 (fallos/año)	Caso 2 (fallos/año)	Caso 3 (fallos/año)	Media (fallos/año)
Módulos	0,0001	0,04	0,002 [40]	0,014
Baterías	0,09	0,1	0,1	0,0967
Controlador de carga	0,05	0,125	0,0367	0,0706
Protecciones	0,15	-	-	0,15
Transformadores	-	-	-	0,0330 [49]
Cableado	-	-	-	0,0020 [40]

Para el cálculo de fiabilidad de los sistemas se usará la tasa de falla que usó [40] en su estudio, aunque es necesario acotar que en este caso la tasa de fallas para el cableado de instalaciones DC puede variar el valor usado en este estudio porque incluye un inversor ya que se trata de un sistema alimentado en AC con francos recorridos en DC (baterías, y módulos). La fiabilidad del sistema A se calcula dentro del mismo por lo que los extremos de transmisión, ni las cargas que se alimentan se toman en cuenta en el análisis. Este sistema se encuentra en serie (véase figura 82) por lo que su fiabilidad por definición ha de ser menor que el de un sistema paralelo e inclusive mixto y se determina con la ecuación 58:

$$R_{(t)} = R_{(t)\text{transformer}} \cdot R_{(t)\text{charge controller}} \cdot R_{(t)\text{batteries}} \cdot R_{(t)\text{wiring}} \cdot R_{(t)\text{protections}} \quad (58)$$

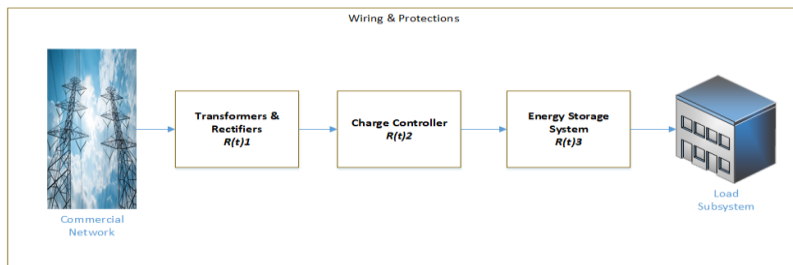


Figura 82. Diagrama de bloques para el modelo A

Según los cálculos realizados en la tabla 21, el sistema en serie del modelo A tiene una fiabilidad del 70,30 % al año, siendo el elemento más confiable de la instalación el cableado teniendo un 99,80 % de fiabilidad, mientras que los componentes que más fallos generan en el sistema son las protecciones con un 86,07 %.

Tabla 21. Fiabilidad y tasas de falla del modelo A

Componentes	Λ	R
Transformador	0,033	0,967
Controlador de carga	0,070	0,931
Baterías	0,096	0,907
Cableado	0,002	0,998
Protecciones	0,15	0,860
Total (anual)	-	0,703

Según los cálculos realizados en la tabla 22, el sistema mixto del modelo B (véase figura 83) tiene una fiabilidad del 84,17 % al año, siendo el elemento más confiable de la instalación el cableado teniendo un 99,80 % de fiabilidad, mientras que el componente que genera más fallos en el sistema son las protecciones con un 86,07 %. El cálculo de fiabilidad se realizó con la ecuación 59:

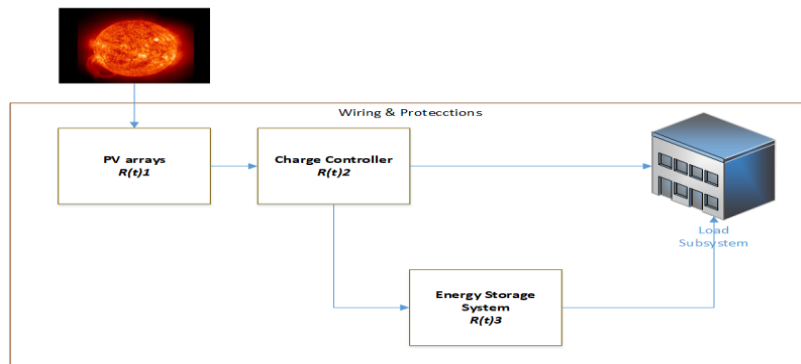


Figura 83. Diagrama de bloques para el modelo B

$$R_{(t)} = R_{(t)\text{modules}} \cdot (1 - R_{(t)\text{charge controller}}) \cdot (1 - R_{(t)\text{batteries}}) \cdot R_{(t)\text{wiring}} \cdot R_{(t)\text{protections}} \quad (59)$$

Tabla 22. Fiabilidad y tasas de falla del modelo B

Componentes	Λ	R
Módulo PV	0,014	0,986
Controlador de carga	0,070	0,931
Baterías	0,096	0,907
Cableado	0,002	0,998
Protecciones	0,15	0,860
Total (anual)	-	0,841

Se dice que las componentes son redundantes en los sistemas mixtos o paralelos. La redundancia es uno de los métodos utilizados para mejorar la fiabilidad de un sistema [180], [186].

Según los cálculos realizados en la tabla 23, el sistema en serie modelo C (véase figura 84) tiene una fiabilidad del 71,65 % al año, siendo el elemento más confiable de la instalación el cableado teniendo un 99,80 % de fiabilidad, mientras que el componente que genera más fallos en el sistema son las protecciones con un 86,07 % (véase ecuación 58):

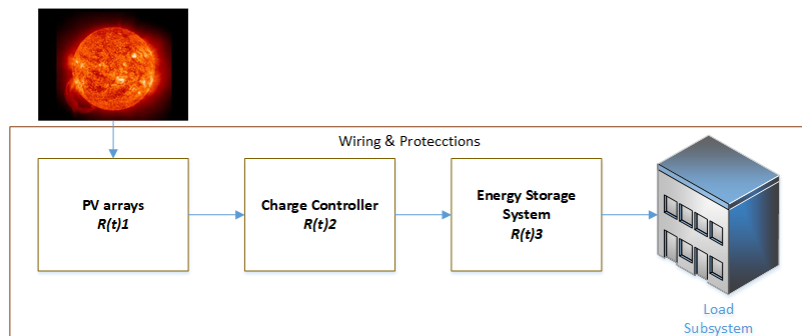


Figura 84. Diagrama de bloques para el modelo C

Tabla 23. Fiabilidad y tasas de falla del modelo C

Componentes	Λ	R
Módulo PV	0,014	0,986
Controlador de carga	0,070	0,931
Baterías	0,096	0,907
Cableado	0,002	0,998
Protecciones	0,15	0,860
Total (anual)	-	0,7165

Es de destacar que la distribución exponencial no hace consideración de los factores relacionados al envejecimiento que pueden afectar también la fiabilidad de los componentes de la instalación, especialmente a las baterías. Se usa esta distribución porque no se cuentan con datos de tiempos entre fallas, por lo que esta distribución es la más idónea para el estudio [187][186][182]. En la tabla 24 se hace un resumen de las tres configuraciones, para que sea más fácil verificar los puntos más/menos confiables de las configuraciones estudiadas.

Tabla 24. Confiabilidad (R_{cs}) de los sistemas analizados en esta investigación

Componentes	Modelo A	Modelo B	Modelo C
Módulos	-	0,9861	0,9861
Baterías	0,9078	0,9078	0,9078
Controlador de carga	0,9318	0,9318	0,9318
Protecciones	0,8607	0,8607	0,8607
Transformadores	0,9675	-	-
Cableado	0,9980	0,9980	0,9980
Sistema	70,3 %	84,17 %	71,65 %

- ✓ **MUT (Mean Up Time)**: La tabla 25 muestra el tiempo medio de los componentes que se consideraron los más importantes para cada una de las instalaciones.

Como se puede ver todos los elementos están entre los valores reales en cuanto a su vida útil, tal y como fabricantes indican. Para el *MUT* del

módulo se utilizó el valor dado en el caso 2, ya que si se usaba la media, que se usó para promediar la tasa de fallas del módulo el ciclo de vida excedería en demasía lo que los fabricantes y la experiencia indican, que son 25 años de vida a un 80 % de eficiencia. Esto claramente influenciado por el valor tomado en el estudio del caso 1 donde a lo largo de ese estudio (3 años) los paneles no presentaron ninguna falla por lo que eso hace que la *MUT* tenga un valor tan alto como 71 años aproximadamente. La vida media útil del transformador basada en un estudio llevado a cabo en argentina es de 30 años [188], en el caso del cableado se utilizaron datos únicos obtenidos de la revisión bibliográfica.

Tabla 25. *MUT* de los componentes que son analizados en este estudio

COMPONENTES	<i>MUT</i> (AÑOS)
Módulos	25,00
Baterías	10,34
Controlador de carga	14,16
Protecciones	6,66
Transformadores	30,30
Cableado	500,00

- ✓ **Esperanza de vida de las baterías:** este es un análisis referencial del porcentaje de descarga diaria y que se considerará constante para poder hacer una aproximación válida al tiempo de vida útil de la instalación (véase tabla 26). La figura 85 es la referencia del fabricante, suponiendo que las baterías están operando en las condiciones estándar exigidas para su operación normal.

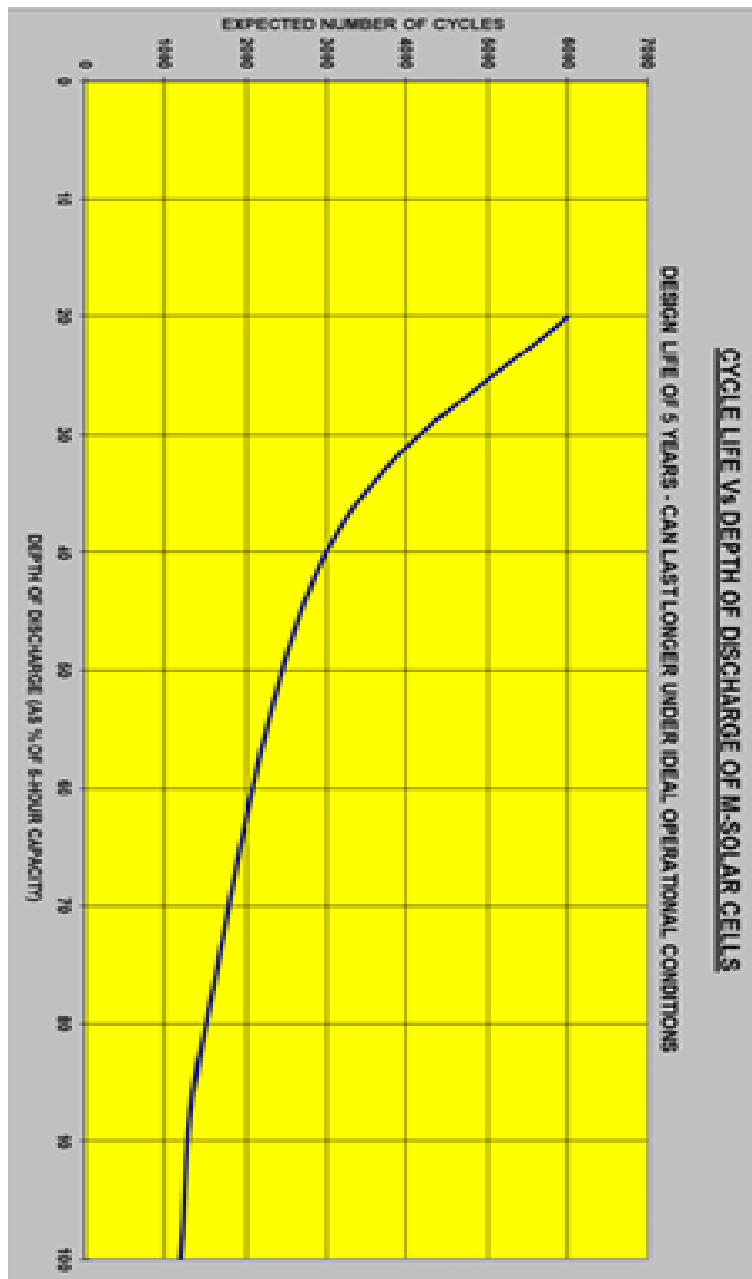


Figura 85. Gráfico de ciclos de vida versus profundidad de descarga [51]

Tabla 26. Vida útil esperada para las baterías de acuerdo con la ΔSOC

Microrredes	Escenario	ΔSOC (%)	Ciclos	Tiempo (años)
A	Invierno	6,69	6.000	16,00
	Primavera-Otoño	5,24	6.000	16,00
	Verano	4,12	6.000	16,00
B	Invierno	3,80	6.000	16,00
	Primavera-Otoño	11,60	6.000	16,00
	Verano	22,32	5.600	15,34
C	Invierno	3,50	6.000	16,00
	Primavera-Otoño	11,52	6.000	16,00
	Verano	22,12	5.800	15,89

En un segundo ejercicio se plantea como profundidad de descarga (*DOD*) el mínimo valor obtenido durante las 24 horas de simulación. No se toma en cuenta el valor inicial de *SOC* de la batería al momento que se inicia la simulación. En la tabla 27 se muestran los valores recopilados de vida útil esperados de la batería.

En el primer caso se puede observar que las instalaciones están diseñadas para optimizar el ciclo de vida del *ESS*, porque es altamente probable que durante el ciclo de vida de toda la instalación sólo sea necesaria la reposición de este sistema una única vez, ya que los paneles alcanzan los 25 años de operación, y estas baterías están pensadas para soportar descargas profundas. Además, si no son sometidas regularmente a descargas profundas las baterías pueden llegar a vivir 15 años aproximadamente.

Por otro lado, en el segundo caso la vida útil del subsistema de acumulación de carga se vea disminuido a poco menos de la mitad para la cual ha sido fabricado, por lo que a pesar de que la batería este diseñada para soportar descargas profundas estas cuando se hacen cíclicamente afectan importantemente la vida esperada para las mismas. En ambos

casos se trata de análisis aproximados haciendo uso de la curva del fabricante de las baterías.

Tabla 27. Vida útil esperada para las baterías de acuerdo con la ΔDOD

Microrredes	Escenario	DOD (%)	Ciclos	Tiempo (años)
A	Invierno	66,33	1.900	5,20
	Primavera-Otoño	68,08	1.840	5,04
	Verano	69,12	1.800	4,93
B	Invierno	67,52	1.850	5,06
	Primavera-Otoño	68,85	1.820	4,98
	Verano	68,81	1.823	4,99
C	Invierno	67,82	1.870	5,12
	Primavera-Otoño	68,91	1.810	4,95
	Verano	68,88	1.820	4,98

6.4.3. Indicadores económicos y ambientales

Se aclara que el cálculo de los costes es aproximado ante la imposibilidad de conseguir cotizaciones de mayoristas de todos los componentes asociados a la instalación. Se espera que los mismos puedan servir para la correcta toma de decisiones a la hora de diseñar una instalación de este tipo.

Previamente se definen los elementos que conforman la instalación emergente (renovable) resumidos de la siguiente manera:

- ✓ Baterías Raylite (3MIL 25S), precio por kit de 24 V 665 €, por 190 kits hace una cifra de 126.000 €.
- ✓ Paneles solares TopSun (TS-S420TA1), precio por unidad 210 €, lo que por 1.105 da un monto de 230.000 €.
- ✓ Control de Carga *MPP* Solar (PCM60X), precio por unidad 500 €, por 30 unidades, representa una suma de 15.000 €.
- ✓ El transformador de potencia para la instalación ronda los 4.000 € (p/u).

- ✓ Otros costes de instalación representan un 20 % del total, lo que se calcula en unos 73.000 €.
- ✓ Mantenimiento, según el manual de buenas prácticas para el cálculo de costes de la PV es de 10 €/kWp/año para instalaciones de techo menores a 1 MWp [11]. Para esta instalación, de casi 464 kWp, representa un coste anual de 4.641 €. Esto incluye reemplazo de partes dañadas y la limpieza cíclica de los paneles para evitar pérdidas por acumulación de polvo cuyo coste al final de la vida útil de la misma representa un monto aproximado de 80.000 €.

Basándose en la factura anual del curso 2013-14, de 74.000 €, la inversión se recuperará según el modelo de instalación DC que se escoja entre 5 años (A) y 7 años (B-C). Se aclara que para la instalación del modelo A se fija una factura inicial de 10.000 € ya que se usa la franja horaria P.T.3 entre 12 m y 8 am (0,015201 €/kWh) porque en ese periodo de tiempo se conectaría a la red para la carga de las baterías y a su vez la alimentación de la instalación. También se contempla que el precio de la electricidad no sufre incremento dada la incertidumbre sobre el mercado energético (véase tabla 28).

En la misma tabla 28 se puede apreciar que se tiene una tasa interna de retorno (IRR) de un 15,48 % y 16,29 % para las instalaciones B y C respectivamente, sobre los 31,75 % de la DC que usa la red tradicional en AC. Si además se toma como base que la instalación alimentada por energía solar PV tiene una vida útil de 25 años, mientras que la vida útil de un transformador de potencia ronda los 30 años se fija un periodo de evaluación de 25 años, el valor presente neto (NPV) representaría un ahorro de unos 909.600 € para la instalación DC modelo B, lo que representa frente a los 777.000 € de la instalación DC del modelo A una diferencia representativa.

Tabla 28. Indicadores económico-financieros de las instalaciones

Indicadores	DC (A)	DC (B)	DC (C)
ROI (años)	5	7	7
IRR (%)	31,75	15,48	16,29
NPV (k€)	777,00	924,60	909,60
COSTE (€/kW-año)	$5,40851 \text{ e}^{-4}$	$7,75921 \text{ e}^{-4}$	

Finalmente, se evalúa el impacto ambiental de los diferentes modelos siendo la mejor opción aquella que logra reducir la cantidad de gases efecto invernadero a la atmósfera. Se realizó una estimación cuantitativa de los gases que se recuperarían con cada modelo. Con el modelo A se estimaron los gases que serían liberados si la energía se produjera con el mismo, que a su vez son los mismos que se logran recuperar si se sustituyen por la generación solar PV (modelos B y C).

Uno de los aspectos favorables de las instalaciones fotovoltaicas es la ausencia de emisiones contaminantes de ningún tipo durante la fase de explotación. Por compararlo con el sistema eléctrico español, se presenta una evaluación de los gases contaminantes que se evitarían de acuerdo con los datos aportados por REE relativos al año 2015 [53]. Por ejemplo, solo para generar 122,15 MWh/año (2014) se emitirían 35,05 tCO₂, 173,62 kg de SO₂ y 295,21 kg de óxidos de nitrógeno (NOx). Esta estimación se realizó con la curva de consumo de la edificación estudiada para el año 2014. Se puede observar que la energía que se obtiene de los modelos B y C es más económica que la proveniente del modelo A, tanto en aspectos financieros como ecológicos.

7. Conclusiones, limitaciones y líneas futuras

Las conclusiones se ordenan conforme a la hipótesis planteada en el capítulo 1, comenzando por los aspectos técnicos, luego los económicos, y finalmente los sociales y ambientales. Otros aspectos como las limitaciones y el trabajo futuro también han sido considerados y listados en esta sección. En principio se empieza listando las variables más destacables de la arista técnica de la investigación.

7.1. Aspectos técnicos

Como se ha podido observar a lo largo de este documento, una instalación solar *PV* aislada de red podría, desde un punto de vista técnico proveer el servicio de energía con un coste razonable. Las conclusiones son:

- ✓ El sistema es capaz de mantener los niveles de tensión dentro de una variación máxima del 20 %. Además, las pérdidas de energía por las caídas de tensión y la disipación de potencia rondaron un 4 % mucho menores que las pérdidas producidas en los sistemas de transmisión y distribución [90]. Incluso, la ausencia de rectificadores en las aplicaciones domesticas tales como los electrodomésticos de línea blanca y marrón pudiesen conducir a una reducción aún mayor de las pérdidas del sistema debido a la supresión de la etapa de conversión en cada equipo de los antes mencionados [61], [75].

- ✓ La instalación solar fotovoltaica propuesta es perfectamente capaz de alimentar la microrred con niveles de tensión ± 24 V para sostener un edificio de media escala en una de las peores zonas climáticas de España sin ningún problema aun siendo sometida a las peores condiciones climatológicas registradas en los últimos 30 años.

Respecto a las herramientas de dimensionado desarrollados en la tesis para la instalación aislada de red, se listan a continuación:

- ✓ El método de dimensionamiento empleado hace exportable el diseño a otras regiones y se podría evaluar en cada caso sus plazos de amortización, dependiendo de las circunstancias locales donde se piense implantar.
- ✓ Los algoritmos son altamente eficientes, ya que logran reducciones en cuanto al sistema de generación y almacenamiento de energía en conjunto del 52,5 %. Además, los mismos usan criterios de diseño que se han tenido que adecuar por las características de dimensión y uso de la instalación objeto de estudio.
- ✓ Se comprueba el buen dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica aislada de red a través de simulación de escenarios desfavorables a la que puede estar sometida la instalación con datos reales.

Respecto al diseño de escenarios y resultados que avalan los dos puntos previos de la tesis, se tiene que:

- ✓ Los algoritmos son altamente eficaces para facilitar el diseño de instalaciones de este tipo aisladas de la red. Comprobándose lo siguiente en un día de invierno la batería alcanza un pico máximo de empieza con las baterías a 70 % de su *SOC* las cuales llegan a un punto máximo de carga de 70,41 % de su *SOC* alrededor de las 15 horas, y finalizan el día en un 66,56 %. Para los tres (3) días de irradiación mínima histórica las baterías iniciaron su descarga en 70 % y terminaron en 43,95 % de su *SOC*, pudiendo apreciar que el sistema es lo bastante robusto para soportar las inclemencias climatológicas.

- ✓ La microrred DC alimentada por la red comercial (modelo A) se destaca sobre los otros dos modelos en lo siguiente, precisión, estabilidad, pérdidas de almacenamiento, pérdidas de distribución, eficiencia del sistema, tiempo de conmutación, *MUT* del transformador, esperanza de vida de las baterías. No hay que olvidar que este sistema se basa en un sistema de generación ideal.
- ✓ La microrred DC aislada de red con acumulación de energía como soporte energético (modelo B) en esta destacan; el error medio cuadrático es el mínimo en términos de los tres escenarios, factor de calidad (TAC), la confiabilidad, *MUT* de los módulos.
- ✓ La microrred DC aislada de red con acumulación de energía como fuente de alimentación a la carga (modelo C), en esta sobresalen, la cantidad de energía generada, el *MUT* de los módulos.

Lo referente a la eficiencia energética del modelo se presenta a continuación:

- ✓ El sistema modelizado obtuvo una mayor eficiencia en condiciones típicas, alcanzando un 83,9 %, frente al 80 reportado en investigaciones previas para cargas DC [60], [167], [190].
- ✓ Por otra parte, los resultados sugieren que hay una relación inversamente proporcional entre la cosecha solar fotovoltaica y la eficiencia de conversión del sistema reductor de acuerdo con lo observado en el capítulo 5. Para escenarios con excedentes de generación, el sistema de conversión tiene mayores pérdidas que en escenarios donde la generación de energía no permite grandes excedentes de energía.

7.2. Aspectos económicos

Los aspectos económicos en la mayoría de los proyectos son los que definen la factibilidad de llevar a cabo o no una propuesta, por lo que, en esta investigación sin pretender ser un aspecto primordial, es relevante para impulsar la viabilidad de la instalación, concluyéndose que:

- ✓ En la misma línea, el sistema se amortiza en alrededor 7 años [191], ello podría significar un coste razonable considerando que el ESS se dimensionó para suplir energía a todas las aplicaciones del edificio durante periodos de 3 días con pobre o ausencia de generación solar PV [149]. Sin embargo, aunque el ESS pareciera a ser muy grande, es lo suficientemente grande para atender las necesidades energéticas de los clientes. El ESS fue diseñado para dar confiabilidad en modo aislado de red para edificios en los que no pudiera ser aplicada la gestión de la demanda del lado de la carga porque este es un edificio de servicios [191]. El ESS solo representa un 37 % del coste total de la instalación.
- ✓ En condiciones típicas las baterías seleccionadas de la instalación podrían alcanzar 22 años de vida (casi la misma que el subsistema de generación PV).
- ✓ Factores comunes en los que se destacan los modelos renovables son un ROI de 7 años, un NPV cercano a los 900 mil €. Mientras que la red comercial se rentabiliza en 5 años y genera un NPV próximo a los 700.000 €.
- ✓ Según los cálculos realizados el sistema en serie correspondiente a la microrred DC aislada de red con acumulación de energía como soporte energético (modelo B) tiene una fiabilidad del 84,17 % al año, siendo el elemento más confiable de la instalación el cableado teniendo un 99,80 % de fiabilidad, mientras que el componente

que genera más fallos en el sistema son las protecciones con un 86,07 %. Esto representa que la instalación no generará muchos problemas mayores que generen la necesidad de sustitución de partes, aunque en el coste de esta están ya contemplados.

7.3. Aspectos sociales y ambientales

Finalmente, quizás uno de los aspectos más importantes de este tipo de instalaciones es su importante amigabilidad o poca afectación al medio en el que están dispuestas, siendo las más destacables de este trabajo las siguientes:

- ✓ Las instalaciones DC resultan ser más seguras que las AC. Los factores que la hacen más segura son: el valor de tensión máxima de la AC es muy elevado y en ocasiones puede resultar peligroso, por lo que se requiere de un aislamiento superior, mientras la DC emite un choque eléctrico que repele al cuerpo humano, mientras que la AC atrae a la persona que la toca directamente, otro factor es que la frecuencia domestica de la AC altera el ritmo cardiaco produciendo la fibrilación ventricular, produciendo espasmos y ataques cardiacos, además se puede concluir que los efectos que produce la electricidad AC en nuestro organismo son similares a los que produciría la DC pero para ello se requiere mucha más energía ya que hay una diferencia significativa entre los umbrales, en algunos casos de 5 veces lo que sería con la AC a 50 Hz [71]. La DC actúa por calentamiento mientras que la AC por frecuencia por lo que de la AC no te puedes desconectar, mientras que de la DC sí. Además, los sistemas de protección para las instalaciones en DC son igual de eficientes que los usados en las instalaciones. Entre las ventajas de trabajar con la DC se cuenta que en corriente continua se usan valores de 12, 24, y 48 V que son menos peligrosos que los utilizados en corriente alterna [72].

- ✓ Las recuperaciones de gases de efecto invernadero son realmente importante, ya que este representa un impacto casi nulo de esta forma de generación de energía con el medio ambiente. Siendo el CO₂ uno de los gases de efecto invernadero más importantes, se hace constar que se lograrían reducir alrededor de 35,05 tCO₂, 173,62 kg de SO₂ y 295,21 kg NO_x gracias a la instalación modelizada.

7.4. Limitaciones

Sin embargo, es necesario resaltar que una instalación de este estilo no puede ser entendida desde un punto de vista completamente aislado de la situación actual por lo que existen algunos problemas que habría que abordar:

- ✓ La rehabilitación de edificios: En el caso de edificios antiguos se tendría que evaluar la necesidad de sustituir el cableado existente. Se requiere redimensionar el cableado de acuerdo con los nuevos parámetros de tensión y corriente presentes. Dadas las circunstancias de paso de 240 VAC a 24 VDC se prevé la necesidad de cableado de mayor sección debido al aumento de las corrientes y, por tanto, se presupone que será necesaria la instalación de una nueva tubería, que conllevaría una obra civil de bajo impacto. En cualquier caso, sería necesario modificar los sistemas de seguridad y protección. El mercado actual ofrece protecciones (fusibles, descargadores de sobre tensión, varistores, magnetotérmicos, entre otros), con lo que tener una instalación segura no sería ningún problema.
- ✓ Duplicación de la red: las cargas de los domicilios se pueden agrupar en bajo tensión/bajo consumo (tales como teléfonos móviles, tabletas, entre otros) y alta tensión/alto consumo (televisores, ordenadores-monitores, iluminación, hornos, entre

otros). En un primer momento podría parecer razonable crear dos redes con distinta sección de cables, pero teniendo en cuenta que muchos aparatos ya cuentan con un transformador DC-DC de forma intrínseca para su correcto funcionamiento, se puede asumir que todo el dispositivo del grupo baja tensión/bajo consumo podrán ser alimentados desde esa fuente. En cualquier caso, se podría habilitar algún puerto de carga adicional centralizado en la edificación.

- ✓ Estandarización: actualmente hay un esfuerzo por la CE de estandarizar determinados consumos en DC [192], [193]. En un principio algunos fabricantes de aparatos de bajo consumo se resistieron a esta estandarización, pero el endurecimiento de las sanciones, así como las mejoras técnicas que están introduciendo los estándares parece que están dando sus frutos. Sin embargo, visto que los principales usuarios de redes en DC de altas prestaciones (puntos de recarga del vehículo eléctrico) no han llegado a un consenso no es de esperar que los fabricantes del grupo de dispositivos de alta tensión/alto consumo llegue tampoco a un consenso de forma autónoma. Visto los buenos resultados conseguidos en la franja de baja tensión/bajo consumo, es posible que la única solución viable sea la introducción de directivas comunitarias que fuercen este consenso.
- ✓ Por otro lado, una de las principales limitaciones de esta investigación sería la resistencia al cambio de los gobiernos encargados de la toma de decisiones, de las empresas constructoras, y de los usuarios del servicio, no por la propuesta en sí, sino por los costes que genera su implementación, debido a que se necesitará una inversión inicial. Además, se puede observar que la población está en un momento de hibernación económica por la crisis económica española y quizás no perciban esto como

una forma de ahorrar posterior a la inversión y contribuir a minimizar la huella de carbono.

- ✓ Es muy importante tener claro desde el principio que todo avance de mejora del sistema productivo, bien sea por adquisición de nueva tecnología o por el cambio total del mismo representará siempre una inversión importante para el inversionista, que estará o no justificada en el hecho cierto de cuánto beneficio puede generar esto al sistema productivo desde el punto de vista coste beneficio, y en este caso específico el beneficio se traduce en un importante ahorro en el consumo energético fósil, así como, la reducción de los costes de implantación de los sistemas fotovoltaicos, y la minimización de las emisiones de gases de efecto invernadero y por ende la disminución de la huella de carbono, entre otras, que viene a significar una importante relación coste beneficio ecológico. Por lo que el monto inicial de inversión no debe ser una barrera para evitar su implantación.

7.5. Líneas futuras

Finalmente, para futuros trabajos se propone desarrollar los siguientes tópicos, a pesar de que el enfoque de esta tesis es la generación puramente renovable a través de la energía solar fotovoltaica, se podría tomar en consideración la hibridación del sistema con otras fuentes de energía:

- ✓ Hibridar la instalación usando microturbinas como en [194]. En este caso se reducen aún más el coste del sistema presentado en esta tesis.
- ✓ Probar la viabilidad de construir en la instalación sistemas de recarga para vehículos eléctricos, cubrir las necesidades de calefacción y agua caliente mediante el uso de sistemas

combinados de calor y energía, o híbridos entre solar fotovoltaico y solar térmico.

- ✓ Para reducir el tamaño del *ESS*, sería necesaria la combinación del sistema de respaldo *ESS* con la tecnología PtG [195] porque esta última podría hacer posible el manejo de los excedentes energéticos producidos durante los meses de Verano en la instalación. A pesar de que el metano es un combustible fósil, se produciría de manera renovable, ya que en la temporada de verano el comportamiento del sistema es el siguiente; hay mucha electricidad no consumida por poca ocupación, también hay una generación adicional por las condiciones meteorológicas (niveles más altos de irradiancia y temperatura). De modo que la mejor solución para ser evaluada en un trabajo futuro es producir metano por electrólisis y guardarlo en tanques para usarlo en otros momentos en los que podría ser necesario por el contrario de las condiciones mencionadas anteriormente que se presentan en días de verano, y posteriores metanación. El *Power-to-Gas* requiere una fuente de carbono como CO o CO₂. Ya hay varios artículos sobre las fuentes de CO₂ de la tecnología CCS (captura y almacenamiento de dióxido de carbono) disponible [196], [197].

- ✓ Para optimizar la topología del interconectado de los diferentes componentes de la microrred y reducir las pérdidas de energía por la resistencia del cableado se recomienda la división en 30 pequeñas microrredes más pequeñas (una por planta del edificio).

Glosario de términos

autoconsumo fotovoltaico

Es el consumo eléctrico de una instalación que es sostenida gracias a la generación solar PV..... 55

celdas solares

Son el elemento transductor que convierte la luz solar incidente sobre ellas de forma directa, indirecta y/o difusa en energía eléctrica renovable, por lo tanto, es un intermediador entre el Sol y el banco de baterías 96

DC

De sus siglas en inglés Direct Current. Es la misma forma de energía que se produce en los paneles solares fotovoltaicos..... 164

edificio aislado

Este es una instalación que no se conecta a la red eléctrica comercial, generalmente son instalaciones autoabastecidas por la energía renovable o no que ellas mismas producen 37

eficiencia del panel PV

Es la relación que se produce entre la energía que se recibe y la que se genera en el panel. El valor comercial para las placas monocristalina al momento de escribir esta tesis es de 16 %, pero dicho valor está siendo batido con una velocidad vertiginosa, por lo que estas placas podrán llegar a ser mucho más eficientes que las alternativas fósiles en poco tiempo..... 96

fósil-dependencia

Este término se refiere principalmente a la dependencia de nuestra sociedad con las energías de fuentes fósiles (carbón, petróleo, y gas), alrededor del 85 % a escala global de la energía proviene de estas fuentes 35

hibernación económica

Es el momento en el cual un individuo o población por motivos de crisis económicas deciden recortar y minimizar los gastos corrientes y evitar inversiones 201

masa de aire

Es la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera normalizado a la ruta más corta posible. La masa de aire cuantifica la reducción en la potencia de la luz a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbido por el aire y el polvo. Su valor standard es 1.5 °C..... 96

modelizado

Se basa en la representación de bloques Simulink&SPS para emular o simular el comportamiento real de una instalación o sistema específico 36

paridad de red

Esta se produce cuando se alcanza la igualación entre el coste de generación de un vatio renovable frente al tradicional o fósil. 10

soporte energético

Es el provisto por un sistema de almacenamiento o acumulación de energía en el caso de electricidad el más común son las baterías o celdas electroquímicas..... 164

virtualización

Se refiere a la simulación de sistemas reales bajo condiciones de operación específicas, generalmente basados en datos reales para esta investigación. 42

Referencias

- [1] D. O. Akinyele, R. K. Rayudu, and N. K. C. Nair, "Development of photovoltaic power plant for remote residential applications: The socio-technical and economic perspectives," *Appl. Energy*, vol. 155, pp. 131–149, 2015.
- [2] I. R. Kempener, O. Lavagne, D. Saygin, J. Skeer, S. Vinci, and D. Gielen, "Off-Grid Renewable energy systems: status and methodological issues," Abu Dabi, 2015.
- [3] R. E. P. N. for the 21st C. REN21, *Renewables 2017 Global Status Report*. 2017.
- [4] R. Fu *et al.*, "U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016," *Nrel/Tp-6a20-66532*, no. September, 2016.
- [5] IEA Publications, "Key world energy statistics," Paris, 2017.
- [6] S. Wang, A. Kim, and E. Johnson, "Understanding the deterministic and probabilistic business cases for occupant based plug load management strategies in commercial office buildings," *Appl. Energy*, vol. 191, pp. 398–413, 2017.
- [7] International Energy Agency (IEA), "Key Renewables Trends," París, 2016.
- [8] International Energy Agency (IEA), "Key world energy trends: world energy balances," París, 2016.
- [9] IEA, "World Energy Outlook," Brussels, 2015.
- [10] D. F. Díaz Toro, "Escenarios energéticos a 2050 para las Smart Grids en Colombia basados en los estudios Wec Energy Scenarios 2050, energy trilemma 2013 y issues map monitor 2013," Universidad Pontificia Bolivariana, 2014.
- [11] C. O. E. Trends, "Key CO2 Emissions Trends," 2016.
- [12] I. G. de la Serna and O. E. Echaniz, "Gestión y realización práctica del servicio de mantenimiento de edificios enfocado a la mejora de eficiencia energética," Escuela Politecnica Superior De Edificacion de Barcelona, 2012.
- [13] D. Encinas, F. Lopez, C. Segador, J. J. M. Cosme, and L. Cuadros, "Instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo. Análisis de viabilidad y determinación de parámetros óptimos de diseño para el proyecto," in

18th International Congress on Project Management and Engineering, 2014, no. July 2014, pp. 16–18.

- [14] Idae, “Análisis del consumo energético del sector residencial en España,” Madrid, 2011.
- [15] R. V. Cebolla, P. J. Díaz, P. B. Bélgica, and M. J. Bastante Ceca, “Eco-design tools to reduce the environmental impact and raising strategies for improvement in the building. Green roof,” in *18th International Congress on Project Management and Engineering*, 2014, no. July 2014, pp. 16–18.
- [16] F. Carrasco, C. Porta, J. Carrión, and C. Mariottoni, “El diseño de planta industrial basado en la fiabilidad, mantenibilidad, eficiencia energética y compromiso medio- ambiental: Estudio casos en industria alimentaria.,” *aeipro.com*, pp. 11–13, 2012.
- [17] A. Conchado and P. Linares, “Gestión activa de la demanda eléctrica: simulación de la respuesta de los consumidores domésticos a señales horarias de precio,” *AEEE-Asociación Española para la Econ.*, pp. 1–16, 2009.
- [18] Organización de las Naciones Unidas, “Convención Marco sobre el Cambio Climático - PARIS,” París, 2015.
- [19] J. L. Picard L., “Contribución a la planificación de sistemas avanzados de distribución de energía eléctrica incorporando los recursos energéticos distribuidos,” 2015.
- [20] Kristin Seyboth *et al.*, “Renewables 2016 Global Status Report,” 2016.
- [21] P. Navarro R., *Energías renovables y sostenibilidad en la Provincia de Almería*, Primera. Almería: Instituto de Estudios Almerienses. Diputación de Almería, 2014.
- [22] S. Goel and R. Sharma, “Performance evaluation of stand alone, grid connected and hybrid renewable energy systems for rural application: A comparative review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. May, pp. 1378–1389, 2017.
- [23] M. A. Pacheco A., M. D. R. Pérez P., and L. S. Viera R., “Metodología de huella ecológica: Calculo de factores de productividad energetica para la generación de electricidad a partir de geotermia en El Salvador,” Universidad de El Salvador, 2016.
- [24] M. Taylor, K. Daniel, A. Ilas, and E. Young So, “Renewable Power Generation Costs IN 2014,” Berlín, 2015.

- [25] G. M. Joselin Herbert, S. Iniyana, and D. Amutha, “A review of technical issues on the development of wind farms,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, no. November 2016, pp. 619–641, 2014.
- [26] P. Sharma and V. K. Garg, “Solar Power Generation Using Off Grid System,” *Int. Res. J. Eng. Technol.*, vol. 03, no. 07, pp. 2090–2096, 2016.
- [27] A. Wallasch, S. Luers, G. Vidican, B. Breitschopf, and A. Richter, “The Socio-economic Benefits of Solar and Wind Energy,” 2014.
- [28] B. S. J. D., “Estudio de viabilidad sobre el uso de energía renovable solar en la oficina de campo de proyectos de infraestructura..,” Universidad de Puerto Rico, 2012.
- [29] “Los accidentes nucleares más graves de la historia | Internacional | EL PAÍS.” [Online]. Available: https://elpais.com/internacional/2011/03/12/actualidad/1299884412_850215.html. [Accessed: 13-Mar-2018].
- [30] N. 1964- Ribault and T. Ribault, *Los santuarios del abismo : crónica de la catástrofe de Fukushima*. Pepitas de Calabaza, 2013.
- [31] Y. Wakatsuki and K. Lah, “3 Nuclear Reactors Melted Down After Quake, Japan Confirms,” *CNN International Edition*, 2011. [Online]. Available: <http://edition.cnn.com/2011/WORLD/asiapcf/06/06/japan.nuclear.melt.down/index.html?iref=NS1>. [Accessed: 13-Mar-2018].
- [32] M. Ragheb, “Fukushima Earthquake and Tsunami Station Blackout Accident,” pp. 1–77, 2011.
- [33] Red Eléctrica, “El sistema eléctrico español / The Spanish electric system,” Madrid, 2015.
- [34] SA, “Fuentes de energía,” 2017. [Online]. Available: <http://tiposdeenergia.info/fuentes-de-energia/>. [Accessed: 22-Feb-2017].
- [35] REN21, “Energías Renovables 2016 - reporte de la situación mundial,” París, 2016.
- [36] “Miles de evacuados en California ante el temor de una ruptura en la presa Oroville,” *ABC*, 2017. [Online]. Available: http://www.abc.es/internacional/abci-miles-evacuados-california-ante-temor-ruptura-presas-oroville-201702130801_noticia.html. [Accessed: 24-Apr-2017].

- [37] E. El País, “El cambio climático amenaza la generación de electricidad,” 2016.
- [38] M. Calero, “Energía hidroeléctrica bajará producción por efectos de cambio climático - La Prensa,” *La Prensa*, 2017. [Online]. Available: <http://www.laprensa.com.ni/2017/03/17/nacionales/2199916-energia-hidroelectrica-bajara-produccion-por-efectos-de-cambio-climatico>. [Accessed: 26-Apr-2017].
- [39] E. El País, “El lamento de las Tres Gargantas,” 2006.
- [40] A. Fernández Muerza, “Impacto ambiental de la energía hidroeléctrica | EROSKI CONSUMER,” *www.consumer.es*, 2007. [Online]. Available: http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2007/03/19/160873.php. [Accessed: 24-Apr-2017].
- [41] G. Y. Aguirre, M. J. A., and B. Fernando, “Implementación de estrategias de MPPT para sistemas de generación fotovoltaicos en un convertidor boost CC-CC,” in *Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, 2014, pp. 352–357.
- [42] J. Wangong and P. Daniel, “Análisis a la Eficiencia de las Fuentes de Energía Renovable,” vol. 1, no. 1, pp. 39–45, 2010.
- [43] T. E. Chaudhari, M., Frantzis, L., & Hoff, “PV grid connected market potential under a cost breakthrough scenario. Burlington, MA: Navigant Consulting,” 2005.
- [44] J. L. Sawin, “Renewables 2014. Global status report,” París, 2014.
- [45] R. Ferroukhi, A. Khalid, A. Lopez-Peña, and M. Renner, “Renewable energy and jobs,” Abu Dhabi, 2015.
- [46] D. M. M. K., “A Novel Method to Extract Maximum Power from Solar Panel of a Grid Connected Photovoltaic System Using Phase Angle Control and Hysteresis Current Control,” in *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques*, 2016, pp. 3510–3516.
- [47] E. El País and J. Oliveira, “Creada la célula solar más eficiente hasta el momento,” 2017. [Online]. Available: http://elpais.com/elpais/2017/03/17/ciencia/1489768097_265836.html. [Accessed: 22-Mar-2017].
- [48] K. Bullis, “A Cheap Material Is Set to Cut the Cost of Solar | MIT Technology Review,” *MIT Technology Review*, 2015. [Online]. Available: <http://www.technologyreview.com/news/534511/a-cheap->

material-boosts-solar-cells-by-50-percent/. [Accessed: 10-Mar-2015].

- [49] J. Roca, “SunPower establece un nuevo récord de eficiencia solar del 24,1% con células de silicio,” *http://elperiodicodelaenergia.com/*, 2016. [Online]. Available: <http://elperiodicodelaenergia.com/sunpower-establece-un-nuevo-record-de-eficiencia-solar-del-241-con-celulas-de-silicio/>. [Accessed: 27-Jun-2016].
- [50] G. Masson, S. Orlandi, and M. Reking, “Global market outlook for photovoltaics 2014-2018,” Sweden, 2014.
- [51] M. Victoria and R. Moretón, “Siete gráficos para ponerse al día en fotovoltaica - La Marea.” [Online]. Available: <http://www.lamarea.com/2014/12/22/siete-graficos-para-ponerse-al-dia-en-fotovoltaica/>. [Accessed: 14-Jan-2015].
- [52] R. S. G. Andrés, “Impacto Económico de la generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución eléctrica,” Pontificia Universidad Católica de Chile, 2014.
- [53] J. Roca, “La caída de los costes de almacenamiento en un 85% permitirá un gran despliegue del autoconsumo fotovoltaico.” [Online]. Available: <http://elperiodicodelaenergia.com/la-caida-de-los-costes-de-almacenamiento-en-un-85-permitira-un-gran-despliegue-del-autoconsumo-fotovoltaico-hasta-2020/>. [Accessed: 09-Mar-2015].
- [54] C. Phurailatpam, B. S. Rajpurohit, and L. Wang, “Planning and optimization of autonomous DC microgrids for rural and urban applications in India,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. September 2017, pp. 194–204, 2018.
- [55] K. Blok, P. Hofheinz, and J. Kerkhoven, “The 2015 energy productivity and economic prosperity index. How efficiency will drive growth, create jobs and spread wellbeing throughout society,” 2015.
- [56] P. Galindo, “No desprecies el sol: Situación del autoconsumo y por qué debemos fomentarlo en España,” *elsalmoncontracorriente.es*, 2017. [Online]. Available: <https://iniciativadebate.org/2017/02/19/no-desprecies-el-sol-situacion-del-autoconsumo-y-por-que-debemos-fomentarlo-en-espana/>. [Accessed: 22-Feb-2017].
- [57] V. S. M. Fabrizio, “Potencial desarrollo fotovoltaico en Chile: desde la gran escala hasta la medición neta,” Pontificia Universidad Católica de Chile, 2014.
- [58] E. Wesoff, “Can Residential Installers Make a Profit From Solar Priced at \$2.50 per Watt? | Greentech Media,” *greentechmedia*, 2017.

[Online]. Available:
<https://www.greentechmedia.com/articles/read/can-residential-installers-make-a-profit-on-2.50-per-watt-solar>. [Accessed: 14-Feb-2017].

- [59] V. Vossos, K. Garbesi, and H. Shen, “Energy savings from direct-DC in U.S. residential buildings,” *Energy Build.*, vol. 68, no. PARTA, pp. 223–231, 2014.
- [60] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J. W. Jung, “AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 387–405, 2013.
- [61] O. Style, *Stand-Alone Solar Energy. Planning, sizing and installation of Stand-alone photovoltaic systems*. Middletown: Itaca-Concern America, 2013.
- [62] C. Shang, D. Srinivasan, and T. Reindl, “Generation-scheduling-coupled battery sizing of stand-alone hybrid power systems,” *Energy*, vol. 114, pp. 671–682, 2016.
- [63] Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben-Brahim, M. Haouari, and N. A. Al-Emadi, “Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources,” *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 266–280, 2017.
- [64] G. Pandey, S. N. Singh, B. S. Rajpurohit, and F. M. Gonzalez-Longatt, “Smart DC Grid for Autonomous Zero Net Electric Energy of Cluster of Buildings,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, no. 30, pp. 108–113, 2015.
- [65] E. Unamuno and J. A. Barrera, “Hybrid ac/dc microgrids - Part II: Review and classification of control strategies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1123–1134, 2015.
- [66] D. O. Akinyele, “Techno-economic and life-cycle impact analysis of solar photovoltaic microgrid systems for off-grid communities By :,” Victoria University of Wellington, 2016.
- [67] W. W. Weaver, R. D. Robinett, G. G. Parker, and D. G. Wilson, “Energy storage requirements of dc microgrids with high penetration renewables under droop control,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 203–209, 2015.
- [68] I. Renewable and E. Agency, “Accelerating Renewable Energy,” Abu Dhabi, 2016.
- [69] H. Lotfi and A. Khodaei, “AC versus DC microgrid planning,” *IEEE*

Trans. Smart Grid, vol. 8, no. 1, pp. 296–304, 2017.

- [70] P. Cairoli and R. A. Dougal, “New Horizons in DC Shipboard Power Systems,” *IEEE Electr. Mag.*, no. February, pp. 38–45, 2013.
- [71] B. Tensión, C. Contactos, and E. Directos, “Energía eléctrica: efectos sobre el organismo,” vol. 05. Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, pp. 1–6, 1998.
- [72] V. Mascarós Mateo, *Instalaciones generadoras fotovoltaicas. Un cambio hacia la sostenibilidad*. Madrid: Paraninfo, 2015.
- [73] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E. Ibarra, “AC and DC technology in microgrids: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 726–749, 2015.
- [74] D. A. Grahamm, “The Importance of a DC Side Harmonic Study for a DC Distribution System,” in *The 6th IET International Conference on POver Electronics, Machines and Drives*, 2012, vol. 44, no. 0, pp. 95–128.
- [75] D. L. Gerber, V. Vossos, W. Feng, C. Marnay, B. Nordman, and R. Brown, “A simulation-based efficiency comparison of AC and DC power distribution networks in commercial buildings,” *Appl. Energy*, pp. 9–26, 2017.
- [76] J. P. Torreglosa, P. García-Triviño, L. M. Fernández-Ramirez, and F. Jurado, “Control strategies for DC networks: A systematic literature review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 319–330, 2016.
- [77] “OMS calidad del aire (exterior) y salud,” 2014. [Online]. Available: <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs313/es/>. [Accessed: 13-Jan-2015].
- [78] D. F. Carrión Galarza, “Análisis, modelamiento y gestión de una micro red eléctrica para edificaciones residenciales usando paneles fotovoltaicos,” Universidad Politécnica Salesiana, 2014.
- [79] S. Castellano, “Photovoltaic greenhouses: evaluation of shading effect on agricultural performances,” *J. Agric. Eng.*, vol. XLV, 2014.
- [80] S. F. Fux, “Optimal energy management and component sizing of a stand-alone building energy system,” 2013.
- [81] M. Menezes Leca, “Potencial solar dos edificios públicos da RAM,” Universidade da Madeira, 2014.
- [82] J. Saura Zaplana, “Estudio energético de una vivienda unifamiliar : Diseño de soluciones para el autoabastecimiento de energía mediante

- energías renovables,” Universidad Politécnica de Cartagena, 2014.
- [83] R. Aggarwal *et al.*, “Project Edison SmartDC – DC local network in the University Library.” [Online]. Available: <http://www.bath.ac.uk/ris/kta/projects/smartdc.html>. [Accessed: 11-Mar-2015].
- [84] J. Serván-Sócola, “Análisis técnico-económico de un sistema híbrido de baja potencia eólico solar conectado a la red,” Universidad de Piura, 2014.
- [85] Ministerio de Industria Energía y Turismo de España, *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*. España, 2015, pp. 27548–27562.
- [86] “España cobra un impuesto al sol.,” *La Marea*. [Online]. Available: <http://www.lamarea.com/2014/05/23/espana-cobra-un-impuesto-al-sol/>. [Accessed: 09-Mar-2015].
- [87] “Las trabas al autoconsumo frenan la reducción de costes en el sector fotovoltaico español El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía.” [Online]. Available: <http://elperiodicodelaenergia.com/las-trabas-al-autoconsumo-frenan-la-reduccion-de-costes-en-el-sector-fotovoltaico-espanol/>. [Accessed: 09-Mar-2015].
- [88] E. El País, “El Gobierno aprueba el ‘impuesto al sol’ para el autoconsumo eléctrico,” 09-Oct-2015. [Online]. Available: http://economia.elpais.com/economia/2015/10/09/actualidad/1444388935_118022.html. [Accessed: 27-Apr-2016].
- [89] J. López Prol, “¿Qué autoconsumo fotovoltaico? | El Periodico de la Energía.” [Online]. Available: <http://elperiodicodelaenergia.com/que-autoconsumo-fotovoltaico/>. [Accessed: 27-Nov-2017].
- [90] E. Unamuno and J. A. Barrena, “Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of topologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1251–1259, 2015.
- [91] T. I. Tolón Martín, A. T. Martín, T. Isabel, and T. I. Tolón Martín, “Operación y gestión de microrredes energéticas urbanas en un entorno de sostenibilidad energética y ambiental,” Universidad de Barcelona, 2013.
- [92] K. Uddin, T. Jackson, W. D. Widanage, G. Chouchelamane, P. A. Jennings, and J. Marco, “On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated

- vehicle and smart-grid system,” *Energy*, vol. 133, pp. 710–722, 2017.
- [93] “Generación eléctrica | Agencia Andaluza de la Energía.” [Online]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/ciudadania/generacion-electrica>. [Accessed: 18-Mar-2015].
- [94] J. Sempere and E. Garcia, “¿Qué papel pueden tener las cooperativas en una transición postcarbono?. Reflexiones desde el cooperativismo en Cataluña.” *Rev. Econ. Crit.*, vol. 18, pp. 31–47, 2014.
- [95] P. Sanjeev, N. P. Padhy, and P. Agarwal, “DC grid initiative in India,” in *9th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems (CPES)*, 2015, vol. 48, no. 30, pp. 1–6.
- [96] C. Goldman, M. Reid, R. Levy, and A. Silverstein, “Coordination of energy efficiency and demand response,” *Lawrence Berkeley National Laboratory*. p. 75, 2010.
- [97] M. Rodríguez and P. Marín, “Gestión activa de la demanda para una europa más eficiente,” *anales de mecánica y ...*, no. 2009, pp. 55–61, 2013.
- [98] M. Gao, C. Du, J. Chen, A. Chen, and C. Zhang, “A Virtual Impedance based Coordinated Control Strategy for Distributed Supercapacitors in DC Microgrid,” 2017, pp. 9157–9162.
- [99] K. Keshavani, J. Joshi, V. Trivedi, and M. Bhavsar, “Modelling and simulation of photovoltaic array using Matlab/Simulink,” *Int. J. Eng. Dev. Res.*, vol. 2, no. 4, pp. 3742–3751, 2014.
- [100] A. S. K. Chowdhury, K. M. a. Salam, and M. A. Razzak, “Modeling of MATLAB-Simulink based photovoltaic module using flyback converter,” in *9th International Forum on Strategic Technology (IFOST)*, 2014, vol. 2, pp. 378–381.
- [101] A. Z. Martínez and M. Santos, “Modelo y Simulación de un Sistema Fotovoltaico Portátil,” 2015, pp. 2–4.
- [102] B. Ghita, K. Mohammed, L. Ahmed, and Z. Nada, “Optimization and modeling of a given PV system has a single load,” *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, vol. 86, no. 1, pp. 112–119, 2016.
- [103] Q. Zhang, “Adaptative control for solar energy based DC microgrid system development,” University of Pittsburgh, 2016.
- [104] S. Ganesan, V. Ramesh, and S. Umashankar, “Performance Improvement of Micro Grid Energy Management System using

- Interleaved Boost Converter and P & O MPPT Technique,” *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 6, no. 2, 2016.
- [105] A. K. Shukla, K. Sudhakar, and P. Baredar, “Design, simulation and economic analysis of standalone roof top solar PV system in India,” *Sol. Energy*, vol. 136, pp. 437–449, 2016.
- [106] M. Oudda and A. Hazzab, “Fuzzy Logic Control of a SEPIC Converter for a Photovoltaic System,” *J. Fundam. Renew. Energy Appl.*, vol. 6, no. 4, 2016.
- [107] “Best Research-Cell Efficiencies.” [Online]. Available: http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg. [Accessed: 11-Sep-2016].
- [108] M. M. Vallina, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editorial Paraninfo, 2010.
- [109] “First Solar’s Cells Break Efficiency Record.” [Online]. Available: <https://www.technologyreview.com/s/600922/first-solars-cells-break-efficiency-record/>. [Accessed: 06-Mar-2016].
- [110] “Investigadores españoles duplican la eficiencia de las células fotovoltaicas de fosforo de indio-galio-aluminio,” *elperiódicodelaenergía*, 2017. [Online]. Available: <http://elperiodicodelaenergia.com/investigadores-espanoles-duplican-la-eficiencia-de-las-celulas-fotovoltaicas-de-fosforo-de-indio-galio-aluminio/>. [Accessed: 30-Jan-2017].
- [111] J. Pastor, “Tus paneles solares, mejor si son de silicio negro: nuevo récord de eficiencia,” 27-May-2015. [Online]. Available: <http://www.xataka.com/investigacion/tus-paneles-solares-mejor-si-son-de-silicio-negro-nuevo-record-de-eficiencia>. [Accessed: 28-May-2015].
- [112] “Se alcanza el 40 por ciento de eficiencia en un panel solar.” [Online]. Available: <http://desenchufados.net/alcanza-el-40-eficiencia-panel-solar/>. [Accessed: 10-Mar-2015].
- [113] A. Chouder, S. Silvestre, N. Sadaoui, and L. Rahmani, “Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters,” *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 20, no. 1, pp. 46–58, 2012.
- [114] Z. F. R, A. Dadjé, N. Djongyang, and S. Y. Doka, “A new analytical modeling method for photovoltaic solar cells based on derivative power function,” 2016.

- [115] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *Power Electron. IEEE Trans.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [116] F. S. University, “Molecular expressions.” [Online]. Available: <http://micro.magnet.fsu.edu/electromag/electricity/batteries/zincarbon.html>. [Accessed: 01-Jan-2018].
- [117] U. of Denver, “The electromagnetic telegraph.” [Online]. Available: <https://mysite.du.edu/~jcalvert/tel/morse/morse.htm#HB>. [Accessed: 01-Jan-2018].
- [118] J. Catalá de Alemany, *Física general*. Valencia: SABER, 1963.
- [119] E. Balocchi, *Química General*. 1996.
- [120] “Pila eléctrica - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Pila_eléctrica. [Accessed: 15-Mar-2016].
- [121] IRENA, R. Kempener, and E. Borden, “Battery storage for renewables: market status and technology outlook,” Abu Dabi, 2015.
- [122] “Energía Renovable Peru con Deltavolt,” *DeltaVolt*, 2010. [Online]. Available: <http://deltavolt.pe/energia-renovable/baterias>. [Accessed: 02-Feb-2016].
- [123] “File:Secondary cell energy density.svg - Wikimedia Commons.” [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Secondary_cell_energy_density.svg. [Accessed: 02-Feb-2016].
- [124] L. Ming-yu, Y. Zi-long, W. Yi-bo, and X. Hong-hua, “Study on control strategy of energy storage system in photovoltaic microgrid,” in *2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON 2014)*, 2014, no. Powercon, pp. 3064–3070.
- [125] J. P. Fossati, A. Galarza, A. Martín-villate, and L. Font, “A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids,” vol. 77, pp. 539–549, 2015.
- [126] M. A. Babu *et al.*, “Application of self adaptative differential evolution algorithm for optimal placement and sizing of renewable DG sources in distribution network including different load.”
- [127] L. Liu, X. Meng, and C. Liu, “A review of maximum power point tracking methods of PV power system at uniform and partial shading,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 1500–1507, 2016.
- [128] B. Bendib, H. Belmili, and F. Krim, “A survey of the most used MPPT

methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 637–648, 2015.

- [129] D. Verma, S. Nema, A. M. Shandilya, and S. K. Dash, “Maximum power point tracking (MPPT) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 54, pp. 1018–1034, 2016.
- [130] M. Muthuramalingam and P. S. Manoharan, “Comparative analysis of distributed MPPT controllers for partially shaded stand alone photovoltaic systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 286–299, 2014.
- [131] B. Erick, B. Alberto, G. Victor, and M. I. Giménez, “Nuevo Sistema de Control para el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia en Paneles Solares Basado en el Control Predictivo de Corriente de Convertidores CC-CC.,” no. 1, pp. 151–160, 2011.
- [132] S. Cuestas and L. Lebus, “Diseño de un seguidor de punto máximo de potencia,” pp. 37–42.
- [133] L. J. Ruiz C, J. A. Beristáin J, I. M. Sosa T., and H. Hernández, “Estudio del Algoritmo de Seguimiento de Punto de Máxima Potencia Perturbar y Observar,” *Rev. Ing. Eléctrica, Electrónica Y Comput.*, vol. 8, no. 1, pp. 17–23, 2010.
- [134] G. B. Ingale, S. Padhee, and U. C. Pati, “Design of stand alone PV system for DC-micro grid,” in *Proc. IEEE Int. Conf. Energy Efficient Technologies for Sustainability*, 2016.
- [135] J. Diego, “Simulación y evaluación del control lineal y no lineal de un convertidor dc - dc para un sistema pv.,” Instituto Tecnológico Metropolitano, 2015.
- [136] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. F. Almi, and S. Boulouma, “Advanced fuzzy MPPT controller for a stand-alone PV system,” in *Energy Procedia*, 2014, vol. 50, pp. 383–392.
- [137] R. F. Farfán, C. A. Cadena, and L. T. Villa, “Experiencia en el uso de la Lógica Difusa para el Control del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia en Convertidores para Módulos Fotovoltaicos,” *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind. RIAI*, vol. 12, no. 2, pp. 208–217, 2015.
- [138] L. Igualada-González, “Optimal management of microgrids,” Universitat Politècnica de Catalunya, 2012.

- [139] The Satellite Application Facility on Climate Monitoring, “PV potential estimation utility.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=es&map=europe>. [Accessed: 16-Mar-2015].
- [140] “Calendario Bilbao - Horas de Luna, Sol y fases lunares,” *tutiempo.net*, 2017. [Online]. Available: <http://www.tutiempo.net/Calendario-Bilbao-E48001.html#Calendario>. [Accessed: 12-Jan-2017].
- [141] “Seis nuevos proyectos fotovoltaicos inician su tramitación en la región . hoy.es.” [Online]. Available: <http://www.hoy.es/extremadura/201612/25/seis-nuevos-proyectos-fotovoltaicos-20161225183841.html>. [Accessed: 09-Apr-2018].
- [142] “Enel impulsa seis nuevas fotovoltaicas en la región cuya inversión ronda los 240 millones | Hoy.” [Online]. Available: <http://www.hoy.es/extremadura/enel-impulsa-seis-20180228211303-nt.html>. [Accessed: 09-Apr-2018].
- [143] AEMET, “Valores climatológicos normales: Bilbao Aeropuerto - Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España,” Bilbao, 2017.
- [144] T. Castillo-Calzadilla, A. M. Macarulla, O. Kamara-Esteban, and C. E. Borges, “Analysis and assessment of an off-grid services building through the usage of a DC photovoltaic microgrid,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 38, no. December 2017, pp. 405–419, 2018.
- [145] F. Berzal, “Clustering basado en particiones,” Granada, 2015.
- [146] Mathworks, “Matlab/Simulink/SimpowerSystems.” 2015.
- [147] O. Kamara-esteban, G. Sorrosal, A. Pijoan, T. Castillo-Calzadilla, and X. Iriarte-lopez, “Bridging the Gap between Real and Simulated Environments : a Hybrid Agent-Based Smart Home Simulator Architecture for Complex Systems,” in *13th IEEE International Conference on Ubiquitous Intelligence and Computing*, 2016, pp. 220–227.
- [148] T. C. Castillo *et al.*, “Eco-Model for DC Electrical Systems in Standalone Buildings,” in *SESDE (Simulation for Energy, Sustainable & Environment Development)*, 2016, pp. 32–41.
- [149] T. Castillo-Calzadilla, A. Macarulla, and C. Borges, “Sizing algorithms for the design of a photovoltaic facility grid-off in direct current,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, 2017.

- [150] “Cálculo instalación solar fotovoltaica aislada,” *CalculationSolar.com*, 2017. [Online]. Available: <http://calculationsolar.com/es/calcular.php#>. [Accessed: 20-Jan-2017].
- [151] “bplanner - Bornay | España.” [Online]. Available: <http://www.bornay.com/es/bplanner>. [Accessed: 04-Feb-2016].
- [152] SunFields, “Manual cálculo sistemas fotovoltaicos aislados - Parte I.” [Online]. Available: <https://www.sfe-solar.com/suministros-fotovoltaica-aislada-autonoma/manual-calculo/>. [Accessed: 20-Jan-2017].
- [153] E. E. Granda-Gutiérrez, O. A. Orta, J. C. Díaz-Guillén, M. A. Jimenez, and M. A. González, “Modelado y simulación de celdas y paneles solares,” in *Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica*, 2013, no. October.
- [154] D. Guasch Murillo, “Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos,” Universidad Politecnica de Cataluña, 2003.
- [155] “Agencia Española de Metrología (AEMET).” Bilbao, 2016.
- [156] “Horas de Sol y Luna en Bilbao,” *tut tiempo.net*, 2013. [Online]. Available: <http://www.tut tiempo.net/Calendario-Bilbao-E48001.html#Calendario>. [Accessed: 04-Jul-2016].
- [157] M. P. Aparicio, *Energía solar fotovoltaica : cálculo de una instalación aislada*. Barcelona: Marcombo, 2010.
- [158] Raylite, “M-Solar Cells.” Pretoria, p. 4, 1997.
- [159] Raylite, “Raylite M-Solar data sheet,” Benoni South, 2016.
- [160] “Solardome SA - Solar Water Heating | Solar Water Heater | Solar Geysers | Solar Panels| Solar Inverters | Batteries | Photovoltaics - Raylite M-solar 3 MIL 25S.” [Online]. Available: <http://www.solardome.co.za/products/batteries/raylite-m-solar-3-mil-25s.html>. [Accessed: 27-Jan-2017].
- [161] M. Abdul Khader Aziz Biabani and F. Ahmed, “Maximum power point tracking of photovoltaic panels using perturbation and observation method and fuzzy logic control based method .,” in *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*, 2016.
- [162] L. Qin and X. Lu, “Matlab/Simulink-Based Research on Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Generation,” in *Physics Procedia*, 2012, vol. 24, pp. 10–18.

- [163] T. Castillo-Calzadilla, A. Macarulla, E. Borges, and A. Alonso-Vicario, “Simulación y análisis de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en DC para un edificio de servicios aislado de la red,” *Dyna*, pp. 24–30, 2018.
- [164] C. A. Martínez Barbosa, “Diseno e implementación de un sistema MPPT y regulación de voltaje mediante CRAP del Panel Solar SUNMODULE SW50,” Universidad Tecnológica de la Mixteca, 2016.
- [165] M. Gong and G. Wall, “Life cycle exergy analysis of solar energy systems,” *Fundam. Renew. Energy Appl.*, vol. 5, no. 1, pp. 1–8, 2014.
- [166] P. Cycle, “European association for the recovery of photovoltaic modules annual report 2011,” 2011.
- [167] P. A. Madduri, J. Poon, J. Rosa, M. Podolsky, E. A. Brewer, and S. R. Sanders, “Scalable DC Microgrids for Rural Electrification in Emerging Regions,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 4, pp. 1195–1205, 2016.
- [168] C. Calwell and T. Reeder, “Power Supplies: A Hidden Opportunity for Energy Savings,” Natural Resources Defense Council, 2002.
- [169] Ú. Ribes M., “Optimización del Diseño de Convertidorer de Potencia CC-CC,” Universitat Rovira I Virgili, 2015.
- [170] EIA, “Alternatives for Estimating Energy Consumption,” Washington DC, 2011.
- [171] M. A. Casado Martín, *Comunidad de Propietarios: Las Nuevas Leyes de Propiedad Horizontal y de Multipropiedad [Condominiums: The New Laws of the Horizontal Property and Timeshare] (in Spanish)*. Madrid, 1999.
- [172] M. Nasir, H. A. Khan, A. Hussain, L. Mateen, and N. A. Zaffar, “Solar PV Based Scalable DC Microgrid for Rural Electrification in Developing Regions,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3029, no. c, pp. 1–9, 2017.
- [173] A. Rezvani and M. Gandomkar, “Modeling and control of grid connected intelligent hybrid photovoltaic system using new hybrid fuzzy-neural method,” *Sol. Energy*, vol. 127, pp. 1–18, 2016.
- [174] World Bank, “Electric power transmission and distribution losses (% of output) | Data,” 2017. [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS?page=6>. [Accessed: 10-Aug-2017].

- [175] R. García Monzón, “Evaluación de los datos aportados por REE relativos al año 2015,” Madrid, 2015.
- [176] “Ascensores Otis - Ascensor Gen2 Switch Solar.” [Online]. Available: <http://www.otisworldwide.com/site/es-esl/Pages/Ascensores-Otis-Gen2-Switch-Solar.aspx>. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [177] “Avances tecnológicos en ascensores: 500W monofásico | Nergiza.” [Online]. Available: <http://nergiza.com/avances-tecnologicos-en-ascensores-500w-monofasico/>. [Accessed: 13-Apr-2015].
- [178] E. Hittinger, T. Wiley, J. Kluza, and J. Whitacre, “Evaluating the value of batteries in microgrid electricity systems using an improved Energy Systems Model,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 89, pp. 458–472, 2015.
- [179] B. J. Williamson *et al.*, “Project Edison: SMART-DC,” *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, no. LvdC, pp. 1–10, 2011.
- [180] P. Díaz Villar, “Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos. aplicación a la electrificación rural,” Universidad Politécnica de Madrid, 2003.
- [181] P. Phillips, P. Phillips, and J. J., *Return on Investment (ROI) Basics*. American Society for Training and Development, 2006.
- [182] J. Fraden, *Handbook of Modern Sensors*, 3rd ed. San Diego, California: Springer-Verlag, 2004.
- [183] J. Berk, P. DeMarzo, and D. Stangeland, *Corporate Finance*, 3rd Canadi. Toronto: Pearson, 2015.
- [184] K. Nagaraju and V. Bhavithira, “A Comparative Study of Solar MPPT Control Techniques,” *Middle-East J. Sci. Res.*, vol. 24, no. 4, pp. 1122–1127, 2016.
- [185] A. H. Mutlag, H. Shareef, O. Nameer, and M. Salim, “An Intelligent MPPT Method For PV Systems Operating Under Real Environmental Conditions,” *Int. J. Eng. Sci.*, pp. 1–10, 2016.
- [186] E. Gil, “Fiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos,” Universidad Politécnica de Madrid, 2012.
- [187] L. Barberá, P. Viveros, R. Mena, and V. González-Prida, “Influence of the input load on the reliability of the grinding line a case study applied to the mining industry | Influencia de la carga de alimentación en la fiabilidad de líneas de molienda. Caso de estudio,” *Dyna*, vol. 89, no. 5, pp. 1–13, 2014.

- [188] R. J. Ferrelli, C. E. Contretas, M. Casagrande, V. Laura, and F. Milani, “Estadística de fallas en transformadores de potencia. Implementación de bobinas limitadoras de corriente de cortocircuito.,” in *XIII ERIAC, Décimo tercer encuentro regional iberoamericano de Cigré*, 2009, pp. 1–5.
- [189] C. Tjengdrawira, M. Richter, and I.-T. Theologitis, “Best Practice Guidelines for PV Cost Calculation Accounting for Technical Risks and Assumptions in PV LCOE,” 2016.
- [190] D. Soto and V. Modi, “Simulations of efficiency improvements using measured microgrid data,” *Proc. - 2012 IEEE Glob. Humanit. Technol. Conf. GHTC 2012*, pp. 369–374, 2012.
- [191] T. Castillo-Calzadilla, A. M. Macarulla, C. E. Borges, and A. Alonso-Vicario, “FEASIBILITY AND SIMULATION OF A SOLAR PHOTOVOLTAIC INSTALLATION IN DC FOR A STANDALONE SERVICES BUILDING.”
- [192] European Parliament, “Bring in a universal mobile phone charger for all makes, say MEPs,” no. 20130923, Brussels, p. 20130923, 2013.
- [193] C. Gonzalez, “Este es el último año que cada móvil tendrá un cargador diferente | Smartphones | Cinco Días,” *elpaís.com*, 2016. [Online]. Available: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2016/01/04/smartphones/1451921118_894234.html. [Accessed: 05-Sep-2017].
- [194] M. Marzband, A. Sumper, J. L. Domínguez-García, and R. Gumara-Ferret, “Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, pp. 314–322, 2013.
- [195] M. Götz *et al.*, “Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review,” *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 1371–1390, 2016.
- [196] R. Nataly Echevarria Huaman and T. Xiu Jun, “Energy related CO2 emissions and the progress on CCS projects: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 368–385, 2014.
- [197] T. A. Napp, A. Gambhir, T. P. Hills, N. Florin, and P. S. Fennell, “A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonising energy-intensive manufacturing industries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 616–640, 2014.

ANEXO A: FACTURA MODELO

IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U.
CIF A- 95075586



FACTURA DE ELECTRICIDAD

Página 1 / 3

DATOS DE FACTURA

Periodo de facturación 07/01/2014 - 05/02/2014
Fecha de emisión de factura 6 de febrero de 2014
Fecha prevista de cargo 06/02/2014

Remite: IBERDROLA GENERACION, S.A.U. Apartado de Correos 61175 28880 Madrid

6.041,05 €

RESUMEN DE FACTURACIÓN

ENERGÍA	4.933,96 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS	58,64 €
IVA 21% s/4.992,6	1.048,45 €
TOTAL A PAGAR	6.041,05 €

> ver detalle de facturación y consumo en el reverso

EVOLUCIÓN DE CONSUMO



Este gráfico muestra la evolución de su consumo.
Su consumo medio diario en este último periodo facturado ha sido: 208,31 €
Su consumo medio diario en los últimos 12 meses ha sido: 203,02 €

LE AYUDAMOS A ENTENDER SU FACTURA

Los suministros de más de 15kW de potencia contratada suelen disponer de máxímetro. Es un aparato que registra la potencia máxima de entre todas las potencias cuartohorarias (integración de medidas cada 15 min.) demandadas durante el periodo de facturación. La potencia registrada se utiliza para calcular la potencia a facturar. Si quiere conocer cómo se realiza este cálculo consulte www.iberdrola.es/clientes.

¿QUIERE CONOCER ALGUNOS SENCILLOS CONSEJOS PARA AHORRAR ENERGÍA?

- ✓ En la medida de sus necesidades, sustituya sus bombillas tradicionales por **lámparas de bajo consumo**, que ahorran hasta el 80% de energía eléctrica durante todo el tiempo de funcionamiento y duran 8 veces más.
- ✓ La utilización del **microondas** supone un ahorro energético entre un 60% y un 70% respecto de los hornos convencionales.
- ✓ Siempre que pueda, use programas de lavado a **temperaturas moderadas**, el 90% de la energía que se consume es para calentar el agua. Una colada a 30°C en lugar de 60°C **reduce el gasto energético a la mitad**.
- ✓ **Lavar los platos** con agua caliente **consume un 40% más de energía** que lavar con lavavajillas.

Todos estos consejos y muchos más, los puede consultar en www.iberdrola.es/consejosdeahorro



Siganos en @ruiberdrola

S2014-0001



DATOS RELACIONADOS CON SU SUMINISTRO

Tipo discriminación horaria: 3P
 Potencia contratada: PP: 146 kW PLL: 146 kW PV: 154 kW
 Peaje de acceso a la red (ATR): 3.1A
 Precios de peajes de acceso: B.O.E. del 01/02/2014

CONOZCA AL DETALLE SU FACTURACIÓN Y CONSUMOS

ENERGÍA		
Potencia facturada (07/01/2014-31/01/2014)	PP 135 kW x 3,981396 /kW PLL 128 kW x 2,45522 /kW PV 130,9 kW x 0,56301 /kW	537,49 € 314,27 € 73,70 €
Total importe potencia hasta 31/01/2014		925,46 €
Potencia facturada (31/01/2014-05/02/2014)	PP 135 kW x 0,852039 /kW PLL 128 kW x 0,525429 /kW PV 130,9 kW x 0,120487 /kW	115,03 € 67,25 € 15,77 €
Total importe potencia hasta 05/02/2014		198,05 €
Energía facturada (07/01/2014-31/01/2014)	P 8.592 kWh x 0,104152 /kWh LL 16.994,48 kWh x 0,090997 /kWh V 11.733,52 kWh x 0,060495 /kWh	894,87 € 1.546,45 € 709,82 €
Total 37.320 kWh hasta 31/01/2014		3.151,14 €
Energía facturada (31/01/2014-05/02/2014)	P 1.790 kWh x 0,104593 /kWh LL 3.540,52 kWh x 0,091394 /kWh V 2.444,48 kWh x 0,060754 /kWh	187,22 € 323,58 € 148,51 €
Total 7.775 kWh hasta 05/02/2014		659,31 €
TOTAL ENERGÍA		4.933,96 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		
Alquiler equipos medida (07/01/2014-05/02/2014)	1 mes x 58,64 /mes	58,64 €
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		58,64 €
IMPORTE TOTAL		4.992,60 €
IVA	21%/4.992,6	1.048,45 €
TOTAL IMPORTE FACTURA		6.041,05 €

CONSUMOS

Nº contador	Periodo horario	Desde	Lectura	Hasta	Lectura	Consumo/Potencia
	Energía activa P1	07/01/2014	00298431	05/02/2014	00308813	10.382 kWh
	Energía activa P2	07/01/2014	00998088	05/02/2014	01015250	17.162 kWh
	Energía activa P3	07/01/2014	00399849	05/02/2014	00406755	6.906 kWh
	Energía activa P4	07/01/2014	00339641	05/02/2014	00339641	0 kWh
	Energía activa P5	07/01/2014	00227617	05/02/2014	00230990	3.373 kWh
	Energía activa P6	07/01/2014	00418401	05/02/2014	00425673	7.272 kWh
	Energía reactiva P1	07/01/2014	00000287	05/02/2014	00000287	0 kVArh
	Energía reactiva P2	07/01/2014	00000789	05/02/2014	00000789	0 kVArh
	Energía reactiva P3	07/01/2014	00000020	05/02/2014	00000020	0 kVArh
	Energía reactiva P4	07/01/2014	00000341	05/02/2014	00000341	0 kVArh

Continúa en la página siguiente

Su gestor personal: 944 66 46 67

Puntos de atención

Atención Averías de Red: 900 171 171



www.iberdrola.es/clientes

Nº contador	Periodo horario	Desde	Lectura	Hasta	Lectura	Consumo/Potencia
	Energía reactiva P5	07/01/2014	00000054	05/02/2014	00000054	0 kVArh
	Energía reactiva P6	07/01/2014	00000008	05/02/2014	00000008	0 kVArh
	Maxímetro P1	07/01/2014	000000,00	05/02/2014	000135,00	135 kW
	Maxímetro P2	07/01/2014	000000,00	05/02/2014	000128,00	128 kW
	Maxímetro P3	07/01/2014	000000,00	05/02/2014	000108,00	108 kW
	Maxímetro P4	07/01/2014	000000,00	05/02/2014	000000,00	0 kW
	Maxímetro P5	07/01/2014	000000,00	05/02/2014	000118,00	118 kW
	Maxímetro P6	07/01/2014	000000,00	05/02/2014	000111,00	111 kW

Última lectura: real

La lectura real es el valor leído por su distribuidor en su contador en la fecha indicada.

La lectura estimada es un valor que su distribuidor calcula tomando como base los consumos históricos y según una fórmula reglamentada por el Ministerio de Industria.

INFORMACIÓN DE UTILIDAD

- I En cumplimiento con la entrada en vigor de la SEPA, Zona Única de Pagos en Euros, a partir del 1 de febrero de 2014, los datos relativos a la domiciliación bancaria de su factura se han adaptado a la nueva normativa europea (Reglamento 260/2012). Más información en la web del Banco de España www.datecuenta.es
- I De acuerdo con las condiciones contractuales, los precios se han actualizado con la variación de los conceptos regulados recogida en la Orden IET/107/2014, de fecha 31 de enero de 2014.
- I La base imponible y el importe del Impuesto Eléctrico correspondiente a la totalidad de la factura es de 4.693,97 y 239,99 Euros, respectivamente. El tipo aplicable es el que regulatoriamente se establece: 4,864% x 1,05113.
- I Para realizar cualquier consulta, gestión o presentar una reclamación puede llamar al Teléfono del Cliente 900 225 235. Otras opciones y más información en www.iberdrola.es/clientes/contacto

Duplicado

Su gestor personal: 944 66 46 67

Puntos de atención

Atención Averías de Red: 900 171 171



www.iberdrola.es/clientes