

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis y evolución de los factores relativos a la  
incidencia ambiental de las instalaciones  
fotovoltaicas

Autora: María Auxiliadora La Casa Rodríguez

Tutores: Prof. Dr. Isidoro Lillo Bravo y Prof. Dr. José María Delgado  
Sánchez

Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

# **Análisis y evolución de los factores relativos a la incidencia ambiental de las instalaciones fotovoltaicas**

Autora:

María Auxiliadora La Casa Rodríguez

Tutores:

Isidoro Lillo Bravo – Profesor Titular

José María Delgado Sánchez - Profesor Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Grado: Análisis y evolución de los factores relativos a la incidencia ambiental de las instalaciones fotovoltaicas

Autora: María Auxiliadora La Casa Rodríguez

Tutores: Prof. Dr. Isidoro Lillo Bravo y Prof. Dr. José María Delgado Sánchez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*

*A mis amigos y compañeros*





# Agradecimientos

---

Con este trabajo cierro una etapa que me ha hecho crecer tanto en el ámbito personal como en el académico. Me gustaría expresar mi profundo agradecimiento a todas aquellas personas que me han ayudado a lograrlo.

A mis padres, por ser un gran ejemplo a seguir y el pilar fundamental de mi vida.

A mi familia, amigos y compañeros, por su apoyo incondicional y por haber estado a mi lado en cada momento.

A mis profesores, especialmente a los tutores de este trabajo, por su implicación y por todo lo que me han enseñado.

*María Auxiliadora La Casa Rodríguez*

*Sevilla, 2022*



Con el objetivo de incentivar el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos, se han realizado multitud de estudios a lo largo de los últimos años. En ellos, se ha llevado a cabo una evaluación de las virtudes energéticas y ambientales del uso de estos sistemas, teniendo en consideración su ciclo de vida completo. Sin embargo, existen limitaciones relacionadas con la disponibilidad de datos, así como la rápida evolución de la tecnología. Todo ello provoca que la comunidad científica considere una gran diversidad de hipótesis y asuma diferentes parámetros de partida al realizar sus evaluaciones, lo que conlleva, a su vez, la obtención de resultados muy variados.

En consecuencia, existe un desconocimiento general asociado a las posibles ventajas y desventajas de la energía fotovoltaica, desde los puntos de vista energético y medioambiental; impidiendo conocer con certeza la posibilidad de una evolución tecnológica medioambientalmente sostenible.

Por esta razón, en el presente trabajo se va a realizar un análisis de la bibliografía y las fuentes disponibles, examinando, concretamente, siete tipos de tecnologías fotovoltaicas. Para ello, se evaluará el impacto medioambiental y el desarrollo tecnológico de cada una de ellas, realizando, a su vez, una comparación entre las mismas. De este modo, se finalizará el estudio comenzado anteriormente en 2005, estableciendo un periodo de análisis suficiente (2005-2022) como para poder extraer conclusiones firmes y efectivas; aportando, asimismo, una visión general del sector fotovoltaico durante estos últimos años.



With the aim of encouraging the development of photovoltaic systems, many studies have been carried out in recent years. In them, an evaluation of the energetic and environmental virtues of the use of these systems was performed, taking into account their complete life cycle. However, there are limitations related to the availability of data, as well as the rapid evolution of technology, which causes the scientific community to consider a great diversity of hypotheses and assume different starting parameters when carrying out its evaluations, leading to the obtention of very varied results.

Consequently, there is a general lack of knowledge associated with the possible advantages and disadvantages of photovoltaic energy, from the energy and environmental points of view, which prevents knowing with certainty the possibility of an environmentally sustainable technological evolution.

For this reason, in the present work, the bibliography and the available sources will be analyzed, examining, specifically, seven types of photovoltaic technologies. In order to do this, the environmental impact and technological development of each of them will be evaluated, making, as well, a comparison between them. In this way, the study previously begun in 2005 will be completed, establishing a sufficient period of analysis (2005-2022) to be able to draw firm and effective conclusions; also providing an overview of the photovoltaic sector in recent years.

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xxi</b>
<b>Notación</b>	<b>xxiv</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Propósito y plan de la exposición</b>	<b>3</b>
2.1 <i>Objetivos</i>	3
2.2 <i>Antecedentes</i>	3
2.2.1 <i>Fundamento del trabajo</i>	3
2.2.2 <i>Situación actual y desarrollo histórico</i>	4
2.3 <i>Metodología</i>	5
2.4 <i>Estructura</i>	5
<b>3 Bibliografía y fuentes utilizadas</b>	<b>7</b>
3.1 <i>A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory (Müller et al., 2021)</i>	7
3.2 <i>Life cycle assessment for a grid-connected multi-crystalline silicon photovoltaic system of a 3 kWp: A case study for Mexico (Santoyo-Castelazo et al., 2021)</i>	8
3.3 <i>Energy and environmental impacts of a 37.57 MW dc ground-mounted large-scale photovoltaic system in Malaysia: A life-cycle approach (Mohd Nordin et al., 2022)</i>	8
3.4 <i>A Life Cycle Assessment Model for Quantification of Environmental Footprints of a 3.6 kWp Photovoltaic System in Bangladesh (Rahman et al., 2019)</i>	9
3.5 <i>Application of LCA to Determine Environmental Impact of Concentrated Photovoltaic Solar Panels—State-of-the-Art (Ziemińska-stolarska et al., 2021)</i>	9
3.6 <i>Effect of Photovoltaic (PV) Module Degradation Rate on The Greenhouse Gas Emissions: A Life-Cycle Assessment (Mohd Nordin et al., 2021)</i>	10
3.7 <i>Are rooftop photovoltaic systems a sustainable solution for Europe? A life cycle impact assessment and cost analysis (Martinopoulos, 2020)</i>	10
3.8 <i>Estimating the environmental footprint of a grid-connected 20 MWp photovoltaic system (Szilágyi &amp; Gróf, 2020)</i>	11
3.9 <i>Third generation of photovoltaic panels: A life cycle assessment (Krebs-Moberg et al., 2021)</i>	11
<b>4 Base de datos</b>	<b>13</b>
4.1 <i>Silicio monocristalino</i>	13
4.2 <i>Silicio policristalino</i>	26
4.3 <i>Teleruro de cadmio</i>	40
4.4 <i>Silicio amorfo</i>	48
4.5 <i>CIS/CIGS</i>	54
4.6 <i>Ribbon-Si</i>	60

4.7	<i>HCPV</i>	63
<b>5</b>	<b>Análisis de la variabilidad</b>	<b>69</b>
5.1	<i>Definiciones</i>	69
5.1.1	Eficiencia del módulo	69
5.1.2	Coeficiente de rendimiento	69
5.1.3	Tiempo de vida	69
5.1.4	Irradiación	69
5.1.5	EPBT	70
5.1.6	Emisiones de gases de efecto invernadero	70
5.1.7	ERF	71
5.1.8	GPBT	71
5.2	<i>Resumen de las variables</i>	71
5.2.1	Silicio monocristalino	71
5.2.2	Silicio policristalino	77
5.2.3	Teleruro de cadmio	82
5.2.4	Silicio amorfo	87
5.2.5	CIS/CIGS	90
5.2.6	Ribbon-Si	94
5.2.7	HCPV	97
5.3	<i>Valoración de los estudios</i>	101
<b>6</b>	<b>Evolución temporal</b>	<b>105</b>
6.1	<i>Silicio monocristalino</i>	105
6.2	<i>Silicio policristalino</i>	107
6.3	<i>Teleruro de cadmio</i>	109
6.4	<i>Silicio amorfo</i>	110
6.5	<i>CIS/CIGS</i>	112
6.6	<i>Ribbon-Si</i>	114
6.7	<i>HCPV</i>	116
<b>7</b>	<b>Propuesta metodológica</b>	<b>121</b>
7.1	<i>Bases de la propuesta metodológica</i>	121
7.2	<i>Valores de las variables y justificación</i>	122
7.3	<i>Método de evaluación</i>	123
<b>8</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>125</b>
	<b>Referencias</b>	<b>127</b>





# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1 Resumen de las variables obtenidas (Müller et al., 2021)	8
Tabla 2 Resumen de las variables obtenidas (Santoyo-Castelazo et al., 2021)	8
Tabla 3 Resumen de las variables obtenidas (Mohd Nordin et al., 2022)	9
Tabla 4 Resumen de las variables obtenidas (Rahman et al., 2019)	9
Tabla 5 Resumen de las variables obtenidas (Ziemińska-stolarska et al., 2021)	9
Tabla 6 Resumen de las variables obtenidas (Mohd Nordin et al., 2021) I	10
Tabla 7 Resumen de las variables obtenidas (Martinopoulos, 2020)	11
Tabla 8 Resumen de las variables obtenidas (Szilágyi & Gróf, 2020)	11
Tabla 9 Resumen de las variables obtenidas (Krebs-Moberg et al., 2021)	11
Tabla 10 Instalaciones de silicio monocristalino I – 1/4	13
Tabla 11 Instalaciones de silicio monocristalino I – 2/4	14
Tabla 12 Instalaciones de silicio monocristalino I – 3/4	15
Tabla 13 Instalaciones de silicio monocristalino I – 4/4	16
Tabla 14 Instalaciones de silicio monocristalino II – 1/5	17
Tabla 15 Instalaciones de silicio monocristalino II – 2/5	18
Tabla 16 Instalaciones de silicio monocristalino II – 3/5	19
Tabla 17 Instalaciones de silicio monocristalino II – 4/5	20
Tabla 18 Instalaciones de silicio monocristalino II – 5/5	21
Tabla 19 Instalaciones de silicio monocristalino III – 1/4	22
Tabla 20 Instalaciones de silicio monocristalino III – 2/4	23
Tabla 21 Instalaciones de silicio monocristalino III – 3/4	24
Tabla 22 Instalaciones de silicio monocristalino III – 4/4	25
Tabla 23 Instalaciones de silicio policristalino I – 1/4	26
Tabla 24 Instalaciones de silicio policristalino I – 2/4	27
Tabla 25 Instalaciones de silicio policristalino I – 3/4	28
Tabla 26 Instalaciones de silicio policristalino I – 4/4	29
Tabla 27 Instalaciones de silicio policristalino II – 1/6	30
Tabla 28 Instalaciones de silicio policristalino II – 2/6	31
Tabla 29 Instalaciones de silicio policristalino II – 3/6	32
Tabla 30 Instalaciones de silicio policristalino II – 4/6	33
Tabla 31 Instalaciones de silicio policristalino II – 5/6	34

Tabla 32 Instalaciones de silicio policristalino II – 6/6	35
Tabla 33 Instalaciones de silicio policristalino III – 1/4	36
Tabla 34 Instalaciones de silicio policristalino III – 2/4	37
Tabla 35 Instalaciones de silicio policristalino III – 3/4	38
Tabla 36 Instalaciones de silicio policristalino III – 4/4	39
Tabla 37 Instalaciones de telururo de cadmio I – 1/2	40
Tabla 38 Instalaciones de telururo de cadmio I – 2/2	41
Tabla 39 Instalaciones de telururo de cadmio II – 1/3	42
Tabla 40 Instalaciones de telururo de cadmio II – 2/3	43
Tabla 41 Instalaciones de telururo de cadmio II – 3/3	44
Tabla 42 Instalaciones de telururo de cadmio III – 1/3	45
Tabla 43 Instalaciones de telururo de cadmio III – 2/3	46
Tabla 44 Instalaciones de telururo de cadmio III – 3/3	47
Tabla 45 Instalaciones de silicio amorfo I 1/2	48
Tabla 46 Instalaciones de silicio amorfo I – 2/2	49
Tabla 47 Instalaciones de silicio amorfo II – 1/2	50
Tabla 48 Instalaciones de silicio amorfo II – 2/2	51
Tabla 49 Instalaciones de silicio amorfo III – 1/2	52
Tabla 50 Instalaciones de silicio amorfo III – 2/2	53
Tabla 51 Instalaciones CIS/CIGS I – 1/2	54
Tabla 52 Instalaciones CIS/CIGS I – 2/2	55
Tabla 53 Instalaciones CIS/CIGS II – 1/2	56
Tabla 54 Instalaciones CIS/CIGS II – 2/2	57
Tabla 55 Instalaciones CIS/CIGS III – 1/2	58
Tabla 56 Instalaciones CIS/CIGS III – 2/2	59
Tabla 57 Instalaciones de Ribbon-Si I	60
Tabla 58 Instalaciones de Ribbon-Si II	61
Tabla 59 Instalaciones de Ribbon-Si III	62
Tabla 60 Instalaciones de alta concentración I – 1/2	63
Tabla 61 Instalaciones de alta concentración I – 2/2	64
Tabla 62 Instalaciones de alta concentración II – 1/2	65
Tabla 63 Instalaciones de alta concentración II – 2/2	66
Tabla 64 Instalaciones de alta concentración III – 1/2	67
Tabla 65 Instalaciones de alta concentración III – 2/2	68
Tabla 66 Resumen de las variables (mono-Si) I	72
Tabla 67 Resumen de las variables (mono-Si) II	73
Tabla 68 Resumen de las variables (mono-Si) III	74
Tabla 69 Resumen de las variables (poli-Si) I	77
Tabla 70 Resumen de las variables (poli-Si) II	78

Tabla 71 Resumen de las variables (poli-Si) III	79
Tabla 72 Resumen de las variables (poli-Si) IV	80
Tabla 73 Resumen de las variables (CdTe) I	83
Tabla 74 Resumen de las variables (CdTe) II	84
Tabla 75 Resumen de las variables (a-Si) I	87
Tabla 76 Resumen de las variables (a-Si) II	88
Tabla 77 Resumen de las variables (CIS/CIGS) I	90
Tabla 78 Resumen de las variables (CIS/CIGS) II	91
Tabla 79 Resumen de las variables (Ribbon-Si)	94
Tabla 80 Resumen de las variables (HCPV) I	97
Tabla 81 Resumen de las variables (HCPV) II	98
Tabla 82 Calificación de los estudios en función de los datos proporcionados I	101
Tabla 83 Calificación de los estudios en función de los datos proporcionados II	102
Tabla 84 Calificación de los estudios en función de los datos proporcionados III	103
Tabla 85 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (mono-Si)	107
Tabla 86 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (mono-Si)	107
Tabla 87 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (poli-Si)	108
Tabla 88 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (poli-Si)	109
Tabla 89 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (CdTe)	110
Tabla 90 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (CdTe)	110
Tabla 91 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (a-Si)	112
Tabla 92 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (a-Si)	112
Tabla 93 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (CIS/CIGS)	114
Tabla 94 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (CIS/CIGS)	114
Tabla 95 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (ribbon-Si)	116
Tabla 96 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (ribbon-Si)	116
Tabla 97 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (HCPV)	119
Tabla 98 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (HCPV)	119
Tabla 99 Factores relativos al módulo fotovoltaico	121
Tabla 100 Factores relativos a la instalación	122
Tabla 101 Valores asumidos para la propuesta	122



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1 Esquema de las etapas del ACV	5
Figura 2 Rango de las variables analizadas (mono-Si) I	74
Figura 3 Rango de las variables analizadas (mono-Si) II	75
Figura 4 Rango de las variables analizadas (mono-Si) III	75
Figura 5 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (mono-Si)	76
Figura 6 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (mono-Si)	76
Figura 7 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (mono-Si)	77
Figura 8 Rango de las variables analizadas (poli-Si) I	80
Figura 9 Rango de las variables analizadas (poli-Si) II	80
Figura 10 Rango de las variables analizadas (poli-Si) III	81
Figura 11 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (poli-Si)	81
Figura 12 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (poli-Si)	82
Figura 13 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (poli-Si)	82
Figura 14 Rango de las variables analizadas (CdTe) I	84
Figura 15 Rango de las variables analizadas (CdTe) II	85
Figura 16 Rango de las variables analizadas (CdTe) III	85
Figura 17 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (CdTe)	86
Figura 18 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (CdTe)	86
Figura 19 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (CdTe)	87
Figura 20 Rango de las variables analizadas (a-Si) I	88
Figura 21 Rango de las variables analizadas (a-Si) II	88
Figura 22 Rango de las variables analizadas (a-Si) III	89
Figura 23 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (a-Si)	89
Figura 24 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (a-Si)	90
Figura 25 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (a-Si)	90
Figura 26 Rango de las variables analizadas (CIS/CIGS) I	92
Figura 27 Rango de las variables analizadas (CIS/CIGS) II	92
Figura 28 Rango de las variables analizadas (CIS/CIGS) III	92
Figura 29 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (CIS/CIGS)	93
Figura 30 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (CIS/CIGS)	93

Figura 31 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (CIS/CIGS)	94
Figura 32 Rango de las variables analizadas (Ribbon-Si) I	95
Figura 33 Rango de las variables analizadas (Ribbon-Si) II	95
Figura 34 Rango de las variables analizadas (Ribbon-Si) III	95
Figura 35 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (Ribbon-Si)	96
Figura 36 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (Ribbon-Si)	96
Figura 37 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (Ribbon-Si)	97
Figura 38 Rango de las variables analizadas (HCPV) I	99
Figura 39 Rango de las variables analizadas (HCPV) II	99
Figura 40 Rango de las variables analizadas (HCPV) III	99
Figura 41 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (HCPV)	100
Figura 42 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (HCPV)	100
Figura 43 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (HCPV)	101
Figura 44 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (mono-Si)	105
Figura 45 Evolución del EPBT y ERF (mono-Si)	106
Figura 46 Evolución de las emisiones de GHG (mono-Si)	106
Figura 47 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (poli-Si)	107
Figura 48 Evolución del EPBT y ERF (poli-Si)	108
Figura 49 Evolución de las emisiones de GHG (poli-Si)	108
Figura 50 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (CdTe)	109
Figura 51 Evolución del EPBT y ERF (CdTe)	109
Figura 52 Evolución de las emisiones de GHG (CdTe)	110
Figura 53 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (a-Si)	111
Figura 54 Evolución del EPBT y ERF (a-Si)	111
Figura 55 Evolución de las emisiones de GHG (a-Si)	112
Figura 56 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (CIS/CIGS)	113
Figura 57 Evolución del EPBT y ERF (CIS/CIGS)	113
Figura 58 Evolución de las emisiones de GHG (CIS/CIGS)	114
Figura 59 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (ribbon-Si)	115
Figura 60 Evolución del EPBT y ERF (ribbon-Si)	115
Figura 61 Evolución de las emisiones de GHG (ribbon-Si)	116
Figura 62 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (HCPV)	117
Figura 63 Evolución del EPBT (HCPV)	117
Figura 64 Evolución del ERF (HCPV)	118
Figura 65 Evolución de las emisiones de GHG (HCPV)	118



# Notación

---

ACV	Análisis de Ciclo de Vida
$A_{PV}$	Área del módulo fotovoltaico
a-Si	Silicio amorfo
BOS	Balance of System
C	Coefficiente de conversión
Cap	Capacidad de la instalación
CdTe	Teleruro de cadmio
CIGS	Paneles de cobre, indio, galio y selenio
CIS	Paneles de cobre, indio y selenio
CPV	Concentrated photovoltaic
$d_n$	Degradación anual
$E_{BOS}$	Energía primaria correspondiente al BOS
$E_{des}$	Energía primaria necesaria para el desmantelamiento
$E_{fab}$	Energía primaria requerida en la fabricación del módulo
Efi	Eficiencia del módulo
$E_{inv}$	Energía primaria necesaria para la fabricación del inversor
EPBT	Energy Payback Time (tiempo de retorno energético)
ERF	Energy Return Factor (factor de retorno energético)
$E_{rec}$	Energía primaria consumida durante el reciclado
$E_{ter}$	Energía primaria consumida en la preparación de los terrenos
$E_{total}$	Energía primaria total requerida
$E_{trans}$	Energía primaria consumida durante el transporte
EE. UU.	Estados Unidos
$F_{mix}$	Factor de emisiones
g	Gramo
GEA	Generación eléctrica anual
GEI	Gases de efecto invernadero
GHG	Greenhouse Gases (gases de efecto invernadero)
$GHG_{ev}$	Gases de efecto invernadero evitados
$GJ_p$	Gigajulio primario
GM	Ground-mounted
GPBT	Greenhouse-gas Payback Time (tiempo de retorno de los GEI)
HCPV	High-concentration photovoltaics (energía solar fotovoltaica de alta concentración)
I	Irradiación anual
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
Kg	Kilogramo



kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
kWp	Kilovatio pico
LCA	Life Cycle Assessment
LCI	Life Cycle Inventory
LCPV	Low-concentration photovoltaics
LT	Lifetime (tiempo de vida)
ME	Mix energético
MG-Si	Metallurgical Grade Silicon
MJ	Megajulio
MJ <sub>el</sub>	Megajulio eléctrico
MJ <sub>p</sub>	Megajulio primario
MJ <sub>t</sub>	Megajulio térmico
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
mono-Si	Silicio monocristalino
multi-Si	Silicio multicristalino
m <sup>2</sup>	Metro cuadrado
OPV	Organic Photovoltaic
poli-Si	Silicio policristalino
PR	Performance Ratio (coeficiente de rendimiento)
PSC	Perovskite Solar Cell
PV	Sistema fotovoltaico
PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme
Rem	Reemplazamientos de componentes
Rel	Relación entre el área del módulo y el área total
Ribbon-Si	Paneles de cinta de silicio
RT	Rooftop
S	Sistema de implementación
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UE	Unión Europea
Wp	Vatio pico
η	Rendimiento del panel

# 1 INTRODUCCIÓN

---

El incesante crecimiento de la demanda energética, provocado por el continuo aumento de la población, ha puesto de manifiesto la imperiosa necesidad de encontrar soluciones que permitan satisfacerla. El sector de la energía es uno de los principales focos de emisión de gases de efecto invernadero, además de otras perjudiciales consecuencias ambientales, lo que contribuye sobremedida al calentamiento global, un efecto nocivo que se encuentra en el punto de mira por el fuerte rechazo que origina.

Actualmente, la producción de energía está dominada principalmente por los recursos fósiles, que son escasos y no respetuosos con el medio ambiente, lo que reivindica, aún más si cabe, la obligación de una urgente transición hacia la producción de una energía más limpia. Con este objetivo y con la intención de cumplir las cada vez más restrictivas leyes medioambientales aparecen, cobrando una relevancia fundamental, las fuentes de recursos renovables. De todas ellas, destaca la energía solar, pues se trata de una fuente inagotable de energía cuyo alcance es elevado, desde su utilización en grandes plantas hasta su aplicación de forma particular y a pequeña escala en las viviendas.

Concretamente, se propone como objeto de estudio en este trabajo las instalaciones solares fotovoltaicas, que tienen como fin producir electricidad directamente a partir de la radiación solar, y más específicamente, el impacto ambiental que tienen. Por un lado, últimamente, la evolución de estos sistemas se ha centrado en la reducción de la energía primaria necesaria durante el procesado de los módulos de silicio, pues esta constituye el principal requerimiento energético del sistema, afectando, consecuentemente, al coste de producción y al precio de la energía. Por otro lado, cabe comentar que los sistemas fotovoltaicos apenas producen emisiones en su funcionamiento. Sin embargo, sus procesos de fabricación no están libres de ellas. Ello se debe al uso de recursos no renovables, además de las emisiones generadas por el tratamiento de otros materiales como, por ejemplo, el aluminio. Por todos estos motivos, sería recomendable promover el uso de fuentes de energía renovables para la fabricación de los paneles, así como la reutilización de las materias primas empleadas a tal propósito.

Para estimular el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos, se han realizado multitud de estudios a lo largo de los últimos años. En ellos, se ha llevado a cabo una evaluación de las ventajas energéticas y ambientales del uso de estos sistemas, teniendo en consideración su ciclo de vida completo. Un método estandarizado y prácticamente empleado por la mayoría de los autores es el llamado método *Análisis de Ciclo de Vida* (ACV), que se caracteriza por valorar los impactos ambientales, el agotamiento de los recursos, las emisiones y el consumo de energía no renovable a lo largo del ciclo de vida de una determinada tecnología.

Sin embargo, a pesar de que las políticas y estrategias de investigación recomiendan la aplicación de la evaluación del ciclo de vida para guiar las tecnologías emergentes hacia una disminución de la carga ambiental, existen barreras relacionadas con la disponibilidad de datos, así como la rápida evolución de la tecnología. Todo ello, junto con la confidencialidad de los resultados de las empresas desarrolladoras, provoca que la comunidad científica considere una gran variedad de hipótesis a la hora de realizar sus evaluaciones. Ello implica, a su vez, un desconocimiento general asociado a las posibles ventajas y desventajas de la energía fotovoltaica, desde los puntos de vista energético, económico y medioambiental; impidiendo, en consecuencia, conocer con certeza la posibilidad de una evolución tecnológica medioambientalmente sostenible.



## 2 PROPÓSITO Y PLAN DE LA EXPOSICIÓN

---

A continuación, se van a presentar los principales objetivos que se pretenden alcanzar. Seguidamente, se va a explicar la procedencia del análisis que se aspira completar con la realización de este trabajo. Además, con el fin de poder conocer la tecnología objeto de estudio, se va a describir su presente situación y la evolución histórica que ha sufrido a lo largo de los últimos años. Por último, se comentará, de forma breve, la metodología empleada para realizar las evaluaciones energéticas y se explicará de manera detallada la estructura del trabajo, con el objetivo de poder conocer lo desarrollado en los diferentes capítulos, así como la información facilitada en los mismos.

### 2.1 Objetivos

Se puede establecer que existen una serie de objetivos fundamentales que se procuran conseguir a lo largo del desarrollo del presente trabajo.

Por un lado, se aspira evaluar la situación actual correspondiente a la información disponible acerca de la incidencia ambiental de las tecnologías fotovoltaicas objeto de estudio a través de la revisión bibliográfica de artículos de revistas especializadas. De esta forma, se analizará la procedencia de esta información y se valorará su calidad en función de la cantidad de datos proporcionados, remarcando, a su vez, la gran diferencia existente entre los diferentes estudios e informes examinados, lo que imposibilita una comparación directa entre ellos.

Por otro lado, se van a estudiar, en profundidad y de forma exhaustiva, las evoluciones de las incidencias ambientales individuales de las diferentes tecnologías fotovoltaicas a lo largo de los últimos años, con la finalidad de poder extraer diversas conclusiones acerca de las mismas. De este modo, se aportará una visión general del sector fotovoltaico, así como de las tendencias a esperar de las tecnologías en los próximos años.

### 2.2 Antecedentes

#### 2.2.1 Fundamento del trabajo

Este trabajo constituye una continuación y ampliación de los previamente realizados por (Cabello Villar, 2013) y (Cebaqueba Gutiérrez, 2019). Con ello, se pretende proseguir con el análisis detallado de los potenciales ambientales y energéticos de las tecnologías fotovoltaicas, mediante la determinación de las siguientes variables: el factor de retorno energético, las emisiones de gases de efecto invernadero, el tiempo de retorno energético y el tiempo de retorno de las emisiones.

Para ello, se ha desarrollado una comparación de los datos obtenidos de los distintos artículos de las revistas de mejor impacto del sector. Además, se propone una metodología para así evaluar el impacto potencial de las tecnologías fotovoltaicas.

En primer lugar, (Cabello Villar, 2013) realizó una búsqueda bibliográfica desde 2005 hasta 2013 y, en segundo lugar, (Cebaqueba Gutiérrez, 2019) la continuó hasta 2019. En el presente trabajo, se ha completado esta búsqueda hasta el año 2022, finalizando así la misma, pues el período de tiempo considerado (2005-2022) puede considerarse suficiente para extraer conclusiones firmes y efectivas.

Al igual que en el anterior trabajo de (Cebaqueba Gutiérrez, 2019), las tecnologías fotovoltaicas analizadas son las siguientes: *silicio monocristalino* (mono-Si), *silicio policristalino* (poli-Si), *teleruro de cadmio* (CdTe), *silicio amorfo* (a-Si), *ribbon-Si*, *calcopirita* (CIS/CIGS) y *alta concentración* (HCPV). De igual modo, además de la comparación de las tecnologías mediante la determinación de los índices energéticos ya mencionados, se ha estudiado la evolución en función de la generación eléctrica anual de algunas de las variables consideradas, concretamente del *Energy Payback Time* (EPBT), el *Energy Return Factor* (ERF) y las emisiones de *Greenhouse Gases* (GHG), todo ello con el objetivo de examinar la constante evolución del sector fotovoltaico.

Por otro lado, al concluir el estudio con la realización de este trabajo, cabe destacar que la base de datos

está constituida por un total de 250 instalaciones fotovoltaicas, de las cuales 61 son de silicio monocristalino, 68 de silicio policristalino, 35 de telururo de cadmio, 19 de silicio amorfo, 27 de CIS/CIGS, 11 de ribbon-Si y 29 de HCPV. Se han evaluado 25 variables de cada instalación, por lo que, en total, la base de datos se compone de 6.250 variables.

### 2.2.2 Situación actual y desarrollo histórico

El mercado de la energía fotovoltaica ha sufrido un enorme crecimiento durante los últimos años, alcanzando potencias cada vez más elevadas. Tal y como indica el Pacto Verde Europeo (Comisión Europea, 2019), los 27 estados miembros se han comprometido a que la *Unión Europea* (UE) sea la primera zona climáticamente neutra en 2050. Para ello, se ha propuesto el objetivo de reducir las emisiones un 55% en 2030 respecto a los niveles de 1990. Ello indica la necesidad de un auge de las energías renovables, concretamente, en referencia a las tecnologías fotovoltaicas, resulta imprescindible un desarrollo de estas para disminuir su impacto y colaborar, por tanto, en el camino hacia una generación eléctrica lo más renovable posible.

Sin embargo, las distintas tecnologías existentes para el aprovechamiento de los recursos renovables no son capaces de satisfacer la demanda de energía primaria y algunas de ellas poseen numerosas desventajas, entre las que cabe destacar las siguientes: la generación es intermitente en muchos casos, lo que imposibilita una producción estable y las eficiencias suelen ser relativamente bajas. (Cucchiella & Dadamo, 2012).

No obstante, respecto a las tecnologías fotovoltaicas, estas presentan una principal ventaja que consiste en la reducción de las emisiones contaminantes. Los módulos fotovoltaicos están formados por células solares asociadas entre sí. Estas células son los dispositivos encargados de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. A su vez, los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse según el tipo de celda que utilizan:

- Basados en el silicio: monocristalino (mono-Si), policristalino (poli-Si), *ribbon crystalline silicon* (Ribbon-Si) y silicio amorfo (a-Si).
- No basados en el silicio: *cadmium telluride* (CdTe), *copper indium* (gallium) o *diselenide* (CIS o CIGS).
- Nuevos sistemas de alta concentración (HCPV).

En cuanto a la evolución histórica de las diferentes tecnologías, cabe comentar que aquella fundamentada en el silicio cristalino fue la primera en desarrollarse. Por ello, es conocida como la primera generación tecnológica y está basada en capas de silicio. Se trata de una técnica bastante madura, pues es remarcable su éxito, desde su introducción al mercado en los sistemas aislados hasta su aplicación en sistemas conectados a la red. Actualmente, los costes son muy reducidos y se trata de la tecnología dominante en la producción comercial constituyendo, aproximadamente, el 86% del mercado de células solares terrestres. No obstante, cuando se desarrolló, el coste de producción era elevado, debido al complicado procesado del silicio y su alta demanda de energía. Además, las obleas de silicio eran frágiles, lo que dificultaba los procesos y limitaba su aplicación. (Colaboradores de Wikipedia, 2022).

Por tanto, con el objetivo de paliar algunos de estos inconvenientes, se desarrolla una segunda generación conocida como capa delgada, aunque los costes siguen siendo altos y su eficiencia es incluso menor que los de primera generación. Además, la tecnología de telururo de cadmio presenta problemas de toxicidad.

Todo ello indica la necesidad de desarrollar una tercera generación, la cual se estima que alcanzará mayores eficiencias y reducirá los costes en comparación con la primera y la segunda generación. A diferencia de los citados anteriormente, se trata de módulos fotovoltaicos que utilizan células construidas con materiales especiales derivados del carbono. Sin embargo, su principal desventaja radica en sus bajos rendimientos y la necesidad de grandes superficies para obtener una potencia determinada. Además, su vida útil suele ser menor que la de las anteriores generaciones.

Por último, es necesario mencionar los módulos de alta concentración fotovoltaica, los cuales se caracterizan por poseer una superficie de panel relativamente pequeña gracias al uso de lentes o elementos ópticos que concentran los rayos solares sobre ellos. No obstante, a pesar de aportar numerosas ventajas, esta tecnología no está muy extendida en la actualidad. (Cabello Villar, 2013).

## 2.3 Metodología

La búsqueda de información se ha llevado a cabo, como se ha mencionado anteriormente, a través de las revistas de mejor impacto del sector. Para ello, se ha recurrido a las bases de datos con acuerdo de explotación con la Biblioteca de la Universidad de Sevilla, de las cuales *ScienceDirect* y *Scopus* han sido las más frecuentadas.

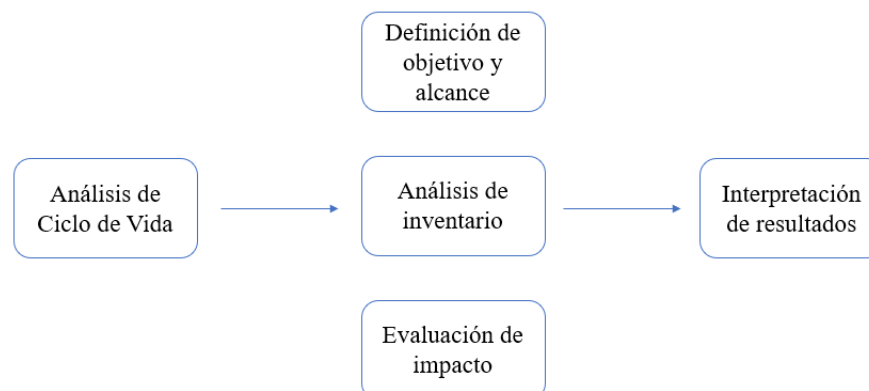
Debido a que el objetivo del trabajo trata sobre los parámetros referentes a los sistemas fotovoltaicos, la inclusión de palabras claves como *photovoltaic*, *PV* o *photovoltaic system* suele ser suficientemente restrictiva para limitar la búsqueda a la tecnología bajo estudio. No obstante, este límite es demasiado extenso para encontrar la información deseada, por lo que se van a incluir otros términos que versen las finalidades del trabajo como, por ejemplo, EPBT o GHG.

Por otro lado, como se va a explicar a continuación, el análisis específico del cálculo de las variables requiere de la sistematización del método de trabajo, por lo que emplear términos como *Life Cycle Assessment* (LCA) o *Life Cycle Inventory* (LCI) encamina la búsqueda hacia estudios bajo este método de trabajo.

Tal y como se ha comentado, en los diferentes estudios de la comunidad científica analizados a lo largo del presente trabajo, se siguen unas determinadas directrices a la hora de realizar las evaluaciones energéticas. Por tanto, para lograr una mejor comprensión de las variables y los resultados presentes en cada uno de ellos, se va a resumir el método de análisis de ciclo de vida aplicado a las tecnologías fotovoltaicas.

Concretamente, el Análisis de Ciclo de Vida pretende conocer el impacto medioambiental de un producto y sus distintas etapas a lo largo de su vida útil. Según la norma (ISO 14040, 2006) se recomienda evaluar y cuantificar de forma sistemática las entradas y salidas del proceso, además de dividir el estudio en 4 etapas: definición de objetivo y alcance, análisis de inventario, evaluación de impacto e interpretación de resultados.

Figura 1 Esquema de las etapas del ACV



Una vez realizado el ACV será posible comparar distintas tecnologías en función de los índices y parámetros establecidos, para así conseguir localizar los procesos que producen un mayor número de emisiones o cuyo consumo energético es elevado, los cuales serían los principales candidatos que serían necesarios mejorar para reducir el impacto.

Finalmente, cabe comentar que más adelante, en el capítulo 5, concretamente en su apartado 5.1, se definirán todas las variables e índices energéticos que se utilizarán para comparar los estudios examinados entre sí y sus correspondientes evoluciones.

## 2.4 Estructura

Todos los datos recopilados, así como la posterior evaluación de los resultados obtenidos se ha desarrollado siguiendo una línea de información a través de los diferentes capítulos del trabajo.

En primer lugar, en el capítulo 2 (Propósito y plan de la exposición) se presenta una visión general de las distintas tecnologías fotovoltaicas existentes en el mercado, así como su evolución histórica. De esta forma, se pretende situar al lector en el marco de conocimiento actual previo al análisis de la información. Además, se explica la metodología general de evaluación energética empleada, la cual consiste en el análisis del ciclo de

vida de las diferentes instalaciones, definiendo el proceso de evaluación, las directrices a seguir y los índices establecidos.

Seguidamente, en el capítulo 3 (Bibliografía y fuentes utilizadas), se realiza un análisis de algunos de los estudios publicados por la comunidad científica en las diferentes revistas o informes técnicos. Concretamente, para cada uno de ellos, se extrae la información referente al objeto de estudio, presentando en una tabla resumen los resultados obtenidos.

En el capítulo 4 (Base de datos), se presentan, agrupadas en tablas, todas y cada una de las variables que componen la base de datos, diferenciando, a su vez, entre los diferentes tipos de tecnología.

A continuación, el capítulo 5 (Análisis de la variabilidad), se comienza definiendo todas aquellas variables que se van a emplear para realizar las comparaciones entre los diferentes estudios. Todas ellas, con sus valores correspondientes, se presentan en una tabla resumen para cada una de las tecnologías, mostrando, a su vez, sus rangos en diferentes figuras. Finalmente, se representan las evoluciones de algunas de estas variables en función de la generación eléctrica anual, examinando las anomalías que salen de la tendencia teórica de lo esperado, exponiendo las posibles causas de acuerdo con los parámetros de influencia.

En el capítulo 6 (Evolución temporal), se analiza el constante desarrollo del sector fotovoltaico que provoca que los parámetros de las instalaciones se encuentren en un continuo cambio, con el objetivo de entender cómo y hacia donde progresan dichas tecnologías. Además, se comparan los resultados obtenidos para las dos bases de datos consideradas: la base de datos completa (2005-2022) y la base de datos más reciente (2013-2022).

Una vez analizadas las causas de las diferencias existentes entre los resultados, se establece, en el capítulo 7 (Propuesta metodológica), una propuesta de homogeneización, con el fin de averiguar los valores más eficientes de los parámetros estudiados, así como realizar un análisis de sensibilidad.

Por último, en el capítulo 8 (Conclusiones), se presenta un breve resumen de las ideas más relevantes extraídas de la realización de este trabajo.

# 3 BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES UTILIZADAS

---

Se ha decidido establecer como fuente de información la correspondiente a estudios académicos o científicos. Por tanto, la búsqueda se ha centrado en las publicaciones de revistas y foros especializados. Una vez en ellas, se han considerado únicamente los estudios realizados durante el periodo de tiempo comprendido entre 2019 y 2022, ya que, en los trabajos anteriores realizados por (Cabello Villar, 2013) y (Cebaqueba Gutiérrez, 2019), se consideraron los intervalos correspondientes a 2005-2013 y 2013-2019, respectivamente. No obstante, como se comentará posteriormente, el análisis comparativo se realizará para todos los estudios examinados desde 2013 hasta 2022.

En un primer lugar, se comenzó consultando numerosos artículos, de los cuales por sus características o su repercusión se ha cribado hasta obtener, en total, durante el periodo completo desde 2005 hasta 2022, una cuantía de 70 referencias. A continuación, se presentarán las añadidas en el periodo de tiempo considerado en este trabajo (2019-2022).

Este capítulo se encuentra, a su vez, dividido en apartados. En cada uno de ellos se realizará un resumen del artículo seleccionado, incorporando, además, una tabla resumen en las que se presentan las variables más relevantes.

## 3.1 A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory (Müller et al., 2021)

Este estudio aborda el potencial de impacto medioambiental de los módulos de silicio monocristalino *glass-glass* en comparación con los módulos *glass-backsheet*, distinguiendo, a su vez, entre diferentes localizaciones de producción: Alemania, China y la Unión Europea. Para ello, aplica un ACV y emplea datos recientes. Además, también se pretende mostrar la influencia del uso de diferentes LCIs, comparando los impactos ambientales asociados a Ecoinvent v3.7, *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme* (IEA PVPS) 2015 y el LCI de este estudio basado en la producción.

Realmente, se podría decir que compara los dos diseños diferentes de los módulos, así como el emplazamiento de la producción y los datos utilizados en el análisis, examinando su influencia en los distintos parámetros.

Como conclusiones extraídas del estudio evaluado, se destacan las siguientes:

- En lo relativo al cambio climático, los resultados indican que la producción en Alemania y la UE producen aproximadamente el 30/40% menos de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con China.
- Actualizando los valores de las eficiencias de los módulos, así como la cantidad de material y energía necesaria en su producción, se puede observar que, gracias a los recientes desarrollos tecnológicos habidos en los últimos años, las emisiones se ven notablemente reducidas.
- Los módulos *glass-glass* presentan un menor impacto medioambiental debido principalmente a la ausencia del marco de aluminio.
- Otro aspecto por destacar es la importancia del mix de electricidad del país de instalación, influyendo notablemente en la cantidad de emisiones producidas por el sistema.

Por último, se muestra una tabla resumen con las variables extraídas del estudio examinado. Concretamente, se presentan los valores de la eficiencia del módulo, el *Performance Ratio* (PR), el tiempo de vida, la irradiación, el EPBT y los GHG:



Tabla 1 Resumen de las variables obtenidas (Müller et al., 2021)

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Mono-Si	19,79%	0,75	30	1391	N	25,9
Mono-Si	19,79%	0,75	30	1391	N	18,5
Mono-Si	19,79%	0,75	30	1391	N	15,2
Mono-Si	19,79%	0,85	25,44	1391	N	29,9
Mono-Si	19,79%	0,85	25,44	1391	N	21,4
Mono-Si	19,79%	0,85	25,44	1391	N	17,6

### 3.2 Life cycle assessment for a grid-connected multi-crystalline silicon photovoltaic system of a 3 kWp: A case study for Mexico (Santoyo-Castelazo et al., 2021)

Este estudio realiza un ACV de una instalación fotovoltaica de conexión a red con una potencia de 3 kWp, cuya tecnología es de silicio multicristalino (multi-Si) y que está situada en la Ciudad de México. Este sistema está formado por doce módulos con una inclinación de 20° en dirección sur, consta de un inversor de 2,5 kW y produce de media anual unos 1282 kWh/kWp con un PR de 0,75. Además, dicha instalación es también comparada con otras tres tecnologías: silicio monocristalino, silicio amorfo y CIS.

Una vez realizada la comparación entre las diferentes tecnologías, se ha podido comprobar que la de silicio multicristalino es la que menor impacto produce. Además, de las cinco etapas consideradas en el ciclo de vida de la instalación, se puede concluir que el proceso de producción es el que provoca un mayor impacto medioambiental en las once categorías evaluadas en el estudio.

A continuación, se presenta una tabla resumen con las variables recopiladas del estudio:

Tabla 2 Resumen de las variables obtenidas (Santoyo-Castelazo et al., 2021)

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Multi-Si	14,7%	0,75	30	1694	5,1	47,156

### 3.3 Energy and environmental impacts of a 37.57 MW dc ground-mounted large-scale photovoltaic system in Malaysia: A life-cycle approach (Mohd Nordin et al., 2022)

Este estudio examina el comportamiento medioambiental y el consumo de energía primaria de un nuevo sistema fotovoltaico de gran escala, situado en Bidor (Malasia), cuya potencia es de 37.57 MW, mediante el ACV. Para ello, se evalúan, en total, siete indicadores relevantes en relación con la energía y el calentamiento global. De esta forma, se pretende averiguar, entre otros, el componente de la instalación que consume una mayor energía primaria y que produce un mayor efecto perjudicial en el ambiente.

Al evaluar el impacto ambiental del sistema, se concluye que el módulo fotovoltaico es el mayor influente. De igual forma, la energía primaria total consumida para la generación de electricidad está mayormente influida, a su vez, por el módulo fotovoltaico. Esto es debido a la alta energía del marco de aluminio utilizado en la producción de los módulos y los procesos realizados durante la producción del *Metallurgical Grade Silicon* (MG-Si), que requieren, a su vez, de bastante energía.

Algunas de las variables más relevantes de este estudio se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 3 Resumen de las variables obtenidas (Mohd Nordin et al., 2022)

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Multi-Si	17,1%	0,751	30	1958,3	3,43	30,95

### 3.4 A Life Cycle Assessment Model for Quantification of Environmental Footprints of a 3.6 kWp Photovoltaic System in Bangladesh (Rahman et al., 2019)

Este estudio tiene como objetivo realizar un ACV de un sistema fotovoltaico aislado de 3.6 kWp situado en Bangladesh. Para ello, se evaluarán algunos parámetros como el consumo de energía primaria, las emisiones de gases de efecto invernadero o el EPBT. Además, también se lleva a cabo un análisis de sensibilidad en el que se observa cómo influyen algunos de los parámetros del sistema en el resultado del ciclo de vida, así como una comparación de este sistema con otras formas de producción de electricidad, demostrando, como era de esperar, que las instalaciones fotovoltaicas producen un menor impacto medioambiental que las demás formas de producción de energía basadas en los combustibles fósiles.

Seguidamente, se muestran las variables referentes al sistema del estudio:

Tabla 4 Resumen de las variables obtenidas (Rahman et al., 2019)

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Multi-Si	13,0%	N	20	1752	5,34	173,42

### 3.5 Application of LCA to Determine Environmental Impact of Concentrated Photovoltaic Solar Panels—State-of-the-Art (Ziemińska-stolarska et al., 2021)

Este estudio se centra en las actuales tecnologías *Concentrated Photovoltaic* (CPV), proporcionando información acerca de las células solares y los módulos, operando estos tanto en condiciones de estudio como reales. Para ello, se consideran dos tipos de sistemas de concentración fotovoltaicos: *high-concentration photovoltaics* (HCPV) y *low-concentration photovoltaics* (LCPV). Examinando esta nueva tecnología, se extraen numerosas conclusiones. Entre ellas, destaca que, en comparación con los tradicionales paneles de silicio, los módulos de CPV son capaces de alcanzar una mayor eficiencia debido a los concentradores ópticos que emplean. Por último, se determina el impacto medioambiental de estas tecnologías durante su vida útil mediante un ACV.

En la siguiente tabla se muestran algunas de las variables más importantes de los sistemas analizados:

Tabla 5 Resumen de las variables obtenidas (Ziemińska-stolarska et al., 2021)

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
HCPV	29,0%	N	25	2207	NG	15
HCPV	29,0%	N	25	N	NG	11

### 3.6 Effect of Photovoltaic (PV) Module Degradation Rate on The Greenhouse Gas Emissions: A Life-Cycle Assessment (Mohd Nordin et al., 2021)

Este estudio tiene como fin evaluar la influencia de la evolución de la tasa de degradación del módulo fotovoltaico a lo largo del ciclo de vida del sistema en las emisiones de GHG. Para ello, se lleva a cabo un ACV para un módulo de tecnología de silicio monocristalino, cuya información ha sido proporcionada por tres fabricantes diferentes y, por tanto, se distinguen los siguientes casos:

- Escenario A: La degradación del módulo fotovoltaico se considera con un PR fijo igual a 0,75.
- Escenario B: Se considera la degradación del módulo y el PR se calcula según el coeficiente de temperatura y otros factores *de-rating*.
- Escenario C: No se considera la degradación del módulo.

Con este estudio se ha demostrado que es necesario tener en cuenta la degradación del módulo a la hora de estimar el impacto medioambiental, ya que, si no, se estaría realizando una subestimación.

Los valores de las variables más destacadas de estos escenarios se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 6 Resumen de las variables obtenidas (Mohd Nordin et al., 2021) I

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Mono-Si	21,2%	0,75	27,4125	1695,72	N	73,82
Mono-Si	18,9%	0,75	27,1575	1695,72	N	74,52
Mono-Si	17,78%	0,75	26,055	1695,72	N	77,67
Mono-Si	21,2%	0,766	27,4125	1695,72	N	72,28
Mono-Si	18,9%	0,749	27,1575	1695,72	N	74,61
Mono-Si	17,78%	0,735	26,055	1695,72	N	79,25
Mono-Si	21,2%	0,766	30	1695,72	N	66,05
Mono-Si	18,9%	0,749	30	1695,72	N	67,55
Mono-Si	17,78%	0,735	30	1695,72	N	68,83

### 3.7 Are rooftop photovoltaic systems a sustainable solution for Europe? A life cycle impact assessment and cost analysis (Martinopoulos, 2020)

En este estudio se pretende determinar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos situados en las cubiertas de los edificios en Europa. Con este fin, se va a realizar un análisis del impacto del ciclo de vida para una instalación de 4 kWp, evaluando su impacto ambiental, su sostenibilidad y su periodo de retorno. Cabe destacar que uno de los motivos principales por los que se ha realizado este estudio es la necesidad de encontrar solución a los objetivos de la UE acerca de la eficiencia energética y la descarbonización.

Finalmente, se extrae la conclusión de que los sistemas fotovoltaicos de edificio en Europa constituyen un recurso viable, promoviendo una producción de energía más sostenible. A continuación, se muestran algunas de las variables de este estudio:

Tabla 7 Resumen de las variables obtenidas (Martinopoulos, 2020)

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Multi-Si	17,3%	N	25	N	N	N

### 3.8 Estimating the environmental footprint of a grid-connected 20 MWp photovoltaic system (Szilágyi & Gróf, 2020)

Este estudio emplea la innovadora metodología del impacto medioambiental para averiguar los impactos producidos por un sistema situado en Hungría a lo largo de su ciclo de vida. Para ello, utiliza dos modelos diferentes de ciclo de vida con diferentes suposiciones y consideraciones, siendo uno de ellos un modelo detallado mientras que el otro es simplificado.

Teniendo en consideración la influencia de las distintas etapas en el impacto ambiental, destaca, como la más influyente, la correspondiente a la producción, mientras que otras como el transporte u operación tienen una menor relevancia. Especialmente, cabe resaltar que la estructura soporte conlleva prácticamente el 30% del impacto total, estando situada, por tanto, en el punto de mira a la hora de diseñar la instalación.

Tabla 8 Resumen de las variables obtenidas (Szilágyi &amp; Gróf, 2020)

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Multi-Si	16,5%	0,81	25	1200	N	N

### 3.9 Third generation of photovoltaic panels: A life cycle assessment (Krebs-Moberg et al., 2021)

Este estudio analiza los impactos ambientales de la fabricación, instalación, mantenimiento y posterior eliminación de unos paneles solares situados en Tailandia. Este sistema fotovoltaico posee una capacidad de 3.6 GW y su vida útil se estima de 30 años. Se consideran módulos de tres tecnologías diferentes: silicio multicristalino, *Organic Photovoltaic* (OPV) y *Perovskite Solar Cell* (PSC). Para ello, se aplica un ACV al sistema.

Como conclusión principal, se puede decir que los paneles de PSC y OPV producen un menor impacto ambiental en todas las categorías evaluadas en comparación con los de multi-Si, a pesar de tener una menor vida útil y eficiencia y, por tanto, ser necesario un mayor número de paneles para conseguir la misma capacidad de generación.

Tabla 9 Resumen de las variables obtenidas (Krebs-Moberg et al., 2021)

Tecnología	Eficiencia del módulo	PR	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Multi-Si	19,9%	N	30	N	N	N



# 4 BASE DE DATOS

En este capítulo se presentan todas las variables recopiladas de los estudios analizados a lo largo del desarrollo del trabajo. Estas se han agrupado, en primer lugar, en distintos apartados en función de la tecnología y, seguidamente, se ordenan en diferentes tablas en las que en la parte superior se indica el nombre de la variable junto con sus unidades y en la columna de la izquierda se identifica el nombre del autor/es del estudio.

Además, a la hora de identificar la información proporcionada por cada estudio, se ha utilizado la siguiente nomenclatura: variable incluida en el cálculo del estudio, pero su valor no se aporta al lector (NG); variable que no se ha tenido en consideración (NA) y, por último, variable no mencionada (N).

De esta forma, el objetivo principal de este capítulo es mostrar la gran base de datos desarrollada mediante las diferentes variables obtenidas de los estudios, para así poder facilitar las posteriores comparaciones que se llevarán a cabo entre ellos.

## 4.1 Silicio monocristalino

Tabla 10 Instalaciones de silicio monocristalino I – 1/4

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	2006	14,0%	1700	0,75	RT	30	0,48	UCTE	0,31
(Alsema, 2006)	2006	14,0%	1700	0,75	RT	30	N	UCTE	N
(Kannan et al., 2006)	2006	11,9%	NG	N	RT	25	N	IPCC 1996	N
(Fthenakis & Alsema, 2006)	2006	NG	1700	0,75	RT	30	N	Europa	N
(Jungbluth et al., 2008)	2008	14,0%	1117	0,75	RT	30	N	UCTE 2004	N
(Ito et al., 2010)	2010	NG	1702	0,78	GM	NG	N	N	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	2010	15,0%	1825	0,78	N	30	0,511	España	N
(Lu & Yang, 2010)	2010	13,3%	NG	NG	RT	20	N	Hong Kong	N

Tabla 11 Instalaciones de silicio monocristalino I – 2/4

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Laleman et al., 2011)	2011	14,0%	950	0,75	RT	30	0,33	Bélgica	0,35
(Ito et al., 2011)	2011	13,2%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	12,6%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	12,6%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	11,8%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	12,0%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	12,0%	1725	N	GM	30	N	N	N
(de Wild-Scholten, 2011)	2011	14,4%	1700	0,75	RT	30	0,531	UCTE	N
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	16,0%	1383	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	16,0%	1511	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	16,0%	1623	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Peng & Lu, 2013)	2013	16,0%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
(Darling & You, 2013)	2013	14,0%	1700	0,75	RT	N	N	N	N
(Halasah et al., 2013)	2013	14,0%	2150	NG	RT	30	N	UCTE	0,32
(Halasah et al., 2013)	2013	14,0%	2150	NG	GM	30	N	UCTE	0,32
(B. ju Kim et al., 2014)	2014	15,96%	1310,35	0,80	GM	30	0,4949	IPCC 1996	N
(B. ju Kim et al., 2014)	2014	27,6%	1310,35	0,80	GM	30	0,4949	IPCC 1996	N

Tabla 12 Instalaciones de silicio monocristalino I – 3/4

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Carnevale et al., 2014)	2014	14,9%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
(Carnevale et al., 2014)	2014	14,9%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
(H. Kim et al., 2014)	2014	15,4%	1810,4	0,80	GM	30	0,613	Malasia	N
(Bhandari et al., 2015)	2015	13,0%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35
(Dahiya & Vogt, 2016)	2016	16,8%	1700	0,75	RT	30	N	N	NG
(Huang & Yu, 2017)	2017	14,0%	928,89	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	14,0%	1161,11	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	14,0%	1393,33	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	14,0%	1625,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	14,0%	1855,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Burg et al., 2017)	2017	14,0%	1191	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Burg et al., 2017)	2017	14,0%	1820	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Burg et al., 2017)	2017	14,0%	2094	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	2018	20,1%	NG	0,92	GM	20	N	N	N
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	2018	20,1%	NG	0,92	GM	20	N	N	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	2018	20,1%	1000	0,92	GM	20	N	N	N
(Soares et al., 2018)	2018	23,5%	1825	N	N	20	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	15,7%	1139	NA	NG	25	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	15,7%	2453	NA	NG	25	N	N	N



Tabla 13 Instalaciones de silicio monocristalino I – 4/4

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Ludin et al., 2018)	2018	17,0%	1600	0,75	NG	25	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	17,0%	1200	0,70	NG	25	N	N	N
(Müller et al., 2021)	2021	19,79%	1391	0,75	N	30	1,023	China 2012	N
(Müller et al., 2021)	2021	19,79%	1391	0,75	N	30	0,582	Alemania 2017	N
(Müller et al., 2021)	2021	19,79%	1391	0,75	N	30	0,405	UE 2017	N
(Müller et al., 2021)	2021	19,79%	1391	0,85	N	25,44	1,023	China 2012	N
(Müller et al., 2021)	2021	19,79%	1391	0,85	N	25,44	0,582	Alemania 2017	N
(Müller et al., 2021)	2021	19,79%	1391	0,85	N	25,44	0,405	UE 2017	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	21,2%	1695,72	0,75	RT	27,4125	N	N	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	18,9%	1695,72	0,75	RT	27,1575	N	N	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	17,78%	1695,72	0,75	RT	26,055	N	N	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	21,2%	1695,72	0,766	RT	27,4125	N	N	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	18,9%	1695,72	0,749	RT	27,1575	N	N	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	17,78%	1695,72	0,735	RT	26,055	N	N	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	21,2%	1695,72	0,766	RT	30	N	N	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	18,9%	1695,72	0,749	RT	30	N	N	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	2022	17,78%	1695,72	0,735	RT	30	N	N	N

Tabla 14 Instalaciones de silicio monocristalino II – 1/5

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	5250 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1930 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	NA	NA	N	N	N	N
(Alsema, 2006)	N	N	N	N	NA	N	N	NG	NG	N
(Kannan et al., 2006)	NG	170 kWh/kW <sub>p</sub>	N	N	NA	N	N	2,94 MJ <sub>p</sub> /kWh <sub>el</sub>	2600 kWh <sub>el</sub> /año	N
(Fthenakis & Alsema, 2006)	N	N	N	542 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N
(Jungbluth et al., 2008)	24600 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	N	NG	N	N	31900 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N
(Ito et al., 2010)	27000 MJ <sub>p</sub> /kW	5000 MJ <sub>p</sub> /kW	2500 MJ <sub>p</sub> /kW	7447 MJ <sub>p</sub> /kW	NA	NA	N	41947 MJ <sub>p</sub> /kW	NG	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	NG	N
(Lu & Yang, 2010)	3513 MJ/m <sup>2</sup>	118,8 MJ/m <sup>2</sup>	70 MJ/m <sup>2</sup>	1170 MJ/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4453 MJ/m <sup>2</sup>	28154 kWh/año	18891 kg CO <sub>2</sub> - <sub>eq</sub> /año
(Laleman et al., 2011)	NG	N	N	N	N	N	NG	5700 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	N
(Ito et al., 2011)	29500 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	100 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	100 MJ <sub>p</sub> /kW	N	38000 MJ <sub>p</sub> /kW	NG	N
(Ito et al., 2011)	31000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	100 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	200 MJ <sub>p</sub> /kW	N	40000 MJ <sub>p</sub> /kW	NG	N
(Ito et al., 2011)	30000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	200 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	100 MJ <sub>p</sub> /kW	N	38000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N

Tabla 15 Instalaciones de silicio monocristalino II – 2/5

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Ito et al., 2011)	33000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	200 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	200 MJ <sub>p</sub> /kW	N	42000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	34000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	5000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	1000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	48000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	33000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	4000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	1000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	45000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(de Wild-Scholten, 2011)	N	N	N	N	NG	N	N	N	N	N
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	1404 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590,4 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	2135 MJ/m <sup>2</sup>	1488 kWh/año	789 kg CO <sub>2-eq</sub> /año
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	1404 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590,4 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	2135 MJ/m <sup>2</sup>	1625 kWh/año	862 kg CO <sub>2-eq</sub> /año
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	1404 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590,4 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	2135 MJ/m <sup>2</sup>	1746 kWh/año	925 kg CO <sub>2-eq</sub> /año
(Peng & Lu, 2013)	3775 MJ/m <sup>2</sup>	290 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	90 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1150 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	250 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	5555 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	160 kWh/m <sup>2</sup> ·año	625,1 kg CO <sub>2-eq</sub> /kWp
(Darling & You, 2013)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	178,5 kWh/m <sup>2</sup> ·año	NG
(Halasah et al., 2013)	800 kWh/m <sup>2</sup>	125 kWh/m <sup>2</sup>	NG	450 kWh/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4950 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	260 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Halasah et al., 2013)	800 kWh/m <sup>2</sup>	125 kWh/m <sup>2</sup>	NG	750 kWh/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	6030 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	260 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(B. ju Kim et al., 2014)	2108,04 MJ/m <sup>2</sup>	3773,81 MJ/kW	N	628,97 MJ/KWp	N	N	N	17611,1 MJ <sub>p</sub> /kW	104828 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N

Tabla 16 Instalaciones de silicio monocristalino II – 3/5

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(B. ju Kim et al., 2014)	2083,13 MJ/m <sup>2</sup>	3773,81 MJ/kW	N	314,49 MJ/kW	N	N	N	11635,91 MJ <sub>p</sub> /kW	104828 kWh/año	N
(Camevale et al., 2014)	4680 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NA	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	197,6 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Camevale et al., 2014)	4680 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	2,07 MJ/Wp	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	197,6 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(H. Kim et al., 2014)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	223,04 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Bhandari et al., 2015)	5602 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	165,8 kWh/m <sup>2</sup> ·año	NG
(Dahiya & Vogt, 2016)	3779,7 MJ/m <sup>2</sup>	455,4 MJ/m <sup>2</sup>	NG	318,8 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	4553,87 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	214,2 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1003 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1254 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1505 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1756 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	2004 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	125,1 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N

Tabla 17 Instalaciones de silicio monocristalino II – 4/5

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	191,1 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	219,9 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	NG	N	N	N	NG	NG	N	NG	2286,76 MWh/año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	NG	N	N	N	NG	NG	N	NG	2286,67 MWh/año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	2323,27 MWh/año	NG
(Soares et al., 2018)	4490 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N
(Ludin et al., 2018)	N	N	N	N	N	N	N	653,22 MJ/m <sup>2</sup>	NG	N
(Ludin et al., 2018)	N	N	N	N	N	N	N	653,22 MJ/m <sup>2</sup>	N	N
(Ludin et al., 2018)	N	N	N	N	N	N	N	1186,47 MJ/m <sup>2</sup>	204 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Ludin et al., 2018)	N	N	N	N	N	N	N	1123,11 MJ/m <sup>2</sup>	142,8 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Müller et al., 2021)	NG	N	NG	NA	NG	N	N	N	206,56 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Müller et al., 2021)	NG	N	NG	NA	NG	N	N	N	206,56 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N

Tabla 18 Instalaciones de silicio monocristalino II – 5/5

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Müller et al., 2021)	NG	N	NG	NA	NG	N	N	N	206,56 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Müller et al., 2021)	NG	N	NG	NA	NG	N	N	N	206,56 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Müller et al., 2021)	NG	N	NG	NA	NG	N	N	N	206,56 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Müller et al., 2021)	NG	N	NG	NA	NG	N	N	N	206,56 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	269,62 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	240,37 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	226,12 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	275,37 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	240,05 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	221,60 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	275,37 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	240,0kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2021)	NG	NG	N	NG	NA	NA	N	N	221,60 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N

Tabla 19 Instalaciones de silicio monocristalino III – 1/4

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	1 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	SimaPro v 6.04	N	2,7	45
(Alsema, 2006)	NG	N	Sí, el inversor a los 15 años.	SimaPro 7	NG	2,1	35
(Kannan et al., 2006)	2,7 kWp	NA	N	N	75 Wp/módulo	6,7	217
(Fthenakis & Alsema, 2006)	N	N	N	N	N	2,7	45
(Jungbluth et al., 2008)	3 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	N	140 Wp/m <sup>2</sup>	3,3	N
(Ito et al., 2010)	N	N	NA	N	NG	2,5	50
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	NG	0,5%	Sí, el inversor a los 20 años.	Gabi 4	NG	NG	36
(Lu & Yang, 2010)	22 kWp	NA	NA	N	132 Wp/m <sup>2</sup>	7,3	671
(Laleman et al., 2011)	3 kWp	N	N	Eco-Indicator99	140 Wp/m <sup>2</sup>	4,9	80
(Ito et al., 2011)	30 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	NG	3,0	52
(Ito et al., 2011)	10 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	NG	3,0	52
(Ito et al., 2011)	10 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	NG	3,3	56
(Ito et al., 2011)	10 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	NG	3,4	58
(Ito et al., 2011)	30 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	NG	3,8	67
(Ito et al., 2011)	30 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	NG	3,7	65
(de Wild-Scholten, 2011)	N	0,67%	N	SimaPro 7.3	N	1,7	34
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	142 Wp/m <sup>2</sup>	2,8	84

Tabla 20 Instalaciones de silicio monocristalino III – 2/4

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	142 Wp/m <sup>2</sup>	2,6	77
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	142 Wp/m <sup>2</sup>	2,4	71
(Peng & Lu, 2013)	5970 kWp	NG	Sí, los componentes electrónicos del inversor a los 15 años.	N	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	3,0	47
(Darling & You, 2013)	NG	NG	N	N	NG	2,35	38
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	1,8	31,9
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	2,3	37,2
(B. ju Kim et al., 2014)	100 kWp	N	Sustitución de piezas del inversor cada 10 años.	SimaPro 7.1	159,46 Wp/m <sup>2</sup>	4,65	41,8
(B. ju Kim et al., 2014)	100 kWp	N	Sustitución de piezas del inversor cada 10 años.	SimaPro 7.1	159,46 Wp/m <sup>2</sup>	2,97	27,5
(Camevale et al., 2014)	245 Wp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	Eco Indicator 95	149,4 Wp/m <sup>2</sup>	2,8	NG
(Camevale et al., 2014)	245 Wp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	Eco Indicator 95	149,4 Wp/m <sup>2</sup>	0,2	59,3
(H. Kim et al., 2014)	100 kWp	NG	N	Base de datos EcoInvent	154 Wp/m <sup>2</sup>	N	38,7
(Bhandari et al., 2015)	NG	0,5%	N	JMP software	NG	4,1	N
(Dahiya & Vogt, 2016)	3 kWp	N	N	EcoInvent 3.1	163 Wp/m <sup>2</sup>	2,07	40,92
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	7,4	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	5,9	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	5,0	N



Tabla 21 Instalaciones de silicio monocristalino III – 3/4

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	4,2	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	3,7	N
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	3,8	62,5
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	2,3	40
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	2,1	35
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	NG	N	Sí, el inversor a los 10 años.	Software SimaPro 7.3 y base de datos GaBi 4	199,6 Wp/m <sup>2</sup>	1,753	52,621
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	NG	N	Sí, el inversor a los 10 años.	Software SimaPro 7.3 y base de datos GaBi 4	199,6 Wp/m <sup>2</sup>	0,961	41,635
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	N	Sustitución del inversor a los 10 años.	SimaPro 7.3	327 Wp/módulo	1,73	52,1
(Soares et al., 2018)	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/módulo	2,9	17,25
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	0,42	5,6
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	0,91	12,07
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	1,7	65,2
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	2,3	87,3
(Müller et al., 2021)	N	Incluida en el PR.	N	Industry data y Ecoinvent v3.7	197,94 Wp/m <sup>2</sup>	N	25,9
(Müller et al., 2021)	N	Incluida en el PR.	N	Industry data y Ecoinvent v3.7	197,94 Wp/m <sup>2</sup>	N	18,5
(Müller et al., 2021)	N	Incluida en el PR.	N	Industry data y Ecoinvent v3.7	197,94 Wp/m <sup>2</sup>	N	15,2

Tabla 22 Instalaciones de silicio monocristalino III – 4/4

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
(Müller et al., 2021)	N	0,5%	N	Industry data y Ecoinvent v3.7	197,94 Wp/m <sup>2</sup>	N	29,9
(Müller et al., 2021)	N	0,5%	N	Industry data y Ecoinvent v3.7	197,94 Wp/m <sup>2</sup>	N	21,4
(Müller et al., 2021)	N	0,5%	N	Industry data y Ecoinvent v3.7	197,94 Wp/m <sup>2</sup>	N	17,6
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	Incluida en la duración.	N	EcoInvent 3.5	N	N	73,82
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	Incluida en la duración.	N	EcoInvent 3.5	N	N	74,52
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	Incluida en la duración.	N	EcoInvent 3.5	N	N	77,67
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	Incluida en la duración.	N	EcoInvent 3.5	N	N	72,28
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	Incluida en la duración.	N	EcoInvent 3.5	N	N	74,61
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	Incluida en la duración.	N	EcoInvent 3.5	N	N	79,25
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	NA	N	EcoInvent 3.5	N	N	66,05
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	NA	N	EcoInvent 3.5	N	N	67,55
(Mohd Nordin et al., 2021)	3,45 kWp	NA	N	EcoInvent 3.5	N	N	68,83

## 4.2 Silicio policristalino

Tabla 23 Instalaciones de silicio policristalino I – 1/4

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	2006	13,2%	1700	0,75	RT	30	0,48	UCTE	0,31
(Alsema, 2006)	2006	13,2%	1700	0,75	RT	30	N	UCTE	N
(Fthenakis & Alsema, 2006)	2006	13,2%	1700	0,75	RT	30	N	Europa	N
(Pacca et al., 2007)	2007	12,9%	1359	N	RT	20	N	EE. UU.	NA
(Raugei et al., 2007)	2007	14,0%	1700	0,75	RT	20	N	UCTE	0,32
(Raugei et al., 2007)	2007	14,0%	1700	0,75	RT	20	N	UCTE	0,32
(Raugei et al., 2007)	2007	14,0%	1700	0,75	RT	20	N	UCTE	0,32
(Ito et al., 2008)	2008	12,8%	2017	0,78	RT	30	N	N	N
(Ito et al., 2008)	2008	15,8%	2017	0,78	RT	30	N	N	N
(Stoppato, 2008)	2008	16,0%	890	N	RT	28	0,532	Reino Unido	N
(Stoppato, 2008)	2008	16,0%	1000	N	RT	28	0,517	Rep. Checa	N
(Stoppato, 2008)	2008	16,0%	1754	N	RT	28	0,441	España	N
(Jungbluth et al., 2008)	2008	13,2%	1117	0,75	RT	30	N	UCTE 2004	N
(Ito et al., 2010)	2010	N	1702	0,78	GM	N	N	N	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	2010	13,0%	1825	0,78	N	30	0,511	España	N
(Laleman et al., 2011)	2011	13,2%	950	0,75	RT	30	0,33	Bélgica	0,35

Tabla 24 Instalaciones de silicio policristalino I – 2/4

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Ito et al., 2011)	2011	12,6%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	14,0%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	13,2%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	12,3%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	13,0%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	12,4%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	13,5%	1725	N	GM	30	N	N	N
(de Wild-Scholten, 2011)	2011	14,1%	1700	0,75	RT	30	0,531	UCTE	N
(Desideri et al., 2012)	2012	14,8%	N	0,80	GM	25	0,589	Italia	N
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	13,0%	1383	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	13,0%	1511	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	13,0%	1623	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Peng & Lu, 2013)	2013	15,0%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
(Darling & You, 2013)	2013	13,2%	1700	0,75	RT	N	N	N	N
(Halasah et al., 2013)	2013	13,5%	2150	NG	RT	30	N	UCTE	0,32
(Halasah et al., 2013)	2013	13,5%	2150	NG	GM	30	N	UCTE	0,32

Tabla 25 Instalaciones de silicio policristalino I – 3/4

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(B. ju Kim et al., 2014)	2014	14,91%	1310,35	0,80	GM	30	0,4949	IPCC 1996	N
(B. ju Kim et al., 2014)	2014	20,4%	1310,35	0,80	GM	30	0,4949	IPCC 1996	N
(Carnevale et al., 2014)	2014	14,9%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
(Carnevale et al., 2014)	2014	14,9%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
(H. Kim et al., 2014)	2014	13,5%	1810,4	0,80	GM	30	0,613	Malasia	N
(Bhandari et al., 2015)	2015	12,3%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35
(Hengevoss et al., 2016)	2016	14,1%	1800	0,75	RT	30	N	UCTE	N
(Hengevoss et al., 2016)	2016	14,1%	1800	0,75	RT	30	N	UCTE	N
(Dahiya & Vogt, 2016)	2016	15,58%	1700	0,75	RT	30	N	N	NG
(Wu et al., 2017)	2017	17,5%	2017	0,835	GM	30	N	N	N
(Huang & Yu, 2017)	2017	13,2%	928,89	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	13,2%	1161,11	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	13,2%	1393,33	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	13,2%	1625,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	13,2%	1855,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Burg et al., 2017)	2017	13,2%	1191	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Burg et al., 2017)	2017	13,2%	1820	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Burg et al., 2017)	2017	13,2%	2094	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N

Tabla 26 Instalaciones de silicio policristalino I – 4/4

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Soares et al., 2018)	2018	20,5%	1825	N	N	20	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	14,0%	1797	0,67	NG	30	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	13,2%	1700	0,75	NG	30	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	16,0%	1263,6	0,80	NG	25	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	17,5%	1600	0,75	NG	25	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	17,5%	1200	0,70	NG	25	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	15,9%	1037,6	0,785	NG	30	N	N	N
(Ludin et al., 2018)	2018	16,7%	1037,6	0,785	NG	30	N	N	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	2018	15,5%	1000	0,92	GM	20	N	N	N
(Luo et al., 2018)	2018	15,9%	1580	0,785	RT	25	0,4846	Singapur	0,42
(Luo et al., 2018)	2018	16,7%	1580	0,785	RT	25	0,4846	Singapur	0,42
(Luo et al., 2018)	2018	16,2%	1580	0,785	RT	30	0,4846	Singapur	0,42
(Rahman et al., 2019)	2019	13,0%	1752	N	N	20	0,17	Bangladesh	0,35
(Martinopoulos, 2020)	2020	17,3%	N	N	RT	25	N	N	N
(Szilágyi & Gróf, 2020)	2020	16,5%	1200	0,81	GM	25	N	Hungría	N
(Krebs-Moberg et al., 2021)	2021	19,9%	N	N	N	30	N	Tailandia	N
(Santoyo-Castelazo et al., 2021)	2021	14,7%	1694	0,75	GM	30	N	México	N
(Mohd Nordin et al., 2022)	2021	17,1%	1958,3	0,751	GM	30	0,585	Malasia 2017	N

Tabla 27 Instalaciones de silicio policristalino II – 1/6

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	3940 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1930 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	NA	NG	N	N	N	N
(Alsema, 2006)	N	N	N	N	NA	N	N	N	N	N
(V. Fthenakis & Alsema, 2006)	N	N	N	542 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N
(Pacca et al., 2007)	4322 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	503 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	1980 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	3076 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	N	N	NG	N
(Raugei et al., 2007)	69400 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	N	NG	NG	N	78600 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N
(Raugei et al., 2007)	25300 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	N	NG	NG	N	34400 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N
(Raugei et al., 2007)	25600 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	N	NG	NG	N	35300 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N
(Ito et al., 2008)	16487 MJ <sub>p</sub> /kW	N	2768 MJ <sub>p</sub> /kW	N	NA	NA	N	31333 MJ <sub>p</sub> /kW	159·10 <sup>6</sup> kWh/año	N
(Ito et al., 2008)	13074 MJ <sub>p</sub> /kW	N	1892 MJ <sub>p</sub> /kW	N	NA	NA	N	25178 MJ <sub>p</sub> /kW	165·10 <sup>6</sup> kWh/año	N
(Stoppato, 2008)	2298 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	N	754 kWh/kW <sub>p</sub>	401,1 kg CO <sub>2</sub> -eq/kW <sub>p</sub>
(Stoppato, 2008)	2298 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	N	818 kWh/kW <sub>p</sub>	422,9 kg CO <sub>2</sub> -eq/kW <sub>p</sub>
(Stoppato, 2008)	2298 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	N	1460 kWh/kW <sub>p</sub>	648,2 kg CO <sub>2</sub> -eq/kW <sub>p</sub>
(Jungbluth et al., 2008)	20000 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	N	NG	N	N	27600 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N
(Ito et al., 2010)	20000 MJ <sub>p</sub> /kW	5000 MJ <sub>p</sub> /kW	2500 MJ <sub>p</sub> /kW	5560 MJ <sub>p</sub> /kW	NA	NA	N	33068 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N

Tabla 28 Instalaciones de silicio policristalino II – 2/6

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
(Laleman et al., 2011)	N	N	N	N	N	N	N	4700 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N
(Ito et al., 2011)	19900 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	NG	7000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	500 MJ <sub>p</sub> /kW	N	28000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	22000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	NG	6900 MJ <sub>p</sub> /kW	N	500 MJ <sub>p</sub> /kW	N	30000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	21000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	NG	7900 MJ <sub>p</sub> /kW	N	100 MJ <sub>p</sub> /kW	N	29000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	22000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	100 MJ <sub>p</sub> /kW	6800 MJ <sub>p</sub> /kW	N	500 MJ <sub>p</sub> /kW	N	30000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	21000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	100 MJ <sub>p</sub> /kW	7900 MJ <sub>p</sub> /kW	N	NG	N	29000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	22000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	100 MJ <sub>p</sub> /kW	7800 MJ <sub>p</sub> /kW	N	500 MJ <sub>p</sub> /kW	N	31000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	20000 MJ <sub>p</sub> /kW	570 MJ <sub>p</sub> /kW	2500 MJ <sub>p</sub> /kW	3500 MJ <sub>p</sub> /kW	N	500 MJ <sub>p</sub> /kW	N	27000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(de Wild-Scholten, 2011)	N	N	N	N	NG	N	N	N	N	N
(Desideri et al., 2012)	N	N	N	N	753 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	13 MJ/kWp	2764 MJ/m <sup>2</sup>	45,7 GWh	N
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	1072,8 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	1804 MJ/m <sup>2</sup>	1382 kWh/año	732 kg CO <sub>2</sub> -eq/año



Tabla 29 Instalaciones de silicio policristalino II – 3/6

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	1072,8 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	1804 MJ/m <sup>2</sup>	1509 kWh/año	800 kg CO <sub>2</sub> -eq/año
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	1072,8 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	1804 MJ/m <sup>2</sup>	1621 kWh/año	859 kg CO <sub>2</sub> -eq/año
(Peng & Lu, 2013)	2952 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	270 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	90 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1150 MJ/m <sup>2</sup>	NG	240 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	4702 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	150 kWh/m <sup>2</sup> ·año	625,1 kg CO <sub>2</sub> -eq/kWp
(Darling & You, 2013)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	168,3 kWh/m <sup>2</sup> ·año	NG
(Halasah et al., 2013)	2700 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	125 kWh/m <sup>2</sup>	NG	450 kWh/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4770 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	250 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Halasah et al., 2013)	2700 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	125 kWh/m <sup>2</sup>	NG	450 kWh/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4771 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	250 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(B. ju Kim et al., 2014)	1406,69 MJ/m <sup>2</sup>	3773,81 MJ/kW	NG	628,97 MJ/kWp	N	N	N	13837,30 MJ <sub>p</sub> /kWp	104828 kWh/año	N
(B. ju Kim et al., 2014)	1404,49 MJ/m <sup>2</sup>	3773,81 MJ/kW	N	628,97 MJ/kW	N	N	N	11321,42 MJ <sub>p</sub> /kWp	104828 kWh/año	N
(Carnevale et al., 2014)	3780 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NA	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	197,6 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Carnevale et al., 2014)	3780 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	2,07 MJ/Wp	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	197,6 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(H. Kim et al., 2014)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	195,52 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Bhandari et al., 2015)	3291 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	156,8 kWh/m <sup>2</sup> ·año	NG

Tabla 30 Instalaciones de silicio policristalino II – 4/6

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Hengevoss et al., 2016)	3013 MJ <sub>eq</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	190,35 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Hengevoss et al., 2016)	3013 MJ <sub>eq</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	190,35 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Dahiya & Vogt, 2016)	2318,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	421,6 MJ/m <sup>2</sup>	NG	271 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	3011,38 MJ/m <sup>2</sup>	198,65 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Wu et al., 2017)	2720 MJ/m <sup>2</sup>	503 MJ/kW	13,9 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	100 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	72425,19 MJ <sub>p</sub> /kWp	2313 GWh/año	N
(Huang & Yu, 2017)	4224,5 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	946 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	4224,5 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	1182 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	4224,5 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	1419 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	4224,5 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	1655 MJ/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	4224,5 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	524,7 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	117,9 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	180,2 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	207,3 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N

Tabla 31 Instalaciones de silicio policristalino II – 5/6

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Soares et al., 2018)	3559 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	N	N	9045 GJ	168,56 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	N	N	3010 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	168,3 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	N	N	2522 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	161,74 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Ludin et al., 2018)	918,34 MJ/m <sup>2</sup>	N	NA	N	N	N	N	1094,31 MJ/m <sup>2</sup>	210 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Ludin et al., 2018)	917,66 MJ/m <sup>2</sup>	N	NA	N	N	N	N	1034,41 MJ/m <sup>2</sup>	147 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	N	N	1037,6 MJ/m <sup>2</sup>	129,51 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	N	N	1037,6 MJ/m <sup>2</sup>	136,02 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	1668,83 MWh/año	NG
(Luo et al., 2018)	1825,9 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NA	297,2 MJ/m <sup>2</sup>	NA	NA	NG	2123,1 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	286,3 kWh/módulo/año	N
(Luo et al., 2018)	1862,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NA	303,2 MJ/m <sup>2</sup>	NA	NA	NG	2165,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	300,8 kWh/módulo/año	N
(Luo et al., 2018)	1671,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NA	272,1 MJ/m <sup>2</sup>	NA	NA	NG	1943,3 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	316,61 kWh/módulo/año	N
(Rahman et al., 2019)	NG	NG	NG	NG	NA	NA	N	NG	N	N

Tabla 32 Instalaciones de silicio policristalino II – 6/6

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Martinopoulos, 2020)	NG	NG	NG	NG	NA	NG	N	N	N	N
(Szilágyi & Gróf, 2020)	NG	NG	NG	NG	N	NA	NG	N	160,38 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Krebs-Moberg et al., 2021)	NG	N	NG	N	NG	NG	N	N	N	N
(Santoyo-Castelazo et al., 2021)	NG	NG	NG	N	N	NG	N	N	186,76 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Mohd Nordin et al., 2022)	NG	NG	NG	NG	NA	NG	N	N	251,49 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N

Tabla 33 Instalaciones de silicio policristalino III – 1/4

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	1 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	SimaPro v 6.04	N	2,2	35
(Alsema, 2006)	NG	N	Sí, el inversor a los 15 años.	SimaPro 7	N	1,9	32
(V. Fthenakis & Alsema, 2006)	N	N	N	N	N	2,2	37
(Pacca et al., 2007)	30 kWp	NG	N	SimaPro 6	0,93 m <sup>2</sup>	7,5	72,4
(Raugei et al., 2007)	N	N	N	SUMMA	N	5,5	167
(Raugei et al., 2007)	N	N	N	SUMMA	N	2,4	72
(Raugei et al., 2007)	N	N	N	SUMMA	N	2,5	57
(Ito et al., 2008)	100,8 MW	NA	NA	N	N	1,9	12,1
(Ito et al., 2008)	105,1 MW	NA	NA	N	N	1,5	9,4
(Stoppato, 2008)	N	N	N	N	0,65 m <sup>2</sup>	6,5	N
(Stoppato, 2008)	N	N	N	N	0,65 m <sup>2</sup>	6,0	N
(Stoppato, 2008)	N	N	N	N	0,65 m <sup>2</sup>	3,4	N
(Jungbluth et al., 2008)	3 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	N	132 Wp/m <sup>2</sup>	2,9	N
(Ito et al., 2010)	N	N	NA	N	N	2,0	43
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	0,5%	Sí, el inversor a los 20 años.	Gabi 4	N	N	33,5
(Laleman et al., 2011)	3 kWp	N	N	Eco-Indicator 99	132 Wp/m <sup>2</sup>	4,3	70
(Ito et al., 2011)	100 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	2,6	46

Tabla 34 Instalaciones de silicio policristalino III – 2/4

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Ito et al., 2011)	30 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	2,2	40
(Ito et al., 2011)	30 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	2,3	41
(Ito et al., 2011)	10 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	2,3	41
(Ito et al., 2011)	10 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	2,3	31
(Ito et al., 2011)	30 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	2,5	44
(Ito et al., 2011)	10 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	2,2	38
(de Wild-Scholten, 2011)	N	0,67%	N	SimaPro 7.3	N	1,7	33
(Desideri et al., 2012)	3 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	N	132 Wp/m <sup>2</sup>	2,9	N
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	125 Wp/m <sup>2</sup>	2,9	85
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	125 Wp/m <sup>2</sup>	2,7	78
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	125 Wp/m <sup>2</sup>	2,5	72
(Peng & Lu, 2013)	5970 kWp	NG	Sí, los componentes electrónicos del inversor a los 15 años.	N	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	2,7	43
(Darling & You, 2013)	NG	NG	N	N	NG	1,85	29
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	1,8	35,8
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	2,3	43,1
(B. ju Kim et al., 2014)	100kWp	NG	Sustitución de piezas del inversor cada 10 años.	SimaPro 7.1	149,37 Wp/m <sup>2</sup>	3,68	31,5

Tabla 35 Instalaciones de silicio policristalino III – 3/4

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(B. ju Kim et al., 2014)	100kWp	NG	Sustitución de piezas del inversor cada 10 años.	SimaPro 7.1	149,37 Wp/m <sup>2</sup>	3,11	25,8
(Carnevale et al., 2014)	245 Wp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	Eco Indicator 95	149,4 Wp/m <sup>2</sup>	2,3	NG
(Carnevale et al., 2014)	245 Wp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	Eco Indicator 95	149,4 Wp/m <sup>2</sup>	0,45	46,7
(H. Kim et al., 2014)	100 kWp	NG	N	Base de datos EcoInvent	135 Wp/m <sup>2</sup>	N	36,2
(Bhandari et al., 2015)	NG	0,5%	N	JMP software	NG	3,1	N
(Hengevoss et al., 2016)	N	0,67%	N	EcoInvent 2.2	N	1,32	20,6
(Hengevoss et al., 2016)	N	0,67%	N	EcoInvent 2.2	N	1,56	41,3
(Dahiya & Vogt, 2016)	3 kWp	N	N	EcoInvent 3.1	151,3 Wp/m <sup>2</sup>	1,47	31,27
(Wu et al., 2017)	1 MW	N	Sí, el inversor a los 15 años.	N	163,6 Wp/m <sup>2</sup>	2,3	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	6,3	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	5,0	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	4,2	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	3,6	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	3,1	N
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	3,2	50
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	2,1	35
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	1,85	30
(Soares et al., 2018)	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/módulo	2,6	NG

Tabla 36 Instalaciones de silicio policristalino III – 4/4

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	NA	6,04
(Ludin et al., 2018)	N	N	N	N	N	1,6	31,8
(Ludin et al., 2018)	N	N	N	N	N	2,52	50,9
(Ludin et al., 2018)	N	N	N	N	160 Wp/m <sup>2</sup>	1,6	60,13
(Ludin et al., 2018)	N	N	N	N	160 Wp/m <sup>2</sup>	2,1	81
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	1,01	20,9
(Ludin et al., 2018)	NG	N	N	N	N	1,11	30,2
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	N	Sí, sustitución del inversor a los 10 años.	SimaPro 7.3	300 Wp/módulo	1,9	61,45
(Luo et al., 2018)	NG	1,0%	N	Base de datos EcoInvent	159 Wp/m <sup>2</sup>	1,11	30,2
(Luo et al., 2018)	NG	1,0%	N	Base de datos EcoInvent	167 Wp/m <sup>2</sup>	1,08	29,2
(Luo et al., 2018)	NG	0,2%	N	Base de datos EcoInvent	162 Wp/m <sup>2</sup>	1,01	20,9
(Rahman et al., 2019)	3,6 kWp	0,5%	N	N	145,83 Wp/m <sup>2</sup>	5,34	173,42
(Martinopoulos, 2020)	4 kWp	0,5%	N	Ecoinvent v.2.2	172,41 Wp/m <sup>2</sup>	N	N
(Szilágyi & Gróf, 2020)	20 MWp	1,0%	2 sustituciones del inversor y 25 módulos PV cada año.	EcoInvent v.3.5	N	N	N
(Krebs-Moberg et al., 2021)	3,6 GW	0,91%	N	EcoInvent 3	N	N	N
(Santoyo-Castelazo et al., 2021)	3 kWp	N	N	GaBi v.6/ EcoInvent 3.1	N	5,1	47,156
(Mohd Nordin et al., 2022)	37,57 MW	0,6%	N	Ecoinvent 2.2:2016 y Ecoinvent 3.5	N	3,43	30,95



### 4.3 Teleruro de cadmio

Tabla 37 Instalaciones de teleruro de cadmio I – 1/2

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Alsema, 2006)	2006	9,0%	1700	0,75	RT	30	N	UCTE	N
(Raugei et al., 2007)	2007	9,0%	1700	0,75	RT	20	N	UCTE	0,32
(Ito et al., 2008)	2008	9,0%	2017	0,772	GM	30	N	N	N
(Jungbluth et al., 2008)	2008	7,1%	1117	0,75	RT	30	N	UCTE 2004	N
(SENSE, 2008)	2008	10,0%	1700	N	RT	20	N	UCTE	N
(SENSE, 2008)	2008	10,0%	1700	N	GM	20	N	UCTE	N
(H. K. Fthenakis, 2009)	2009	10,9%	1700	0,80	N	N	0,68	EE. UU.	0,29
(Ito et al., 2010)	2010	N	1702	0,78	GM	N	N	N	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	2010	9,0%	1825	0,78	N	30	0,511	España	N
(Held & Ilg, 2011)	2011	10,9%	1200	0,80	GM	30	0,564	UE-25	N
(Held & Ilg, 2011)	2011	10,9%	1700	0,80	GM	30	0,564	UE-25	N
(Held & Ilg, 2011)	2011	10,9%	1900	0,80	GM	30	0,564	UE-25	N
(Laleman et al., 2011)	2011	7,1%	950	0,75	RT	30	0,33	Bélgica	0,35
(de Wild-Scholten, 2011)	2011	11,3%	1700	0,75	RT	30	0,531	UCTE	N
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	9,0%	1383	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	9,0%	1511	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4

Tabla 38 Instalaciones de telururo de cadmio I – 2/2

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	9,0%	1623	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Peng & Lu, 2013)	2013	11,0%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
(Darling & You, 2013)	2013	8,0%	1700	0,75	RT	N	N	N	N
(Halasah et al., 2013)	2013	11,7%	2150	NG	RT	30	N	UCTE	0,32
(Halasah et al., 2013)	2013	11,7%	2150	NG	GM	30	N	UCTE	0,32
(Camevale et al., 2014)	2014	12,2%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
(Camevale et al., 2014)	2014	12,2%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
(H. Kim et al., 2014)	2014	11,2%	1810,4	0,80	GM	30	0,613	Malasia	N
(Bhandari et al., 2015)	2015	10,9%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35
(Hengevoss et al., 2016)	2016	11,9%	1800	0,77	RT	30	N	UCTE	N
(Hengevoss et al., 2016)	2016	11,9%	1800	0,77	RT	30	N	UCTE	N
(Dahiya & Vogt, 2016)	2016	13,84%	1700	0,75	RT	30	N	N	NG
(Burg et al., 2017)	2017	8,0%	1191	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Burg et al., 2017)	2017	8,0%	1820	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Burg et al., 2017)	2017	8,0%	2094	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	2018	11,5%	NG	0,92	GM	20	N	N	N
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	2018	11,5%	NG	0,92	GM	20	N	N	N
(Rajput et al., 2018)	2018	11,0%	N	N	GM	25	N	India	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	2018	11,5%	1000	0,92	GM	20	N	N	N

Tabla 39 Instalaciones de telururo de cadmio II – 1/3

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Alsema, 2006)	N	N	N	N	NA	N	N	N	N	N
(Raugei et al., 2007)	7800 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	N	NA	NA	N	21900 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N
(Ito et al., 2008)	10303 MJ <sub>p</sub> /kW	N	3504 MJ <sub>p</sub> /kW	N	NA	NA	N	30987 MJ <sub>p</sub> /kW	162·10 <sup>6</sup> kWh/año	N
(Jungbluth et al., 2008)	14600 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N	N	NG	N	N	26200 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N
(SENSE, 2008)	2272 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	NG	N	N	2350 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	150 kWh/año	N
(SENSE, 2008)	2272 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	NG	N	N	2735 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	155 kWh/año	N
(H. K. Fthenakis, 2009)	966 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	542 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	13800 MJ <sub>p</sub> /kW <sub>p</sub>	N	N
(Ito et al., 2010)	14500 MJ <sub>p</sub> /kW	5000 MJ <sub>p</sub> /kW	3500 MJ <sub>p</sub> /kW	11879 MJ <sub>p</sub> /kW	NA	NA	N	34879 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
(Held & Ilg, 2011)	750 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	Incluido en BOS.	NA	439 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	81 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	1270 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N
(Held & Ilg, 2011)	750 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	Incluido en BOS.	NA	439 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	81 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	1270 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N
(Held & Ilg, 2011)	750 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	Incluido en BOS.	NA	439 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	81 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	1270 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N
(Laleman et al., 2011)	N	N	N	N	N	N	N	2250 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N
(de Wild-Scholten, 2011)	N	N	N	N	NG	N	N	N	N	N

Tabla 40 Instalaciones de telururo de cadmio II – 2/3

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	194 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	925 MJ/m <sup>2</sup>	1196 kWh/año	634 kg CO <sub>2</sub> -eq/año
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	194 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	925 MJ/m <sup>2</sup>	1306 kWh/año	692 kg CO <sub>2</sub> -eq/año
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	194 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	925 MJ/m <sup>2</sup>	1403 kWh/año	744 kg CO <sub>2</sub> -eq/año
(Peng & Lu, 2013)	861 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	212 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	90 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1050 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	150 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	2363 MJ/m <sup>2</sup>	110 kWh/m <sup>2</sup> ·año	625,1 kg CO <sub>2</sub> -eq/kWp
(Darling & You, 2013)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	NG	NG
(Halasah et al., 2013)	792 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	450 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	1728 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NA	NA	N	2970 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	220 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Halasah et al., 2013)	793 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	450 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	2808 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4050 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	220 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Camevale et al., 2014)	1070 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NA	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	162,5 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Camevale et al., 2014)	1070 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	34,56 MJ/m <sup>2</sup>	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	162,5 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(H. Kim et al., 2014)	477,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	196,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	293,44 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	967,92 MJ/m <sup>2</sup>	146 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Bhandari et al., 2015)	652 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	139 kWh/m <sup>2</sup> ·año	NG
(Hengevoss et al., 2016)	1261 MJ <sub>eq</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	N	164,934 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N

Tabla 41 Instalaciones de telururo de cadmio II – 3/3

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Hengevoss et al., 2016)	1261 MJ <sub>eq</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	N	164,934 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Dahiya & Vogt, 2016)	705,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	423,16 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	282,1 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	1410,49 MJ/m <sup>2</sup>	176,46 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	71,5 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	109,2 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Burg et al., 2017)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	125,6 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	NG	N	N	N	NG	NG	N	NG	1512,99 MWh/año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	NG	N	N	N	NG	NG	N	NG	1515,40 MWh/año	N
(Rajput et al., 2018)	333,33 kWh/m <sup>2</sup>	284 kWh	N	N	N	N	N	N	2662,01 kWh/año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	1483,10 MWh/año	NG

Tabla 42 Instalaciones de teleruro de cadmio III – 1/3

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Alsema, 2006)	NG	N	Sí, el inversor a los 15 años.	SimaPro 7	N	1,1	25
(Raugei et al., 2007)	N	N	N	SUMMA	N	1,5	48
(Ito et al., 2008)	104 MW	NA	NA	N	N	1,9	12,8
(Jungbluth et al., 2008)	3 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	N	71 Wp/m <sup>2</sup>	2,7	N
(SENSE, 2008)	N	N	Sí, el inversor a los 10 años.	GaBi 4	90,2 Wp/m <sup>2</sup>	1,4	34,2
(SENSE, 2008)	N	N	Sí, el inversor a los 10 años.	GaBi 4	90,2 Wp/m <sup>2</sup>	1,6	33,2
(H. K. Fthenakis, 2009)	N	N	N	BdD Ecoinvent	N	0,8	18
(Ito et al., 2010)	N	N	NA	N	N	2,1	50
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	0,5%	Sí, el inversor a los 20 años.	Gabi 4	N	N	18,5
(Held & Ilg, 2011)	N	0,5%	N	GaBi	0,72 m <sup>2</sup>	1,1	30
(Held & Ilg, 2011)	N	0,5%	N	GaBi	0,72 m <sup>2</sup>	0,85	21
(Held & Ilg, 2011)	N	0,5%	N	GaBi	0,72 m <sup>2</sup>	0,7	19
(Laleman et al., 2011)	3 kWp	N	N	Eco-Indicator 99	71 Wp/m <sup>2</sup>	3,9	70
(de Wild-Scholten, 2011)	N	0,67%	N	SimaPro 7.3	N	0,8	19
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,1	92
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,0	84

Tabla 43 Instalaciones de teleruro de cadmio III – 2/3

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	100 Wp/m <sup>2</sup>	1,8	79
(Peng & Lu, 2013)	5970 kWp	NG	Sí, los componentes electrónicos del inversor a los 15 años.	N	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	1,9	31
(Darling & You, 2013)	NG	NG	N	N	NG	0,65	16
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	1,2	42
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	1,7	55,2
(Camevale et al., 2014)	87,5 Wp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	Eco Indicator 95	121,5 Wp/m <sup>2</sup>	0,92	60,2
(Camevale et al., 2014)	87,5 Wp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	Eco Indicator 95	121,5 Wp/m <sup>2</sup>	1,05	NG
(H. Kim et al., 2014)	100 kWp	NG	N	Base de datos EcoInvent	112 Wp/m <sup>2</sup>	0,94	15,1
(Bhandari et al., 2015)	NG	0,5%	N	JMP software	NG	1,0	N
(Hengevoss et al., 2016)	N	0,67%	N	Ecoinvent 2.2	N	0,71	9
(Hengevoss et al., 2016)	N	0,67%	N	Ecoinvent 2.2	N	0,72	13,1
(Dahiya & Vogt, 2016)	3 kWp	N	N	EcoInvent 3.1	134,4 Wp/m <sup>2</sup>	0,71	16,78
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	2,0	30
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	1,1	20
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	0,95	15
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	NG	N	Sí, el inversor a los 10 años.	Software SimaPro 7.3 y base de datos GaBi 4	114,7 Wp/m <sup>2</sup>	1,346	52,548

Tabla 44 Instalaciones de teleruro de cadmio III – 3/3

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	NG	N	Sí, el inversor a los 10 años.	Software SimaPro 7.3 y base de datos GaBi 4	114,7 Wp/m <sup>2</sup>	1,297	50,686
(Rajput et al., 2018)	3,2 kW	N	N	N	111,11 Wp/m <sup>2</sup>	3,6	NG
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	N	Sí, el inversor a los 10 años.	SimaPro 7.3	82,50 Wp/módulo	1,31	51,67



## 4.4 Silicio amorfo

Tabla 45 Instalaciones de silicio amorfo I 1/2

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Pacca et al., 2007)	2007	6,3%	1359	N	RT	20	N	EE. UU.	N
(Ito et al., 2008)	2008	6,9%	2017	0,771	RT	30	N	N	N
(Jungbluth et al., 2008)	2008	6,5%	1117	0,75	RT	30	N	UCTE 2004	N
(SENSE, 2008)	2008	5,5%	1700	N	RT	20	N	UCTE	N
(SENSE, 2008)	2008	5,5%	1700	N	GM	20	N	UCTE	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	2010	7,0%	1825	0,78	N	30	0,511	España	N
(Laleman et al., 2011)	2011	6,5%	950	0,75	RT	30	0,33	Bélgica	0,35
(Peng & Lu, 2013)	2013	7,0%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
(Halasah et al., 2013)	2013	6,0%	2150	NG	RT	30	N	UCTE	0,32
(Halasah et al., 2013)	2013	6,0%	2150	NG	GM	30	N	UCTE	0,32
(H. Kim et al., 2014)	2014	6,45%	1810,4	0,80	GM	30	0,613	Malasia	N
(Bhandari et al., 2015)	2015	6,3%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	6,6%	928,89	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	6,6%	1161,11	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	6,6%	1393,33	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Huang & Yu, 2017)	2017	6,6%	1625,56	0,75	RT	30	N	N	0,35

Tabla 46 Instalaciones de silicio amorfo I – 2/2

<b>Autor/es</b>	<b>Año de publicación</b>	<b>Eficiencia del módulo</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>·año)</b>	<b>PR</b>	<b>Montaje</b>	<b>Tiempo de vida (años)</b>	<b>F<sub>mix</sub> (kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>	<b>Mix energético</b>	<b>Coficiente de conversión (MJ<sub>e</sub>/MJ<sub>p</sub>)</b>
(Huang & Yu, 2017)	2017	6,6%	1855,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	2018	7,5%	1000	0,92	GM	20	N	N	N
(Soares et al., 2018)	2018	13,0%	1825	N	N	20	N	N	N

Tabla 47 Instalaciones de silicio amorfo II – 1/2

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Pacca et al., 2007)	861,5 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	503 MJ <sub>p</sub> /kWp	1980 MJ <sub>p</sub> /kWp	3076 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N	N	N	NG	N
(Ito et al., 2008)	17743 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	N	NA	NA	N	40990 MJ <sub>p</sub> /kW	171 · 10 <sup>6</sup> kWh/año	N
(Jungbluth et al., 2008)	17700 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N	N	NG	N	N	29000 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N
(SENSE, 2008)	1096 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	NG	N	N	1198 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	82,7 kWh/año	N
(SENSE, 2008)	1096 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	NG	N	N	1814 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	85,7 kWh/año	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
(Laleman et al., 2011)	N	N	N	N	N	N	N	2020 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N
(Peng & Lu, 2013)	1039 MJ/m <sup>2</sup>	135 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	90 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1050	NG	120 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	2434 MJ/m <sup>2</sup>	70 kWh/m <sup>2</sup> ·año	625,1 kg CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> /kWp
(Halasah et al., 2013)	792 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	450 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	1728 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NA	NA	N	2970 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	113 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Halasah et al., 2013)	792 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	450 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	2808 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4050 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	113 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(H. Kim et al., 2014)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	93,42 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Bhandari et al., 2015)	1085 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	80,3 kWh/m <sup>2</sup> ·año	NG
(Huang & Yu, 2017)	1324,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	115,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	86,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	604,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	230,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	131,4 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	1324,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	115,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	86,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	604,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	230,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	164,16 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N

Tabla 48 Instalaciones de silicio amorfo II – 2/2

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Huang & Yu, 2017)	1324,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	115,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	86,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	604,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	230,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	196,94 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	1324,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	115,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	86,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	604,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	230,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	230 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Huang & Yu, 2017)	1324,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	115,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	86,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	604,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	230,4 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	262,5 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	945,45 MWh/año	NG
(Soares et al., 2018)	1394 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N

Tabla 49 Instalaciones de silicio amorfo III – 1/2

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Pacca et al., 2007)	30 kWp	1,1%	N	SimaPro 6	0,93 m <sup>2</sup>	3,2	34,3
(Ito et al., 2008)	109,6 MW	NA	NA	N	N	2,5	15,6
(Jungbluth et al., 2008)	3 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	N	65 Wp/m <sup>2</sup>	3,0	N
(SENSE, 2008)	N	N	Sí, el inversor a los 10 años.	GaBi 4	54,8 Wp/m <sup>2</sup>	1,3	31,4
(SENSE, 2008)	N	N	Sí, el inversor a los 10 años.	GaBi 4	54,8 Wp/m <sup>2</sup>	1,9	30,4
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	0,5%	Sí, el inversor a los 20 años.	Gabi 4	N	N	28,5
(Laleman et al., 2011)	3 kWp	N	N	Eco-Indicator 99	65 Wp/m <sup>2</sup>	4,2	85
(Peng & Lu, 2013)	5970 kWp	NG	Sí, los componentes electrónicos del inversor a los 15 años.	N	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	2,9	44
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	2,3	85,3
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	3,3	109,1
(H. Kim et al., 2014)	100 kWp	NG	N	Base de datos EcoInvent	65,5 Wp/m <sup>2</sup>	N	40,4
(Bhandari et al., 2015)	NG	0,5%	N	JMP software	NG	2,3	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	6,1	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	4,9	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	4,1	N
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	3,5	N

Tabla 50 Instalaciones de silicio amorfo III – 2/2

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Huang & Yu, 2017)	NG	N	N	N	NG	3,0	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	N	Sustitución del inversor a los 10 años.	SimaPro 7.3	105 Wp/módulo	1,78	67,23
(Soares et al., 2018)	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/módulo	1,6	NG

## 4.5 CIS/CIGS

Tabla 51 Instalaciones CIS/CIGS I – 1/2

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Raugei et al., 2007)	2007	11,0%	1700	0,75	RT	20	N	UCTE	0,32
(Ito et al., 2008)	2008	11,0%	2017	0,78	RT	30	N	N	N
(SENSE, 2008)	2008	11,5%	1700	N	RT	20	N	UCTE	N
(SENSE, 2008)	2008	11,5%	1700	N	GM	20	N	UCTE	N
(Jungbluth et al., 2008)	2008	10,7%	1117	0,75	RT	30	N	UCTE 2004	N
(Ito et al., 2010)	2010	N	1702	0,78	GM	N	N	N	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	2010	10,0%	1825	0,78	N	30	0,511	España	N
(Laleman et al., 2011)	2011	10,7%	950	0,75	RT	30	0,33	Bélgica	0,35
(Ito et al., 2011)	2011	8,8%	1725	N	GM	30	N	N	N
(Ito et al., 2011)	2011	11,2%	1725	N	GM	30	N	N	N
(de Wild-Scholten, 2011)	2011	11,3%	1700	0,75	RT	30	0,531	UCTE	N
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	9,5%	1383	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	9,5%	1511	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	2012	9,5%	1623	0,75	RT	20	0,531	Italia	0,4
(Peng & Lu, 2013)	2013	10,5%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31

Tabla 52 Instalaciones CIS/CIGS I – 2/2

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Halasah et al., 2013)	2013	12,0%	2150	NG	RT	30	N	UCTE	0,32
(Halasah et al., 2013)	2013	12,0%	2150	NG	GM	30	N	UCTE	0,32
(Carnevale et al., 2014)	2014	12,6%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
(Carnevale et al., 2014)	2014	12,6%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
(H. Kim et al., 2014)	2014	10,0%	1810,4	0,80	GM	30	0,613	Malasia	N
(Bhandari et al., 2015)	2015	11,5%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35
(Dahiya & Vogt, 2016)	2016	15,97%	1700	0,75	RT	30	N	N	NG
(Amarakoon et al., 2018)	2018	13,0%	763	0,85	RT	20	NG	Nueva York	N
(Amarakoon et al., 2018)	2018	14,0%	1409,7	0,89	RT	25	NG	Nueva York	N
(Amarakoon et al., 2018)	2018	17,0%	2180	0,95	RT	30	NG	Nueva York	N
(Soares et al., 2018)	2018	20,0%	1825	N	N	20	N	N	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	2018	12,2%	1000	0,92	GM	20	N	N	N



Tabla 53 Instalaciones CIS/CIGS II – 1/2

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Raugei et al., 2007)	27700 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N	N	NA	NA	N	21900 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N
(Ito et al., 2008)	9831 MJ <sub>p</sub> /kW	N	2989 MJ <sub>p</sub> /kW	N	NA	NA	N	26823 MJ <sub>p</sub> /kW	162·10 <sup>6</sup> kWh/año	N
(SENSE, 2008)	2500 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	NG	N	N	2635 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	173 kWh/año	N
(SENSE, 2008)	2500 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	NG	N	N	3031 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	178 kWh/año	N
(Jungbluth et al., 2008)	18600 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N	N	NG	N	N	27200 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N
(Ito et al., 2010)	12000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	3333 MJ <sub>p</sub> /kW	N	NA	NA	N	29637 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
(Laleman et al., 2011)	N	N	N	N	N	N	N	3200 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N
(Ito et al., 2011)	12500 MJ <sub>p</sub> /kW	1200 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	N	N	N	23000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(Ito et al., 2011)	9500 MJ <sub>p</sub> /kW	1200 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N	N	N	N	19000 MJ <sub>p</sub> /kW	N	N
(de Wild-Scholten, 2011)	N	N	N	N	NG	N	N	N	N	N
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	529 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	1260 MJ/m <sup>2</sup>	1262 kWh/año	669 kg CO <sub>2</sub> -eq/año
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	529 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	1260 MJ/m <sup>2</sup>	1379 kWh/año	731 kg CO <sub>2</sub> -eq/año
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	529 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NA	36 MJ/m <sup>2</sup>	N	1260 MJ/m <sup>2</sup>	1481 kWh/año	785 kg CO <sub>2</sub> -eq/año

Tabla 54 Instalaciones CIS/CIGS II – 2/2

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Peng & Lu, 2013)	1684 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	203 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	90 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1050 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	150 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	3177 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	105 kWh/año	625,1 kg CO <sub>2</sub> - <sub>eq</sub> /kW <sub>p</sub>
(Halasah et al., 2013)	2628 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	450 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	1512 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4592 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	223 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Halasah et al., 2013)	2628 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	450 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	2592 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NA	NA	N	5670 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	223 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Carnevale et al., 2014)	1070 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NA	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	167,3 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Carnevale et al., 2014)	1070 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	34,56 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	167,3 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(H. Kim et al., 2014)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	144,832 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Bhandari et al., 2015)	1653 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	146,6 kWh/m <sup>2</sup> ·año	NG
(Dahiya & Vogt, 2016)	1515,2 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	389,6 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	259,8 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	2164,61 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	N
(Amarakoon et al., 2018)	NG	NG	NA	NG	NA	NA	NA	NG	73 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Amarakoon et al., 2018)	56212,2 MJ <sub>p</sub> /kW	NG	NA	2128,68 MJ <sub>p</sub> /kW	NA	NA	NA	60391,44 MJ <sub>p</sub> /kW	156,1 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Amarakoon et al., 2018)	NG	NG	NA	NG	NA	NA	NA	NG	327,7 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Soares et al., 2018)	2109 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	1625,54 MWh/año	NG

Tabla 55 Instalaciones CIS/CIGS III – 1/2

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Raugei et al., 2007)	N	N	N	SUMMA	N	2,8	95
(Ito et al., 2008)	103,7 MW	NA	NA	N	N	1,6	10,5
(SENSE, 2008)	N	N	Sí, el inversor a los 10 años.	GaBi 4	112 Wp/m <sup>2</sup>	1,3	43
(SENSE, 2008)	N	N	Sí, el inversor a los 10 años.	GaBi 4	112 Wp/m <sup>2</sup>	1,5	41,7
(Jungbluth et al., 2008)	3 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	N	107 Wp/m <sup>2</sup>	2,8	N
(Ito et al., 2010)	N	N	NA	N	N	1,8	46
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	0,5%	Sí, el inversor a los 20 años.	Gabi 4	N	N	33,5
(Laleman et al., 2011)	3 kWp	N	N	Eco-Indicator 99	106 Wp/m <sup>2</sup>	4,0	70
(Ito et al., 2011)	30 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	1,7	36
(Ito et al., 2011)	3 kW	0,5%	Sí, el inversor a los 15 años.	JEMAI-LCA	N	1,4	31
(de Wild-Scholten, 2011)	N	0,67%	N	SimaPro 7.3	N	1,3	31
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,8	90
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,5	83
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	N	N	NA	N	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,4	77
(Peng & Lu, 2013)	5970 kWp	NG	Sí, los componentes electrónicos del inversor a los 15 años.	N	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	2,6	36

Tabla 56 Instalaciones CIS/CIGS III – 2/2

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	2,0	32,5
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	2,5	44,5
(Carnevale et al., 2014)	135 Wp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	Eco Indicator 95	126,1 Wp/m <sup>2</sup>	0,97	NG
(Carnevale et al., 2014)	135 Wp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	Eco Indicator 95	126,1 Wp/m <sup>2</sup>	0,54	37,1
(H. Kim et al., 2014)	100 kWp	NG	N	Base de datos EcoInvent	100 Wp/m <sup>2</sup>	N	37,9
(Bhandari et al., 2015)	NG	0,5%	N	JMP software	NG	1,7	N
(Dahiya & Vogt, 2016)	3 kWp	N	N	EcoInvent 3.1	155,1 Wp/m <sup>2</sup>	1,19	26,15
(Amarakoon et al., 2018)	N	1,5%	N	Gabi6	NG	NG	34
(Amarakoon et al., 2018)	N	1,0%	N	Gabi6	140 Wp/m <sup>2</sup>	1,91	12,5
(Amarakoon et al., 2018)	N	0,5%	N	Gabi6	NG	NG	5
(Soares et al., 2018)	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/módulo	1,6	8
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	NG	N	Sustitución del inversor a los 10 años.	SimaPro 7.3	82,50 Wp/módulo	1,72	58,54

## 4.6 Ribbon-Si

Tabla 57 Instalaciones de Ribbon-Si I

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	2006	12,0%	1700	0,75	RT	30	0,48	UCTE	0,31
(Alsema, 2006)	2006	11,5%	1700	0,75	RT	30	N	UCTE	N
(Fthenakis & Alsema, 2006)	2006	N	1700	0,75	RT	30	N	Europa	N
(Jungbluth et al., 2008)	2008	12,0%	1117	0,75	RT	30	N	UCTE 2004	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	2010	12,0%	1825	0,78	N	30	0,511	España	N
(Laleman et al., 2011)	2011	12,0%	950	0,75	RT	30	0,33	Bélgica	0,35
(Darling & You, 2013)	2013	8,0%	1700	0,75	RT	N	N	N	N
(Halasah et al., 2013)	2013	13,2%	2150	NG	RT	30	N	UCTE	0,32
(Halasah et al., 2013)	2013	13,2%	2150	NG	GM	30	N	UCTE	0,32
(H. Kim et al., 2014)	2014	15,0%	1810,4	0,80	GM	30	0,613	Malasia	N
(Soares et al., 2018)	2018	18,5%	1825	N	N	20	N	N	N

Tabla 58 Instalaciones de Ribbon-Si II

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	2600 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	1930 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N	NA	NA	N	N	N	N
(Alsema, 2006)	N	N	N	N	NA	N	N	N	N	N
(Fthenakis & Alsema, 2006)	N	N	N	542 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N
(Jungbluth et al., 2008)	17800 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N	N	NG	N	N	25800 MJ <sub>p</sub> /kWp	N	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
(Laleman et al., 2011)	N	N	N	N	N	N	N	4000 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N
(Darling & You, 2013)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	102 kWh/m <sup>2</sup> ·año	NG
(Halasah et al., 2013)	1584 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	450 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	1656 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NA	NA	N	3690 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	242 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Halasah et al., 2013)	1584 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	450 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NG	2736 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4770 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	242 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(H. Kim et al., 2014)	NG	N	N	N	N	N	N	NG	217,248 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Soares et al., 2018)	2824 MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N

Tabla 59 Instalaciones de Ribbon-Si III

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	1 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	SimaPro v6.04	N	1,7	30
(Alsema, 2006)	NG	N	Sí, el inversor a los 15 años.	SimaPro 7	N	1,7	29
(Fthenakis & Alsema, 2006)	N	N	N	N	N	1,7	30
(Jungbluth et al., 2008)	3 kWp	N	Sí, el inversor a los 15 años.	N	120 Wp/m <sup>2</sup>	2,7	N
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	N	0,5%	Sí, el inversor a los 20 años.	Gabi 4	N	N	30
(Laleman et al., 2011)	3 kWp	N	N	Eco-Indicator 99	120 Wp/m <sup>2</sup>	4,0	67
(Darling & You, 2013)	NG	NG	N	N	NG	1,4	22
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	1,4	29,61
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	1,8	37,4
(H. Kim et al., 2014)	100 kWp	NG	N	Base de datos EcoInvent	150,1 Wp/m <sup>2</sup>	N	28
(Soares et al., 2018)	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/módulo	2,3	NG

## 4.7 HCPV

Tabla 60 Instalaciones de alta concentración I – 1/2

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Peharz & Dimroth, 2005)	2005	26,0%	1000	0,94	GM	N	NA	N	0,34
(Peharz & Dimroth, 2005)	2005	26,0%	1900	0,94	GM	N	NA	N	0,4
(Nishimura et al., 2010)	2010	18,8%	1513	NG	GM	20	NA	N	0,4
(Nishimura et al., 2010)	2010	18,0%	1263	NG	GM	20	NA	N	0,4
(V. M. Fthenakis & Kim, 2011)	2011	18,0%	2480	0,68	GM	30	NG	N	0,29
(Turconi et al., 2013)	2013	37,0%	2600	NG	GM	30	NG	N	0,29
(Turconi et al., 2013)	2013	37,0%	2480	NG	GM	30	NG	N	0,29
(Turconi et al., 2013)	2013	37,0%	2570	NG	GM	30	NG	N	0,29
(Halasah et al., 2013)	2013	25,0%	2150	NG	GM	30	N	UCTE	0,32
(Halasah et al., 2013)	2013	26,0%	2150	NG	GM	30	N	UCTE	0,32
(Sandwell et al., 2016)	2016	30,0%	2482	0,93	GM	30	0,503	Reino Unido	0,29
(Sandwell et al., 2016)	2016	30,0%	2278	0,93	GM	30	0,291	Reino Unido	0,29
(Sandwell et al., 2016)	2016	30,0%	2668	0,93	GM	30	0,754	Reino Unido	0,29
(Sandwell et al., 2016)	2016	30,0%	2409	0,93	GM	30	0,764	Reino Unido	0,29
(Sandwell et al., 2016)	2016	30,0%	2668	0,93	GM	30	0,823	Reino Unido	0,29
(Sandwell et al., 2016)	2016	30,0%	3322	0,93	GM	30	0,441	Reino Unido	0,29



Tabla 61 Instalaciones de alta concentración I – 2/2

Autor/es	Año de publicación	Eficiencia del módulo	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	PR	Montaje	Tiempo de vida (años)	F <sub>mix</sub> (kg CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Mix energético	Coefficiente de conversión (MJ <sub>e</sub> /MJ <sub>p</sub> )
(Sandwell et al., 2016)	2016	24,1%	1794	NG	GM	30	NG	UCTE	0,32
(Sandwell et al., 2016)	2016	N	1825	N	GM	N	N	California	N
(Sandwell et al., 2016)	2016	N	2520	N	GM	N	N	Arizona	N
(Sandwell et al., 2016)	2016	37,0%	1794	NG	GM	30	NG	UCTE	0,32
(Sandwell et al., 2016)	2016	30,0%	1794	0,787	GM	30	N	N	N
(Burg et al., 2017)	2017	27,0%	1191	0,9	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Burg et al., 2017)	2017	27,0%	1820	0,9	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Burg et al., 2017)	2017	27,0%	2094	0,9	RT	30	0,514	EE. UU.	N
(Corona et al., 2017)	2017	28,19%	1834	0,813	GM	20	NG	Marruecos	0,3
(Corona et al., 2017)	2017	28,19%	1834	0,813	GM	25	NG	Marruecos	0,3
(Corona et al., 2017)	2017	28,19%	1834	0,813	GM	30	NG	Marruecos	0,3
(Ziemińska-stolarska et al., 2021)	2021	29,0%	2207	N	N	25	N	Madrid	N
(Ziemińska-stolarska et al., 2021)	2021	29,0%	N	N	N	25	N	Lyon	N

Tabla 62 Instalaciones de alta concentración II – 1/2

Autor/es	Energía Primaria								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
(Peharz & Dimroth, 2005)	345,14 GJ <sub>p</sub>	722,39 GJ <sub>p</sub>	NA	4827 MJ <sub>p</sub>	NA	N	722,39 GJ <sub>p</sub>	N	NG	N
(Peharz & Dimroth, 2005)	345,14 GJ <sub>p</sub>	802,26 GJ <sub>p</sub>	8000 MJ <sub>p</sub>	4827 MJ <sub>p</sub>	NA	N	802,26 GJ <sub>p</sub>	N	11888 kWh/año	N
(Nishimura et al., 2010)	287,5 GJ <sub>p</sub>	515 GJ <sub>p</sub>	6,69 MJ <sub>p</sub>	2251,2 MJ <sub>p</sub>	NA	N	5150 MJ <sub>p</sub>	N	291 kWh/año	N
(Nishimura et al., 2010)	357,5 GJ <sub>p</sub>	576 GJ <sub>p</sub>	6,69 MJ <sub>p</sub>	2167 MJ <sub>p</sub>	NA	N	5760 MJ <sub>p</sub>	N	248 kWh/año	N
(V. M. Fthenakis & Kim, 2011)	473,8 GJ <sub>p</sub>	817 GJ <sub>p</sub>	261,44 GJ <sub>p</sub>	294,94 GJ <sub>p</sub>	138,89 GJ <sub>p</sub>	N	817 MJ <sub>p</sub>	N	48700 kWh/año	N
(Turconi et al., 2013)	860,8 GJ <sub>p</sub>	155,3 GJ <sub>p</sub>	613,64 GJ <sub>p</sub>	609,95 GJ <sub>p</sub>	207,45 GJ <sub>p</sub>	N	1553 MJ <sub>p</sub>	N	144 MWh/año	N
(Turconi et al., 2013)	860,8 GJ <sub>p</sub>	155,3 GJ <sub>p</sub>	613,64 GJ <sub>p</sub>	609,95 GJ <sub>p</sub>	207,45 GJ <sub>p</sub>	N	1553 MJ <sub>p</sub>	N	136 MWh/año	N
(Turconi et al., 2013)	860,8 GJ <sub>p</sub>	155,3 GJ <sub>p</sub>	613,64 GJ <sub>p</sub>	609,95 GJ <sub>p</sub>	207,45 GJ <sub>p</sub>	N	1553 MJ <sub>p</sub>	N	139 MWh/año	N
(Halasah et al., 2013)	NG	NG	NG	NG	NA	NA	N	1200 kWh/m <sup>2</sup>	482 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Halasah et al., 2013)	NG	NG	NG	NG	NA	NA	N	800 kWh/m <sup>2</sup>	501 kWh/m <sup>2</sup> ·año	N
(Sandwell et al., 2016)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	167048 kWh	N
(Sandwell et al., 2016)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	153318 kWh	N
(Sandwell et al., 2016)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	179566 kWh	N
(Sandwell et al., 2016)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	162135 kWh	N
(Sandwell et al., 2016)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	179566 kWh	N



Tabla 64 Instalaciones de alta concentración III – 1/2

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Peharz & Dimroth, 2005)	N	N	N	N	N	1,15	NA
(Peharz & Dimroth, 2005)	N	N	N	N	N	0,7	NA
(Nishimura et al., 2010)	N	N	N	N	N	2,0	NA
(Nishimura et al., 2010)	N	N	N	N	N	2,6	NA
(V. M. Fthenakis & Kim, 2011)	N	N	N	N	N	1,3	38
(Turconi et al., 2013)	N	N	N	N	N	0,9	26
(Turconi et al., 2013)	N	N	N	N	N	0,9	27
(Turconi et al., 2013)	N	N	N	N	N	0,9	27
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	0,8	21,6
(Halasah et al., 2013)	NG	1,0%	2 sustituciones del inversor.	N	NG	0,6	17,4
(Sandwell et al., 2016)	6 kWp	0,7%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,3	9
(Sandwell et al., 2016)	6 kWp	0,7%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,32	9,4
(Sandwell et al., 2016)	6 kWp	0,7%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,28	8,3
(Sandwell et al., 2016)	6 kWp	0,7%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,33	9,8
(Sandwell et al., 2016)	6 kWp	0,7%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,29	8,8
(Sandwell et al., 2016)	6 kWp	0,7%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,22	6,5

Tabla 65 Instalaciones de alta concentración III – 2/2

Autor/es	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área módulo	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)
(Sandwell et al., 2016)	32,7 kWp	N	N	Software Simapro 7.2.4, ecoinvent 2.2 database	241 Wp/m <sup>2</sup>	0,8	18
(Sandwell et al., 2016)	N	N	N	N	N	1,5	N
(Sandwell et al., 2016)	N	N	N	N	N	1,3	N
(Sandwell et al., 2016)	53 kWp	N	N	Software Simapro 7.2.4, ecoinvent 2.2 database	198,5 Wp/m <sup>2</sup>	1,5	32
(Sandwell et al., 2016)	NG	0,5%	Sustitución del inversor a los 10 años.	Simapro 7.3 con base de datos ecoinvent 2.2	NG	1,0	20
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	2,9	45
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	2,0	30
(Burg et al., 2017)	NG	NG	N	N	NG	1,1	25
(Corona et al., 2017)	1008 kWp	0,6% para el primer año y 0,4% para el resto.	N	Software Simapro 8.1.0 y base de datos Ecoinvent v.3	280 Wp/m <sup>2</sup>	0,862	53,7
(Corona et al., 2017)	1008 kWp	0,6% para el primer año y 0,4% para el resto.	N	Software Simapro 8.1.0 y base de datos Ecoinvent v.3	280 Wp/m <sup>2</sup>	0,891	45,6
(Corona et al., 2017)	1008 kWp	0,6% para el primer año y 0,4% para el resto.	N	Software Simapro 8.1.0 y base de datos Ecoinvent v.3	280 Wp/m <sup>2</sup>	0,904	40,2
(Ziemińska-stolarska et al., 2021)	N	N	N	N	N	NG	15
(Ziemińska-stolarska et al., 2021)	N	N	N	N	N	NG	11

# 5 ANÁLISIS DE LA VARIABILIDAD

---

A continuación, una vez presentadas todas las variables de los diferentes estudios, se pretende realizar una comparación entre los mismos, para así analizar las diferencias existentes entre ellos. Por ello, en primer lugar, se van a definir las variables objeto de estudio, para así poder comprender con una mayor profundidad el análisis a desarrollar.

Seguidamente, se presentarán los valores de algunas de las variables más relevantes en una tabla resumen. Concretamente, se van a mostrar distintos apartados, uno para cada una de las tecnologías estudiadas, adjuntando para cada una de ellas su tabla correspondiente. La última fila de cada una de las tablas representa el valor medio de los resultados de las variables anteriores expuestas a lo largo de dicha tabla. A pesar de que estos valores medios carezcan de validez científica, estos se añaden para así tener unos determinados números índice que permitan un mejor seguimiento del desarrollo propuesto.

Posteriormente, se incluyen tres figuras en las que se presentan, para cada tecnología, el rango de los valores entre los que se mueven los datos de las tablas (eficiencia del módulo, PR, tiempo de vida, irradiación, EPBT y GHG), así como los resultados obtenidos de la generación eléctrica anual y el índice ERF calculados. De esta forma, se puede apreciar con mayor facilidad cuales son las horquillas de valores en las que se mueve cada tecnología.

Por último, se propone analizar los resultados del tiempo de retorno energético, el factor de retorno energético y las emisiones de gases de efecto invernadero. Para ello, se van a representar los valores obtenidos de estas variables de cada uno de los autores analizados frente a la generación eléctrica anual del sistema, pues la influencia de esta en las variables mencionadas es elevada.

## 5.1 Definiciones

Antes de comenzar a realizar un profundo y exhaustivo análisis de todos los estudios considerados durante el desarrollo de este trabajo, conviene definir todas aquellas variables, así como los índices energéticos que se utilizarán para comparar estos estudios entre sí y sus correspondientes evoluciones. De esta forma, además, se logrará una mejor comprensión de todo lo que se expresará a continuación.

### 5.1.1 Eficiencia del módulo

A diferencia de las otras variables en estudio, la eficiencia del módulo es una característica que viene establecida por el fabricante del panel y que depende de la tecnología empleada. Por tanto, se podría decir que es una variable independiente. Suele presentar valores similares, aunque es una variable que sigue evolucionando con el objetivo de alcanzar valores cada vez más elevados y así obtener el mayor provecho de los recursos fotovoltaicos.

### 5.1.2 Coeficiente de rendimiento

El coeficiente de rendimiento, también conocido por sus siglas PR, se expresa en porcentaje y hace referencia a la relación entre el rendimiento real y nominal de la instalación. Este coeficiente aporta información acerca de la fiabilidad y la eficiencia energética de la instalación fotovoltaica.

### 5.1.3 Tiempo de vida

Tal y como su nombre indica, el tiempo de vida se refiere a la duración útil del proyecto en años. Es decir, comprende el periodo de funcionamiento desde el momento inicial de la puesta en marcha de la instalación hasta el final de su ciclo de vida.

### 5.1.4 Irradiación

Cabe comentar que dos factores importantes para tener en cuenta a la hora de evaluar una instalación

fotovoltaica son la localización del sistema y el ángulo de inclinación de los paneles. Pues, en función de ellos, la irradiación recibida por los módulos, expresada en (kWh/m<sup>2</sup>·año), será mayor o menor. Por tanto, el rango de la irradiación vendrá determinado por la gran variedad de países y ciudades en las que están ubicadas las instalaciones y, consecuentemente, sus distintas irradiaciones.

### 5.1.5 EPBT

El tiempo de retorno energético es aquel necesario para recuperar la energía invertida en un sistema, en este caso, una instalación fotovoltaica. Se ecuación es la siguiente:

$$EPBT = \frac{\text{Energía primaria consumida por el sistema PV a lo largo de su vida (kWh)} \cdot C \left( \frac{MJ}{MJp} \right)}{\text{Generación eléctrica anual} \left( \frac{kWh}{año} \right)} \quad (6-1)$$

En primer lugar, la energía primaria consumida por el sistema fotovoltaico a lo largo de su vida hace referencia a la demandada por todas las etapas correspondientes desde la extracción bruta de los materiales hasta el final del ciclo de vida de la instalación. Concretamente, las etapas consideradas son: la fabricación de los módulos, la fabricación del inversor, el transporte desde el lugar de fabricación hasta la localización de la instalación, la producción de los demás componentes del sistema (BOS: *Balance of System*), el reciclado, el desmantelamiento de la planta y la preparación de los terrenos. De esta forma, la energía primaria total requerida se puede definir como se muestra:

$$E_{total} = E_{fab} + E_{inv} + E_{trans} + E_{BOS} + E_{rec} + E_{des} + E_{ter} \quad (6-2)$$

Sin embargo, es necesario resaltar que no todos los estudios tienen en consideración las mismas etapas, bien por decisión propia a la hora de realizar el análisis en cuestión, bien, como sucede en la mayoría de los casos, por falta de información. Por lo que, en un principio, ello podría provocar una mayor diferencia en los resultados obtenidos a la hora de realizar una comparación entre los mismos, ya que, como se puede observar en la ecuación (6-1), el tiempo de retorno energético y la energía primaria consumida por el sistema son directamente proporcionales.

Por otro lado, el coeficiente de conversión, expresado en (MJ<sub>eléctrico</sub>/MJ<sub>primario</sub>), representa la relación entre la energía eléctrica producida y la energía primaria invertida y varía en función de cada país. Al igual que sucede con la energía primaria consumida por el sistema, es proporcional al tiempo de retorno energético, por lo que su influencia es elevada. No obstante, no suele ser un dato proporcionado por los estudios o, incluso, ni siquiera comentado por los autores, por lo que no se conoce si se ha tenido en consideración o simplemente se ha descartado. Por este motivo, su presencia o ausencia es crítica en la determinación del valor del EPBT y, en muchos casos, limita la comparación de los estudios entre sí.

Finalmente, respecto a la generación eléctrica anual, esta se define del siguiente modo:

$$\text{Generación eléctrica anual} \left( \frac{kWh}{año} \right) = I \cdot A_{PV} \cdot PR \cdot (1 - d_n) \cdot \eta \quad (6-3)$$

Como se puede comprobar, es el producto de una serie de variable, concretamente, de: la irradiación solar, el área del módulo, el coeficiente de rendimiento, la degradación anual y el rendimiento del panel. De igual forma, si se observa la ecuación (6-1), la generación eléctrica anual es inversamente proporcional al EPBT, por lo que, un aumento de cualquiera de las variables mencionadas provocará una disminución del tiempo de retorno energético.

En conclusión, se podría decir que el tiempo de retorno energético depende, principalmente, de las siguientes variables:

$$EPBT = f \left( E_{fab}, E_{inv}, E_{trans}, E_{BOS}, E_{rec}, E_{des}, E_{ter}, C, I, A_{PV}, PR, d_n, \eta \right) \quad (6-4)$$

### 5.1.6 Emisiones de gases de efecto invernadero

Los gases de efecto invernadero emitidos son aquellos generados por la fabricación de los paneles, así como las demás emisiones del resto de componentes, el transporte, el desmantelamiento de la planta, el posible

reciclaje..., y todas aquellas etapas correspondientes al ciclo de vida de la instalación. Este índice resulta útil a la hora de realizar comparaciones entre distintas tecnologías, evaluando la efectividad de estas en términos de calentamiento global. Se define como:

$$GHG \left( \frac{g \text{ CO}_2 - eq}{kWh} \right) = \frac{\text{Emisión total de CO}_2 - eq \text{ en el ciclo de vida (g CO}_2 - eq)}{\text{Generación eléctrica anual} \left( \frac{kWh}{año} \right) \cdot \text{Tiempo de vida (años)}} \quad (6-5)$$

Por un lado, las emisiones durante el ciclo de vida dependen principalmente del *mix energético* (ME) y del factor de emisión ( $F_{mix}$ , expresado en kg CO<sub>2-eq</sub>/kWh). Estos parámetros varían en función de cada país y del año considerado, por lo que el lugar de producción de los paneles influye notablemente en el impacto ambiental de este tipo de instalaciones.

Por otro lado, la generación eléctrica anual ya ha sido comentada anteriormente. Por lo tanto, se puede concluir estableciendo que las emisiones de gases de efecto invernadero dependen fundamentalmente de las siguientes variables:

$$GHG = (ME, F_{mix}, I, A_{PV}, PR, d_n, \eta, \text{tiempo de vida}) \quad (6-6)$$

### 5.1.7 ERF

También resulta conveniente hablar del índice ERF o factor de retorno energético, ya que este se utilizará a partir de ahora como una variable más en la comparación de los diferentes estudios. Esto se debe a que es necesario tener presente la influencia de la duración en los diferentes estudios. Se define como el cociente entre el tiempo de vida de la instalación y el tiempo de retorno energético. Representa la cantidad de veces que el sistema genera la energía que ha sido consumida en su producción. Es un parámetro adimensional.

$$ERF = \frac{\text{Tiempo de vida (años)}}{EPBT \text{ (años)}} \quad (6-7)$$

Como se puede comprobar en la ecuación (6-7), el ERF y el EPBT son inversamente proporcionales. Por lo tanto, se puede decir que este índice depende de las mismas variables que el tiempo de retorno energético, además del tiempo de vida de la instalación:

$$ERF = (E_{fab}, E_{inv}, E_{trans}, E_{BOS}, E_{rec}, E_{des}, E_{ter}, C, I, A_{PV}, PR, d_n, \eta, \text{tiempo de vida}) \quad (6-8)$$

### 5.1.8 GPBT

Cabe comentar también un índice paralelo al EPBT, pero relacionado con las emisiones evitadas, el cual se conoce como GPBT: *tiempo de retorno de las emisiones de los GHG*. Se define como:

$$GPBT = \frac{GHG_{emitidos}}{GHG_{evitados}} \quad (6-9)$$

Donde  $GHG_{emitidos}$ , serán los generados por todas las etapas del ciclo de vida del sistema consideradas y los  $GHG_{evitados}$  son los correspondientes a la generación eléctrica de la instalación durante un año, en función del país sobre el que se realizan los cálculos y su mix energético particular. Todas las emisiones expresadas en kg CO<sub>2-eq</sub>.

## 5.2 Resumen de las variables

### 5.2.1 Silicio monocristalino

A continuación, en las siguientes tablas, se resume el análisis de los estudios de instalaciones que utilizan módulos de silicio monocristalino:



Tabla 66 Resumen de las variables (mono-Si) I

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	14,0%	0,75	30	1700	2,7	45	2006
(Alsema, 2006)	14,0%	0,75	30	1700	2,1	35	2006
(Kannan et al., 2006)	11,9%	N	25	NG	6,7	217	2006
(Fthenakis & Alsema, 2006)	NG	0,75	30	1700	2,7	45	2006
(Jungbluth et al., 2008)	14,0%	0,75	30	1117	3,3	N	2008
(Ito et al., 2010)	NG	0,78	NG	1702	2,5	50	2010
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	15,0%	0,78	30	1825	NG	36	2010
(Lu & Yang, 2010)	13,3%	NG	20	NG	7,3	671	2010
(Laleman et al., 2011)	14,0%	0,75	30	950	4,9	80	2011
(Ito et al., 2011)	13,2%	N	30	1725	3,0	52	2011
(Ito et al., 2011)	12,6%	N	30	1725	3,0	52	2011
(Ito et al., 2011)	12,6%	N	30	1725	3,3	56	2011
(Ito et al., 2011)	11,8%	N	30	1725	3,4	58	2011
(Ito et al., 2011)	12,0%	N	30	1725	3,8	67	2011
(Ito et al., 2011)	12,0%	N	30	1725	3,7	65	2011
(de Wild-Scholten, 2011)	14,4%	0,75	30	1700	1,7	34	2011
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	16,0%	0,75	20	1383	2,8	84	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	16,0%	0,75	20	1511	2,6	77	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	16,0%	0,75	20	1623	2,4	71	2012
(Peng & Lu, 2013)	16,0%	0,75	30	1333	3,0	47	2013
(Darling & You, 2013)	14,0%	0,75	N	1700	2,35	38	2013
(Halasah et al., 2013)	14,0%	NG	30	2150	1,8	31,9	2013
(Halasah et al., 2013)	14,0%	NG	30	2150	2,3	37,2	2013
(B. ju Kim et al., 2014)	15,96%	0,80	30	1310,35	4,65	41,8	2014

Tabla 67 Resumen de las variables (mono-Si) II

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> -año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(B. ju Kim et al., 2014)	27,6%	0,80	30	1310,35	2,97	27,5	2014
(Carnevale et al., 2014)	14,9%	0,85	25	1559	2,8	NG	2014
(Carnevale et al., 2014)	14,9%	0,85	25	1559	0,2	59,3	2014
(H. Kim et al., 2014)	15,4%	0,80	30	1810,4	N	38,7	2014
(Bhandari et al., 2015)	13,0%	0,75	30	1700	4,1	N	2015
(Dahiya & Vogt, 2016)	16,8%	0,75	30	1700	2,07	40,92	2016
(Huang & Yu, 2017)	14,0%	0,75	30	928,89	7,4	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	14,0%	0,75	30	1161,11	5,9	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	14,0%	0,75	30	1393,33	5,0	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	14,0%	0,75	30	1625,56	4,2	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	14,0%	0,75	30	1855,56	3,7	N	2017
(Burg et al., 2017)	14,0%	0,75	30	1191	3,8	62,5	2017
(Burg et al., 2017)	14,0%	0,75	30	1820	2,3	40	2017
(Burg et al., 2017)	14,0%	0,75	30	2094	2,1	35	2017
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	20,1%	0,92	20	NG	1,753	52,621	2018
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	20,1%	0,92	20	NG	0,961	41,635	2018
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	20,1%	0,92	20	1000	1,73	52,1	2018
(Soares et al., 2018)	23,5%	N	20	1825	2,9	17,25	2018
(Ludin et al., 2018)	15,7%	NA	25	1139	0,42	5,6	2018
(Ludin et al., 2018)	15,7%	NA	25	2453	0,91	12,07	2018
(Ludin et al., 2018)	17,0%	0,75	25	1600	1,7	65,2	2018
(Ludin et al., 2018)	17,0%	0,70	25	1200	2,3	87,3	2018
(Müller et al., 2021)	19,79%	0,75	30	1391	N	25,9	2021
(Müller et al., 2021)	19,79%	0,75	30	1391	N	18,5	2021
(Müller et al., 2021)	19,79%	0,75	30	1391	N	15,2	2021
(Müller et al., 2021)	19,79%	0,85	25,44	1391	N	29,9	2021

Tabla 68 Resumen de las variables (mono-Si) III

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Müller et al., 2021)	19,79%	0,85	25,44	1391	N	21,4	2021
(Müller et al., 2021)	19,79%	0,85	25,44	1391	N	17,6	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	21,2%	0,75	27,4125	1695,72	N	73,82	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	18,9%	0,75	27,1575	1695,72	N	74,52	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	17,78%	0,75	26,055	1695,72	N	77,67	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	21,2%	0,766	27,4125	1695,72	N	72,28	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	18,9%	0,749	27,1575	1695,72	N	74,61	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	17,78%	0,735	26,055	1695,72	N	79,25	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	21,2%	0,766	30	1695,72	N	66,05	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	18,9%	0,749	30	1695,72	N	67,55	2021
(Mohd Nordin et al., 2021)	17,78%	0,735	30	1695,72	N	68,83	2021
<b>Valor medio</b>	<b>16,32%</b>	<b>0,7744</b>	<b>27,50</b>	<b>1586,61</b>	<b>3,07</b>	<b>64,37</b>	-

Seguidamente, se muestran varias figuras representativas del rango de valores de las variables que aparecen en la tabla resumen adjuntada, así como el rango del ERF y la generación eléctrica anual del sistema, ambos calculados a partir de los datos proporcionados por los estudios:

Figura 2 Rango de las variables analizadas (mono-Si) I

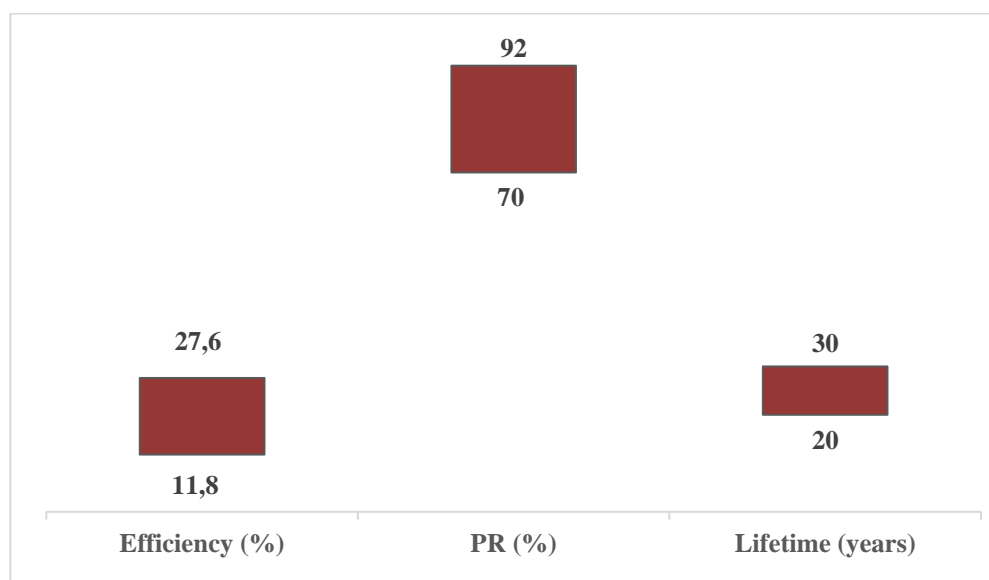


Figura 3 Rango de las variables analizadas (mono-Si) II

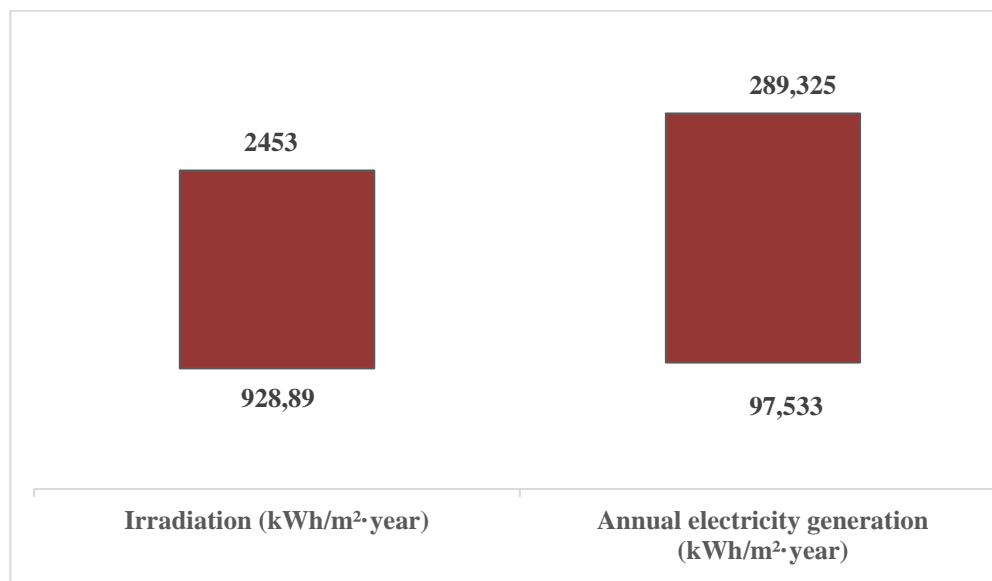
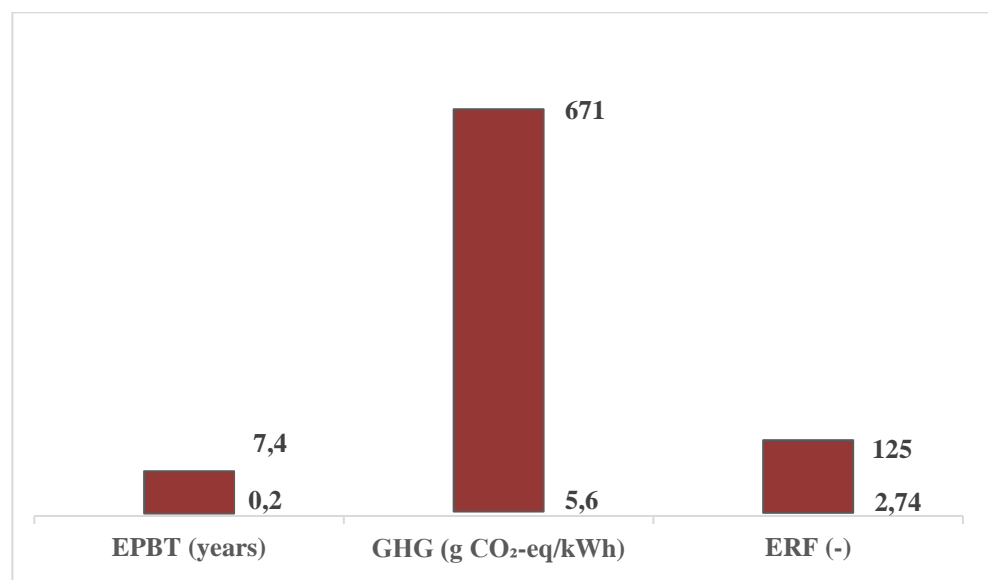


Figura 4 Rango de las variables analizadas (mono-Si) III

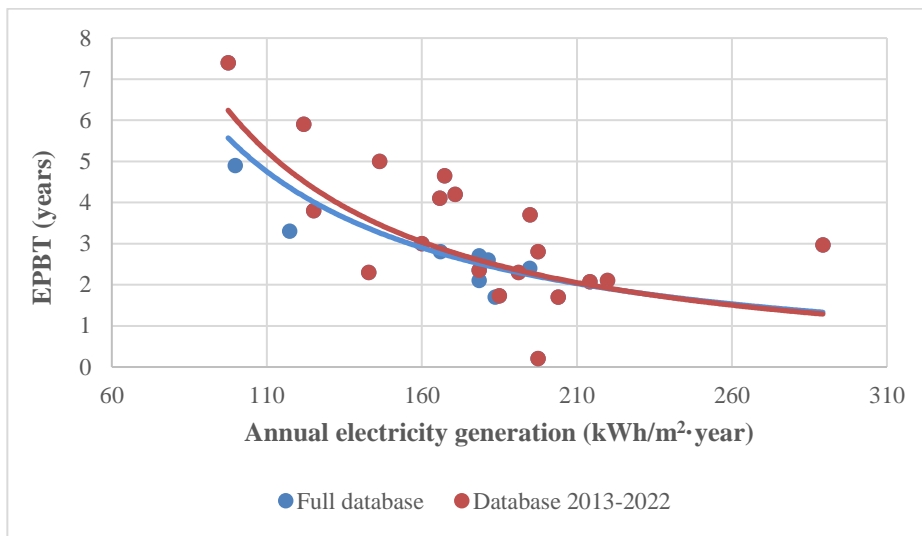


Debido a que la mayoría de los estudios analizados aportan la suficiente información para poder calcular el EPBT y el ERF, se van a representar estos índices en función de la generación eléctrica anual.

Cabe esperar que, a mayor generación eléctrica anual, se produzca una reducción del tiempo de retorno energético, ya que, tal y como se expresa en la ecuación (6-1), ambos son inversamente proporcionales. En la Figura 5 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (mono-Si) se puede apreciar que esta tendencia se cumple con carácter general. No obstante, existen ciertos valores divergentes como es el caso de (Huang & Yu, 2017), que destaca por tener el valor más elevado correspondiente a un EPBT de 7,4 años. Por el contrario, de igual forma, es relevante el caso de (Carnevale et al., 2014), el cual a pesar de tener una generación eléctrica de 197,45 kWh/m<sup>2</sup>·año presenta un EPBT prácticamente nulo de 0,2 años.

Por último, cabe comentar que en la representación se diferencia entre los dos periodos de tiempo considerados en el estudio al completo, como ya se ha comentado anteriormente. Como se puede observar, la tendencia de ambos es similar, existiendo una ligera reducción el periodo más reciente (2013-2022). Esto hace referencia al desarrollo tecnológico que se está produciendo en esta tecnología, la cual parece evolucionar hacia valores cada vez más eficientes.

Figura 5 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (mono-Si)

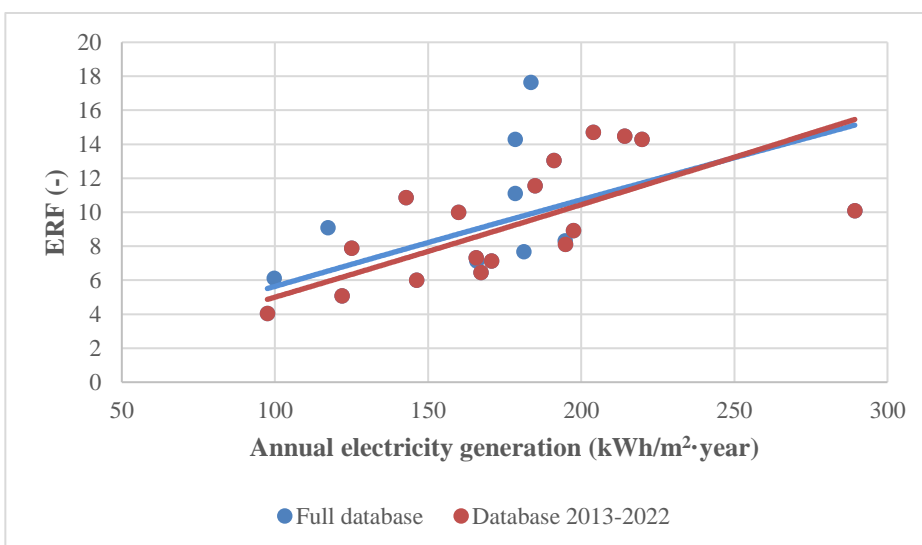


Por otro lado, en cuanto al factor de retorno energético, este sigue una evolución opuesta al EPBT, como era de esperar, ya que en la ecuación (6-7) se puede observar que ambos son inversamente proporcionales. Es decir, tal y como se aprecia en la Figura 6, a mayor generación eléctrica anual, mayor factor de retorno energético.

No obstante, al igual que ocurría en el EPBT, existen valores que se salen de la tendencia general. Concretamente, cabe destacar el caso de (Carnevale et al., 2014), mencionado recientemente debido a su bajo valor del EPBT. Por este motivo, como se ha comentado, los bajos valores del tiempo de retorno energético se traducen en elevados valores del ERF, como sucede en este caso, obteniéndose en este estudio un ERF de 125. Para poder representar de forma razonable la evolución del factor de retorno energético en función de la generación eléctrica anual, este valor no se ha incluido en la representación, como se puede apreciar en la figura. Sin embargo, sí se ha tenido en consideración a la hora de realizar el análisis, como se puede observar en la Figura 4, pues en el rango del ERF este valor corresponde al límite superior.

De igual forma, se ha diferenciado entre la base de datos completa y la base de datos correspondiente al periodo de 2013-2022, teniendo ambos una evolución muy similar.

Figura 6 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (mono-Si)



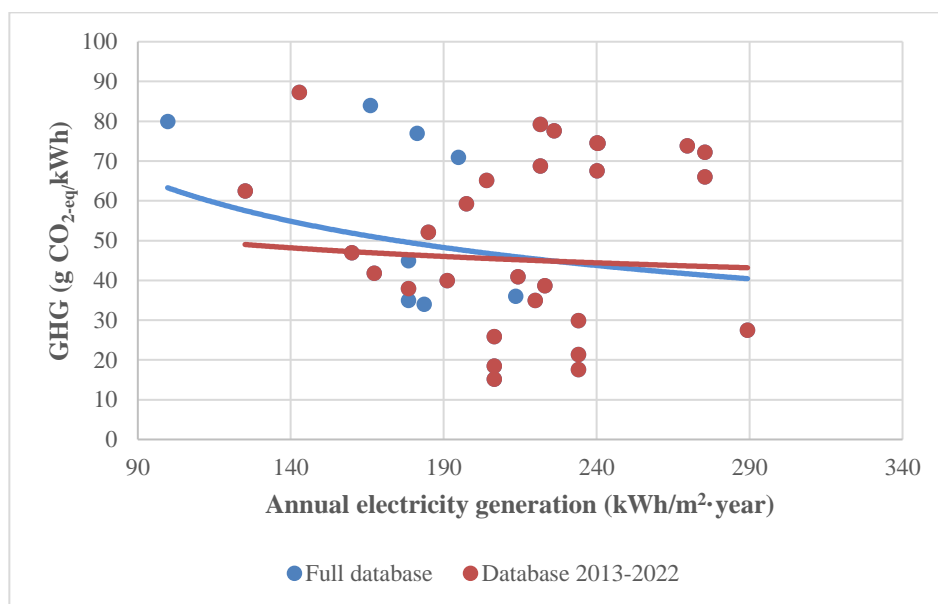
Finalmente, se representa la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en función de la generación eléctrica anual. En Figura 7 se puede observar cómo al aumentar la producción eléctrica, disminuyen las emisiones por kWh. Esta tendencia era la esperada, pues como se expresó en la ecuación (6-7), ambos son inversamente proporcionales.

A su vez, se aprecia que en los últimos años se ha evolucionado hacia instalaciones con menores emisiones,

pues, a pesar de que los dos periodos de tiempo considerados presentan una evolución semejante, a partir de 2013 los valores de los GHG emitidos presentan una reducción destacable. Ello puede estar provocado por los menores requerimientos energéticos y las mayores eficiencias de conversión, que se traducen en unas menores emisiones para un mismo valor de generación eléctrica.

De igual forma, no todos los estudios analizados siguen la misma tendencia, existiendo casos distintivos. Concretamente, el caso de (Lu & Yang, 2010), que destaca por sus enormes emisiones de 671 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Este valor no se ha incluido en la gráfica, pues se ha procurado obtener una representación razonable. No obstante, sí se ha tenido en consideración a la hora de realizar el análisis, como se puede observar en la Figura 4, pues en el rango de las emisiones de GHG este valor corresponde al límite superior.

Figura 7 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (mono-Si)



## 5.2.2 Silicio policristalino

A continuación, en las siguientes tablas, se resume el análisis de los estudios de instalaciones que utilizan módulos de silicio policristalino:

Tabla 69 Resumen de las variables (poli-Si) I

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	13,2%	0,75	30	1700	2,2	35	2006
(Alsema, 2006)	13,2%	0,75	30	1700	1,9	32	2006
(Fthenakis & Alsema, 2006)	13,2%	0,75	30	1700	2,2	37	2006
(Pacca et al., 2007)	12,9%	N	20	1359	7,5	72,4	2007
(Raugei et al., 2007)	14,0%	0,75	20	1700	5,5	167	2007
(Raugei et al., 2007)	14,0%	0,75	20	1700	2,4	72	2007
(Raugei et al., 2007)	14,0%	0,75	20	1700	2,5	57	2007
(Ito et al., 2008)	12,8%	0,78	30	2017	1,9	12,1	2008

Tabla 70 Resumen de las variables (poli-Si) II

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Ito et al., 2008)	15,8%	0,78	30	2017	1,5	9,4	2008
(Stoppato, 2008)	16,0%	N	28	890	6,5	N	2008
(Stoppato, 2008)	16,0%	N	28	1000	6,0	N	2008
(Stoppato, 2008)	16,0%	N	28	1754	3,4	N	2008
(Jungbluth et al., 2008)	13,2%	0,75	30	1117	2,9	N	2008
(Ito et al., 2010)	N	0,78	N	1702	2,0	43	2010
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	13,0%	0,78	30	1825	N	33,5	2010
(Laleman et al., 2011)	13,2%	0,75	30	950	4,3	70	2011
(Ito et al., 2011)	12,6%	N	30	1725	2,6	46	2011
(Ito et al., 2011)	14,0%	N	30	1725	2,2	40	2011
(Ito et al., 2011)	13,2%	N	30	1725	2,3	41	2011
(Ito et al., 2011)	12,3%	N	30	1725	2,3	41	2011
(Ito et al., 2011)	13,0%	N	30	1725	2,3	31	2011
(Ito et al., 2011)	12,4%	N	30	1725	2,5	44	2011
(Ito et al., 2011)	13,5%	N	30	1725	2,2	38	2011
(de Wild-Scholten, 2011)	14,1%	0,75	30	1700	1,7	33	2011
(Desideri et al., 2012)	14,8%	0,80	25	N	2,9	N	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	13,0%	0,75	20	1383	2,9	85	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	13,0%	0,75	20	1511	2,7	78	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	13,0%	0,75	20	1623	2,5	72	2012
(Peng & Lu, 2013)	15,0%	0,75	30	1333	2,7	43	2013
(Darling & You, 2013)	13,2%	0,75	N	1700	1,85	29	2013
(Halasah et al., 2013)	13,5%	NG	30	2150	1,8	35,8	2013
(Halasah et al., 2013)	13,5%	NG	30	2150	2,3	43,1	2013
(B. ju Kim et al., 2014)	14,91%	0,80	30	1310,35	3,68	31,5	2014
(B. ju Kim et al., 2014)	20,4%	0,80	30	1310,35	3,11	25,8	2014

Tabla 71 Resumen de las variables (poli-Si) III

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Carnevale et al., 2014)	14,9%	0,85	25	1559	2,3	NG	2014
(Carnevale et al., 2014)	14,9%	0,85	25	1559	0,45	46,7	2014
(H. Kim et al., 2014)	13,5%	0,8	30	1810,4	N	36,2	2014
(Bhandari et al., 2015)	12,3%	0,75	30	1700	3,1	N	2015
(Hengevoss et al., 2016)	14,1%	0,75	30	1800	1,32	20,6	2016
(Hengevoss et al., 2016)	14,1%	0,75	30	1800	1,56	41,3	2016
(Dahiya & Vogt, 2016)	15,58%	0,75	30	1700	1,47	31,27	2016
(Wu et al., 2017)	17,5%	0,835	30	2017	2,3	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	13,2%	0,75	30	928,89	6,3	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	13,2%	0,75	30	1161,11	5,0	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	13,2%	0,75	30	1393,33	4,2	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	13,2%	0,75	30	1625,56	3,6	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	13,2%	0,75	30	1855,56	3,1	N	2017
(Burg et al., 2017)	13,2%	0,75	30	1191	3,2	50	2017
(Burg et al., 2017)	13,2%	0,75	30	1820	2,1	35	2017
(Burg et al., 2017)	13,2%	0,75	30	2094	1,85	30	2017
(Soares et al., 2018)	20,5%	N	20	1825	2,6	NG	2018
(Ludin et al., 2018)	14,0%	0,67	30	1797	NA	6,04	2018
(Ludin et al., 2018)	13,2%	0,75	30	1700	1,6	31,8	2018
(Ludin et al., 2018)	16,0%	0,80	25	1263,6	2,52	50,9	2018
(Ludin et al., 2018)	17,5%	0,75	25	1600	1,6	60,13	2018
(Ludin et al., 2018)	17,5%	0,70	25	1200	2,1	81	2018
(Ludin et al., 2018)	15,9%	0,785	30	1037,6	1,01	20,9	2018
(Ludin et al., 2018)	16,7%	0,785	30	1037,6	1,11	30,2	2018
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	15,5%	0,92	20	1000	1,9	61,45	2018
(Luo et al., 2018)	15,9%	0,785	25	1580	1,11	30,2	2018
(Luo et al., 2018)	16,7%	0,785	25	1580	1,08	29,2	2018
(Luo et al., 2018)	16,2%	0,785	30	1580	1,01	20,9	2018



Tabla 72 Resumen de las variables (poli-Si) IV

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Rahman et al., 2019)	13,0%	N	20	1752	5,34	173,42	2019
(Martinopoulos, 2020)	17,3%	N	25	N	N	N	2020
(Szilágyi & Gróf, 2020)	16,5%	0,81	25	1200	N	N	2020
(Krebs-Moberg et al., 2021)	19,9%	N	30	N	N	N	2021
(Santoyo-Castelazo et al., 2021)	14,7%	0,75	30	1694	5,1	47,156	2021
(Mohd Nordin et al., 2022)	17,1%	0,751	30	1958,3	3,43	30,95	2022
<b>Valor medio</b>	<b>14,55%</b>	<b>0,7679</b>	<b>27,6</b>	<b>1583,1</b>	<b>2,78</b>	<b>46,84</b>	-

Seguidamente, se muestran varias figuras representativas del rango de valores de las variables que aparecen en la tabla resumen adjuntada, así como el rango del ERF y la generación eléctrica anual del sistema, ambos calculados a partir de los datos proporcionados por los estudios:

Figura 8 Rango de las variables analizadas (poli-Si) I

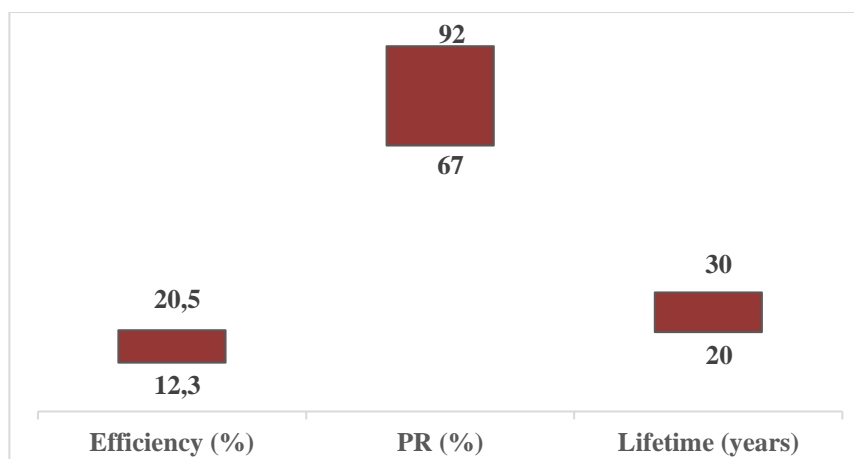


Figura 9 Rango de las variables analizadas (poli-Si) II

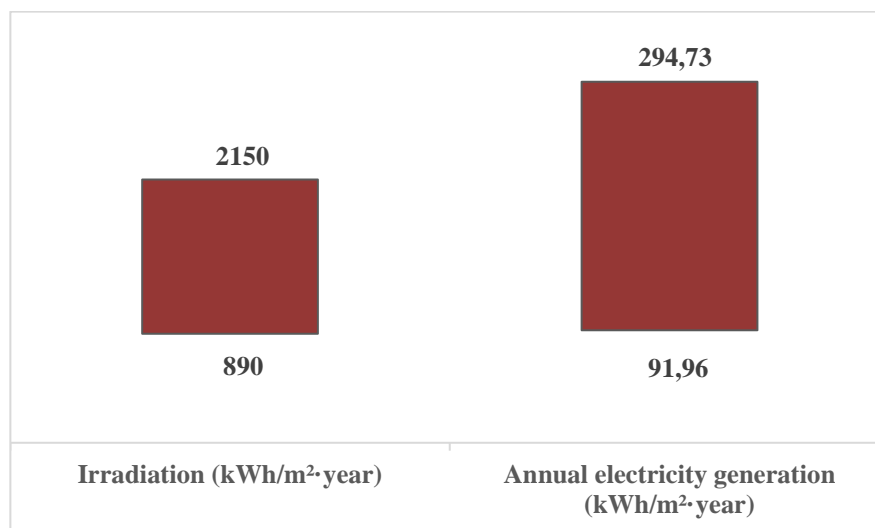
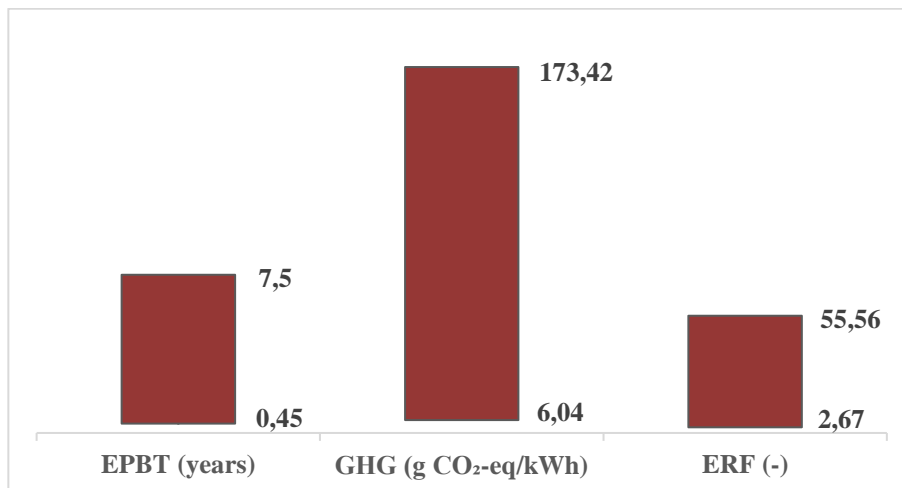


Figura 10 Rango de las variables analizadas (poli-Si) III

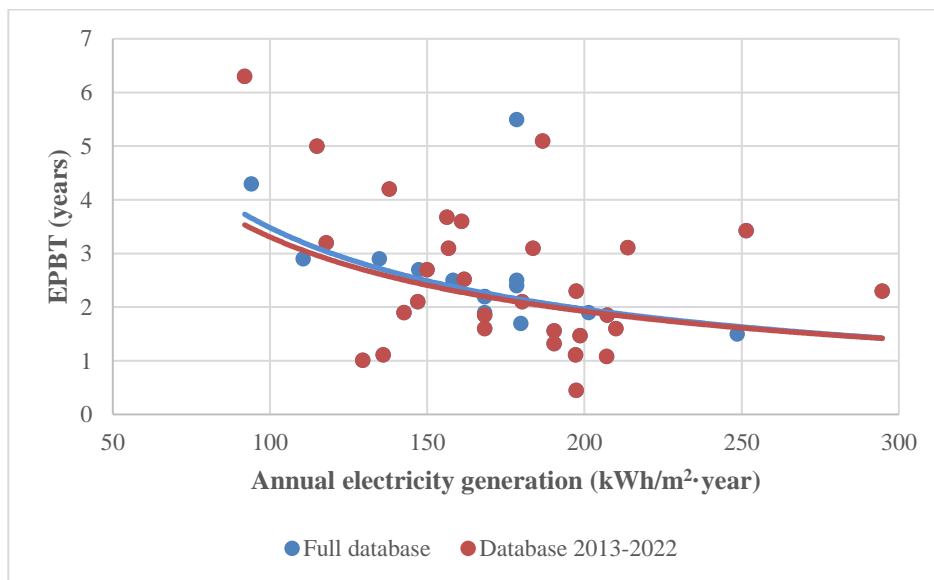


En la Figura 11, correspondiente a la evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual se observa la tendencia esperada, ya comentada anteriormente, de una disminución del EPBT a medida que aumenta la generación eléctrica. En comparación con la tecnología anterior, de silicio monocristalino, en este caso, la caída del tiempo de retorno energético es menos acusada.

De igual forma, no todos los estudios siguen la tendencia generalizada, destacando el caso de (Huang & Yu, 2017), que posee un EPBT elevado de 6,3 años, provocado, principalmente, por su baja irradiación (928,89 kWh/m<sup>2</sup>·año).

Finalmente, cabe comentar que, a diferencia de lo que ocurría en las instalaciones de silicio monocristalino en las que las evoluciones de los dos periodos de tiempo considerados mostraban una diferencia apreciable para generaciones eléctricas bajas, en este caso, aunque existe también cierta diferencia, esta es mucho menor, siendo, por tanto, ambas evoluciones prácticamente iguales.

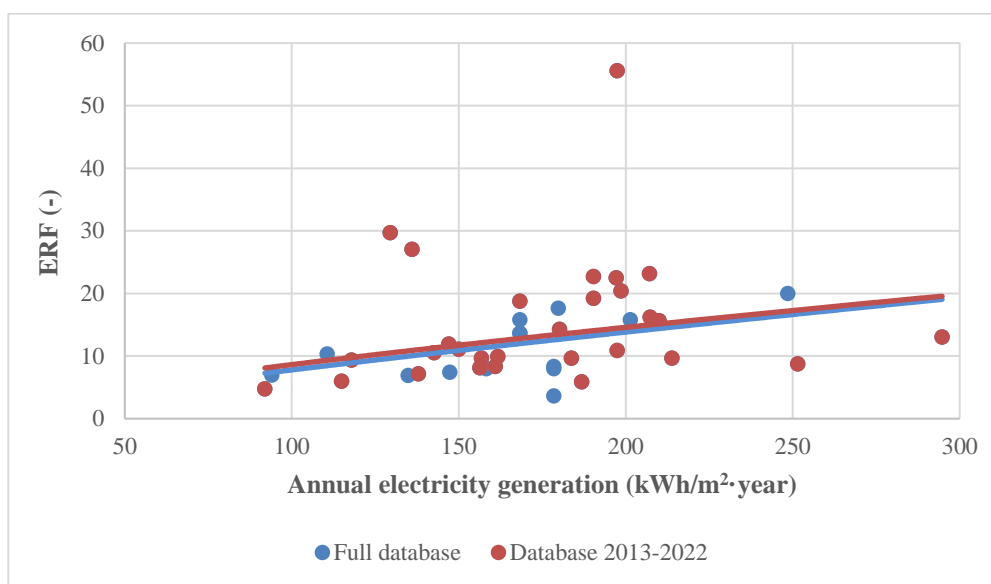
Figura 11 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (poli-Si)



Por otro lado, en la Figura 12, se muestra la evolución del factor de retorno energético en función de la generación eléctrica anual. En ella se observa una tendencia esperada, en la que el ERF aumenta conforme la generación eléctrica es mayor. Además, se puede apreciar que las evoluciones obtenidas tanto para la base de datos completa como para la base de datos de 2013-2022 son muy similares.

Por último, es importante destacar el caso de (Carnevale et al., 2014), que presenta un ERF de 55,56. Ello se justifica debido a su bajo EPBT de 0,45 años, que puede estar provocado por sus altos requerimientos energéticos.

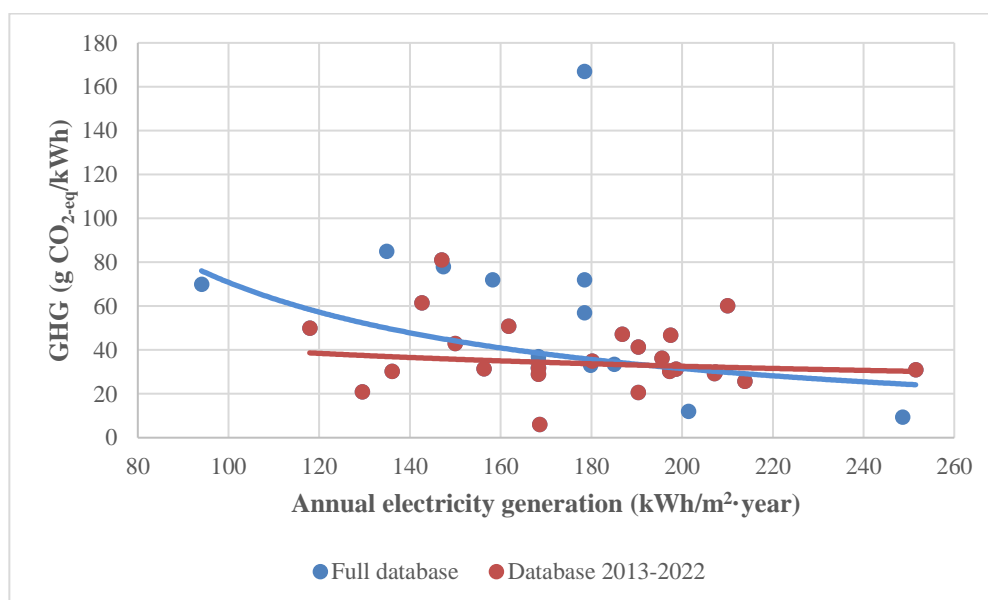
Figura 12 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (poli-Si)



En la siguiente figura se puede observar la misma tendencia obtenida para la tecnología de silicio monocristalino, pues las emisiones de GHG disminuyen a medida que aumenta la generación eléctrica. Además, cabe comentar que la evolución de los valores de la base de datos de 2013-2022 presenta una tendencia más aplanada, como ocurría también en las instalaciones de silicio monocristalino.

Resulta destacable un valor que se aleja de la tendencia, concretamente, el recogido en el estudio de (Rahman et al., 2019). Este presenta unas emisiones de 173,42 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh, bastante superiores de las que cabría esperar para una instalación de este tipo.

Figura 13 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (poli-Si)



### 5.2.3 Teleruro de cadmio

A continuación, en las siguientes tablas, se resume el análisis de los estudios de instalaciones que utilizan módulos de teleruro de cadmio:

Tabla 73 Resumen de las variables (CdTe) I

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Alsema, 2006)	9,0%	0,75	30	1700	1,1	25	2006
(Raugei et al., 2007)	9,0%	0,75	20	1700	1,5	48	2007
(Ito et al., 2008)	9,0%	0,772	30	2017	1,9	12,8	2008
(Jungbluth et al., 2008)	7,1%	0,75	30	1117	2,7	N	2008
(SENSE, 2008)	10,0%	N	20	1700	1,4	34,2	2008
(SENSE, 2008)	10,0%	N	20	1700	1,6	33,2	2008
(H. K. Fthenakis, 2009)	10,9%	0,80	N	1700	0,8	18	2009
(Ito et al., 2010)	N	0,78	N	1702	2,1	50	2010
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	9,0%	0,78	30	1825	N	18,5	2010
(Held & Ilg, 2011)	10,9%	0,80	30	1200	1,1	30	2011
(Held & Ilg, 2011)	10,9%	0,80	30	1700	0,85	21	2011
(Held & Ilg, 2011)	10,9%	0,80	30	1900	0,7	19	2011
(Laleman et al., 2011)	7,1%	0,75	30	950	3,9	70	2011
(de Wild-Scholten, 2011)	11,3%	0,75	30	1700	0,8	19	2011
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	9,0%	0,75	20	1383	2,1	92	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	9,0%	0,75	20	1511	2,0	84	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	9,0%	0,75	20	1623	1,8	79	2012
(Peng & Lu, 2013)	11,0%	0,75	30	1333	1,9	31	2013
(Darling & You, 2013)	8,0%	0,75	N	1700	0,65	16	2013
(Halasah et al., 2013)	11,7%	NG	30	2150	1,2	42	2013
(Halasah et al., 2013)	11,7%	NG	30	2150	1,7	55,2	2013
(Carnevale et al., 2014)	12,2%	0,85	25	1559	1,05	NG	2014
(Carnevale et al., 2014)	12,2%	0,85	25	1559	0,92	60,2	2014
(H. Kim et al., 2014)	11,2%	0,80	30	1810,4	0,94	15,1	2014
(Bhandari et al., 2015)	10,9%	0,75	30	1700	1,0	N	2015
(Hengevoss et al., 2016)	11,9%	0,77	30	1800	0,71	9	2016
(Hengevoss et al., 2016)	11,9%	0,77	30	1800	0,72	13,1	2016

Tabla 74 Resumen de las variables (CdTe) II

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Dahiya & Vogt, 2016)	13,84%	0,75	30	1700	0,71	16,78	2016
(Burg et al., 2017)	8,0%	0,75	30	1191	2,0	30	2017
(Burg et al., 2017)	8,0%	0,75	30	1820	1,1	20	2017
(Burg et al., 2017)	8,0%	0,75	30	2094	0,95	15	2017
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	11,5%	0,92	20	NG	1,346	52,548	2018
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	11,5%	0,92	20	NG	1,297	50,686	2018
(Rajput et al., 2018)	11,0%	N	25	N	3,6	NG	2018
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	11,5%	0,92	20	1000	1,31	51,67	2018
<b>Valor medio</b>	<b>10,24%</b>	<b>0,7861</b>	<b>26,72</b>	<b>1640,45</b>	<b>1,45</b>	<b>36,52</b>	-

Seguidamente, se muestran varias figuras representativas del rango de valores de las variables que aparecen en la tabla resumen adjuntada, así como el rango del ERF y la generación eléctrica anual del sistema, ambos calculados a partir de los datos proporcionados por los estudios:

Figura 14 Rango de las variables analizadas (CdTe) I

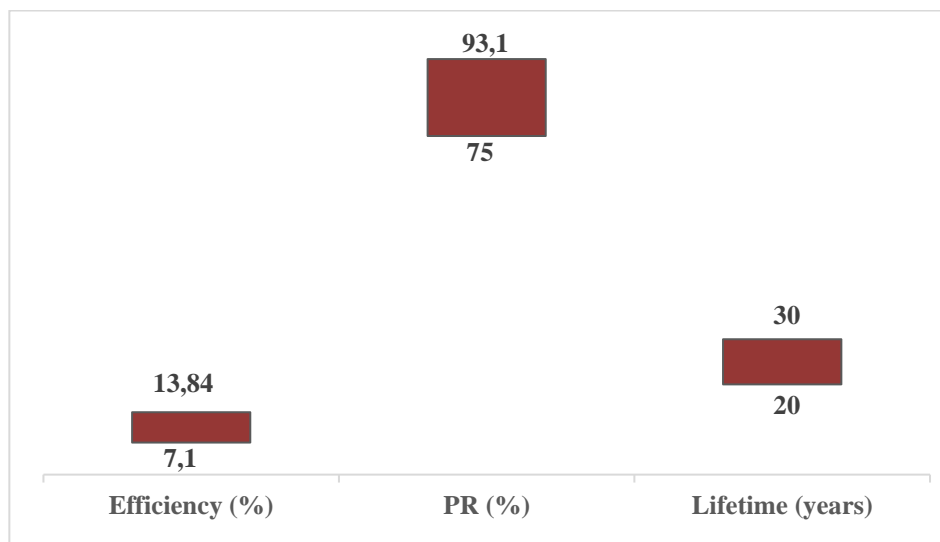


Figura 15 Rango de las variables analizadas (CdTe) II

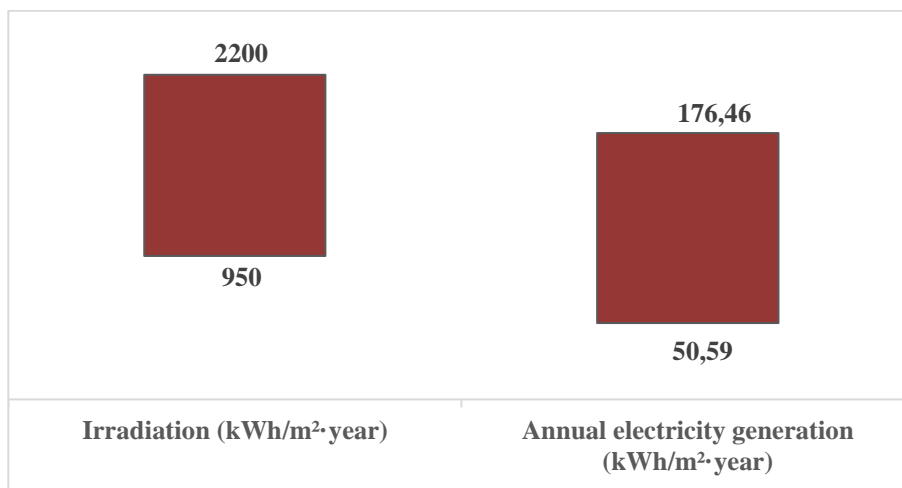
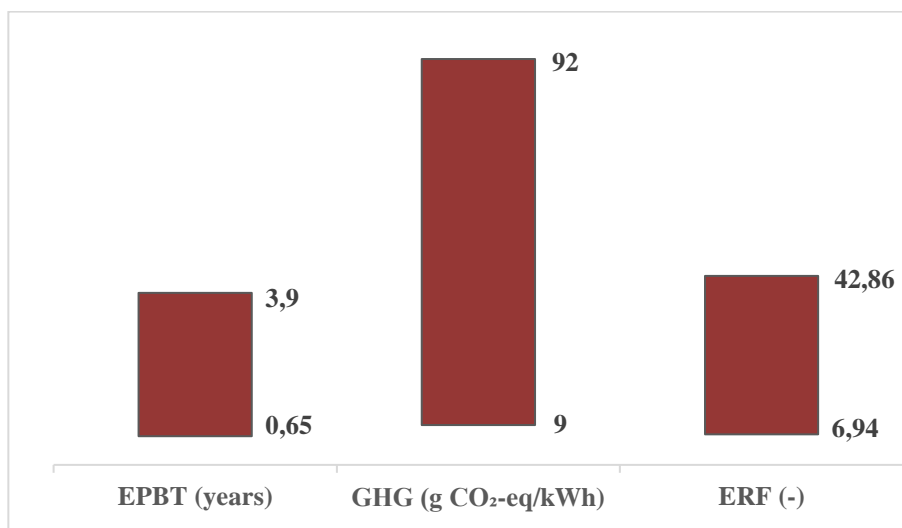


Figura 16 Rango de las variables analizadas (CdTe) III

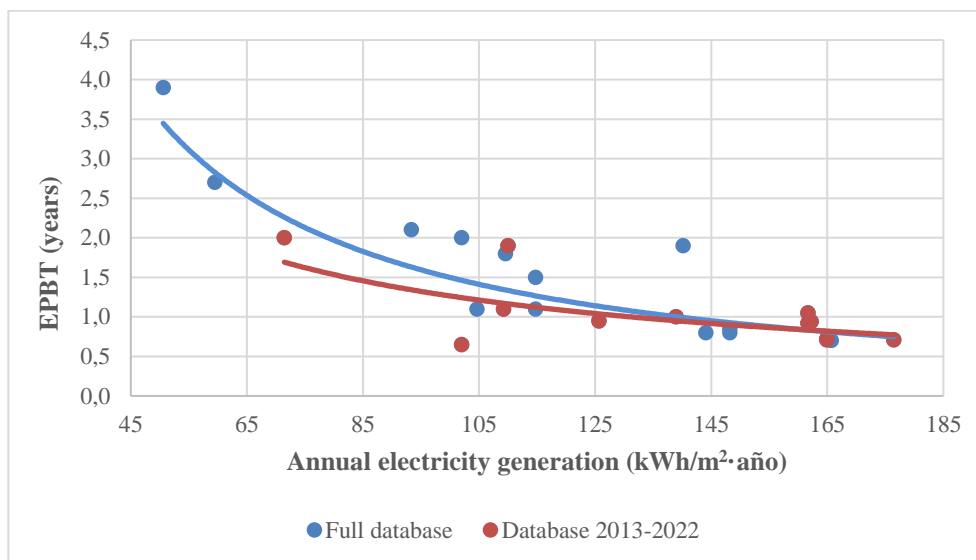


En la Figura 17 se muestra la evolución del tiempo de retorno energético con la generación eléctrica anual. En este caso, a diferencia de las dos tecnologías anteriores (mono-Si y poli-Si), la mayoría de los valores siguen la misma tendencia con carácter general.

No obstante, ello puede estar provocado por la existencia de un menor número de muestras. Pues las instalaciones de módulos de telururo de cadmio no son tan numerosas como las de silicio monocristalino o policristalino. Además, destacan algunos sistemas como el de (Darling & You, 2013) que presenta un valor relativamente bajo de 0,65 años para una generación eléctrica de 102 kWh/m<sup>2</sup>·año.

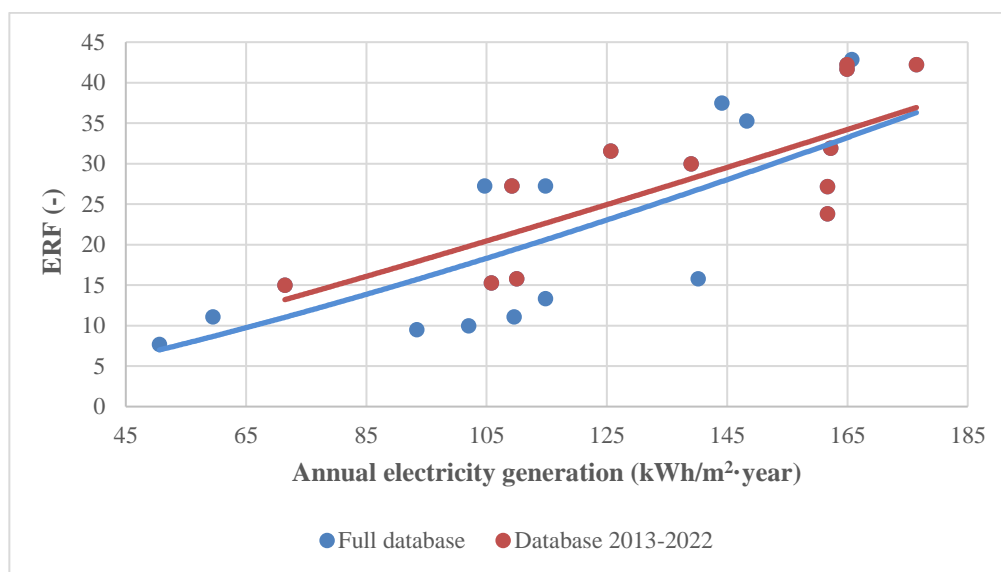
Finalmente, es necesario resaltar también que la caída del EPBT de los valores de la base de datos completa es mucho más acusada que en el caso de la base de datos de 2013-2022, la cual presenta una evolución bastante más aplanada.

Figura 17 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (CdTe)



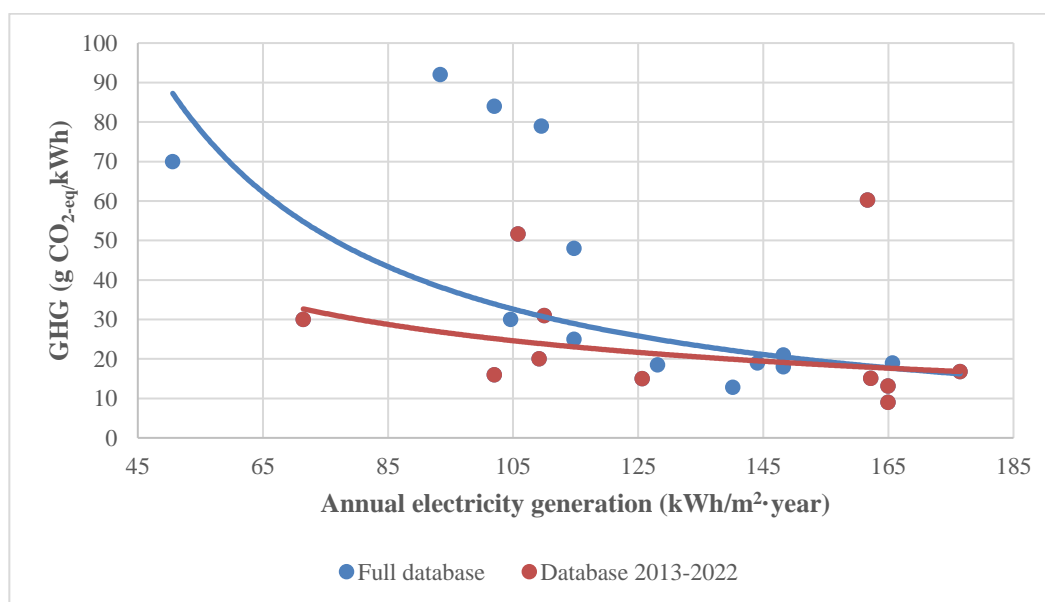
Respecto al factor de retorno energético, se observa una evolución creciente como era de esperar. Además, cabe destacar que, en comparación con las tecnologías evaluadas anteriormente de silicio monocristalino y policristalino, el ERF alcanza valores más elevados.

Figura 18 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (CdTe)



Finalmente, en cuanto a las emisiones de GHG, en la Figura 19 se puede apreciar que la evolución es la esperada, pues a medida que aumenta la generación eléctrica las emisiones disminuyen. Asimismo, destaca la gran reducción de emisiones de los últimos años. Ello se pone de manifiesto en el hecho de que para generaciones eléctricas similares como es el caso de (Cucchiella & Dadamo, 2012) y (Burg et al., 2017) las emisiones se ven reducidas considerablemente. Concretamente, en este caso, de 92 a 20 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh.

Figura 19 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (CdTe)



#### 5.2.4 Silicio amorfo

A continuación, en las siguientes tablas, se resume el análisis de los estudios de instalaciones que utilizan módulos de silicio amorfo:

Tabla 75 Resumen de las variables (a-Si) I

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Pacca et al., 2007)	6,3%	N	20	1359	3,2	34,3	2007
(Ito et al., 2008)	6,9%	0,771	30	2017	2,5	15,6	2008
(Jungbluth et al., 2008)	6,5%	0,75	30	1117	3,0	N	2008
(SENSE, 2008)	5,5%	N	20	1700	1,3	31,4	2008
(SENSE, 2008)	5,5%	N	20	1700	1,9	30,4	2008
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	7,0%	0,78	30	1825	N	28,5	2010
(Laleman et al., 2011)	6,5%	0,75	30	950	4,2	85	2011
(Peng & Lu, 2013)	7,0%	0,75	30	1333	2,9	44	2013
(Halasah et al., 2013)	6,0%	NG	30	2150	2,3	85,3	2013
(Halasah et al., 2013)	6,0%	NG	30	2150	3,3	109,1	2013
(H. Kim et al., 2014)	6,45%	0,80	30	1810,4	N	40,4	2014
(Bhandari et al., 2015)	6,3%	0,75	30	1700	2,3	N	2015
(Huang & Yu, 2017)	6,6%	0,75	30	928,89	6,1	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	6,6%	0,75	30	1161,11	4,9	N	2017



Tabla 76 Resumen de las variables (a-Si) II

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Huang & Yu, 2017)	6,6%	0,75	30	1393,33	4,1	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	6,6%	0,75	30	1625,56	3,5	N	2017
(Huang & Yu, 2017)	6,6%	0,75	30	1855,56	3,0	N	2017
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	7,5%	0,92	20	1000	1,78	67,23	2018
(Soares et al., 2018)	13,0%	N	20	1825	1,6	NG	2018
<b>Valor medio</b>	<b>6,81%</b>	<b>0,7708</b>	<b>27,4</b>	<b>1557,9</b>	<b>3,1</b>	<b>51,9</b>	-

Seguidamente, se muestran varias figuras representativas del rango de valores de las variables que aparecen en la tabla resumen adjuntada, así como el rango del ERF y la generación eléctrica anual del sistema, ambos calculados a partir de los datos proporcionados por los estudios:

Figura 20 Rango de las variables analizadas (a-Si) I

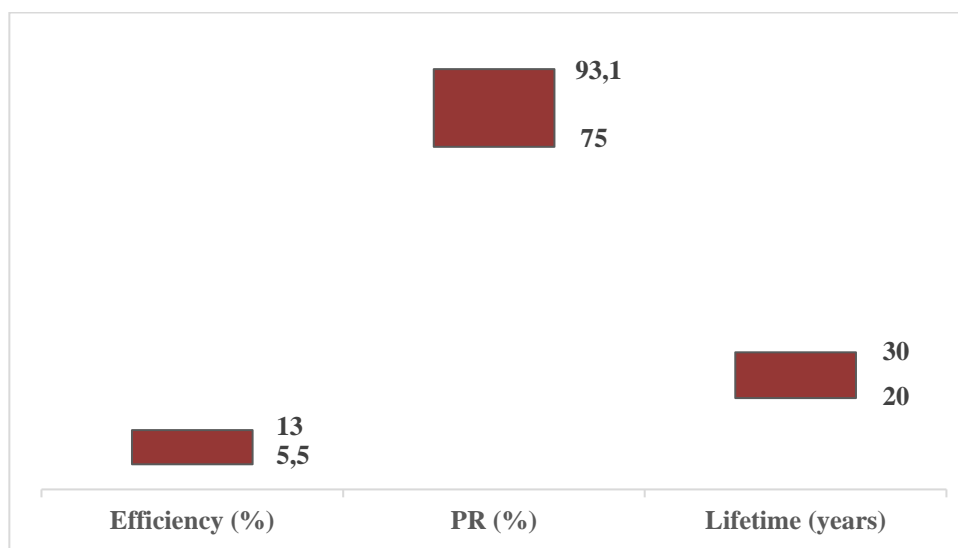


Figura 21 Rango de las variables analizadas (a-Si) II

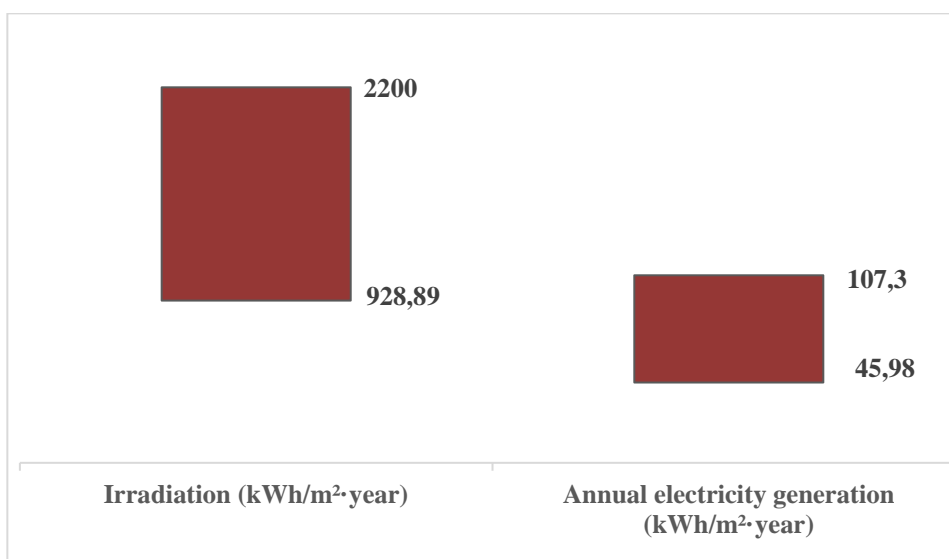
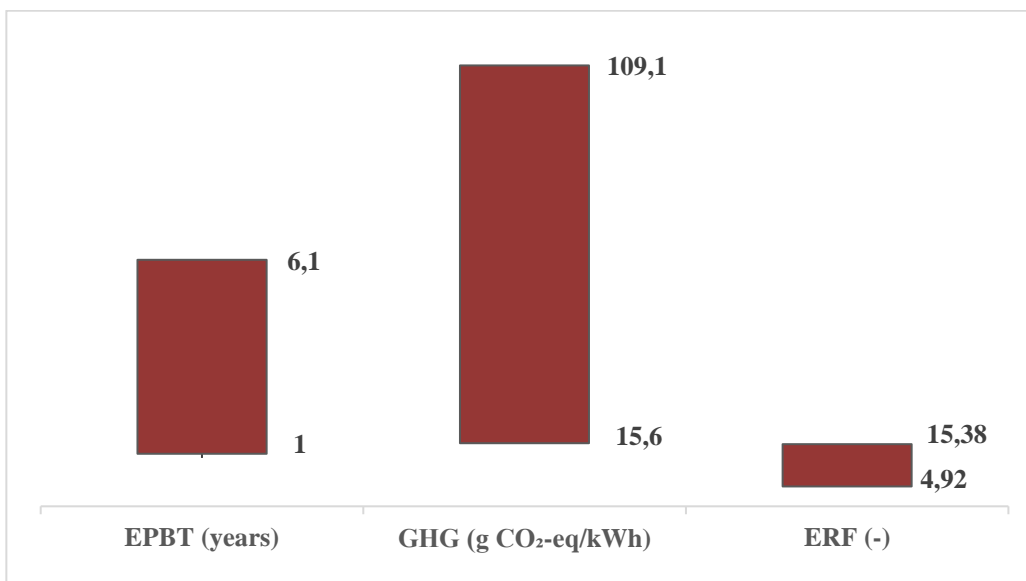
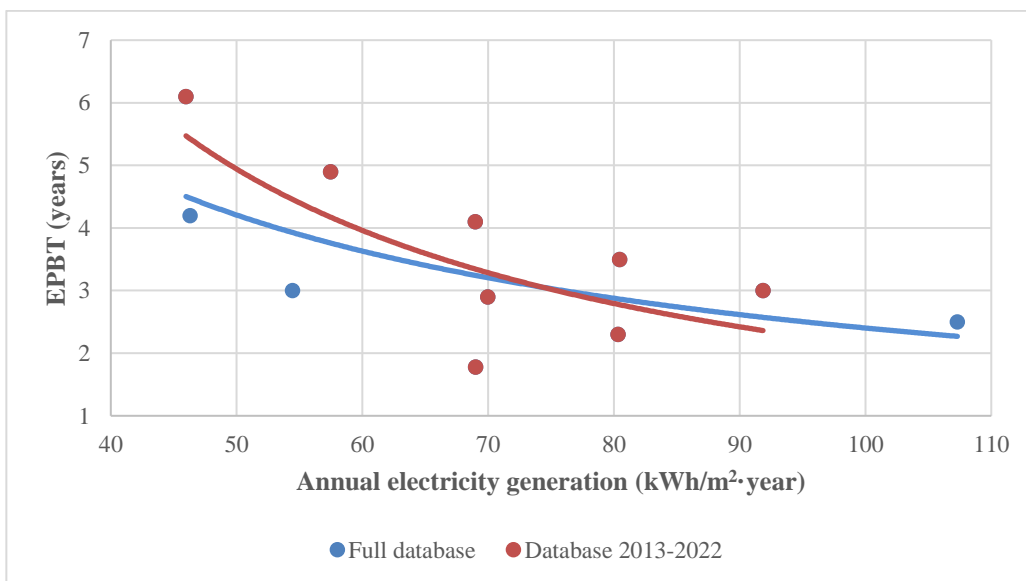


Figura 22 Rango de las variables analizadas (a-Si) III



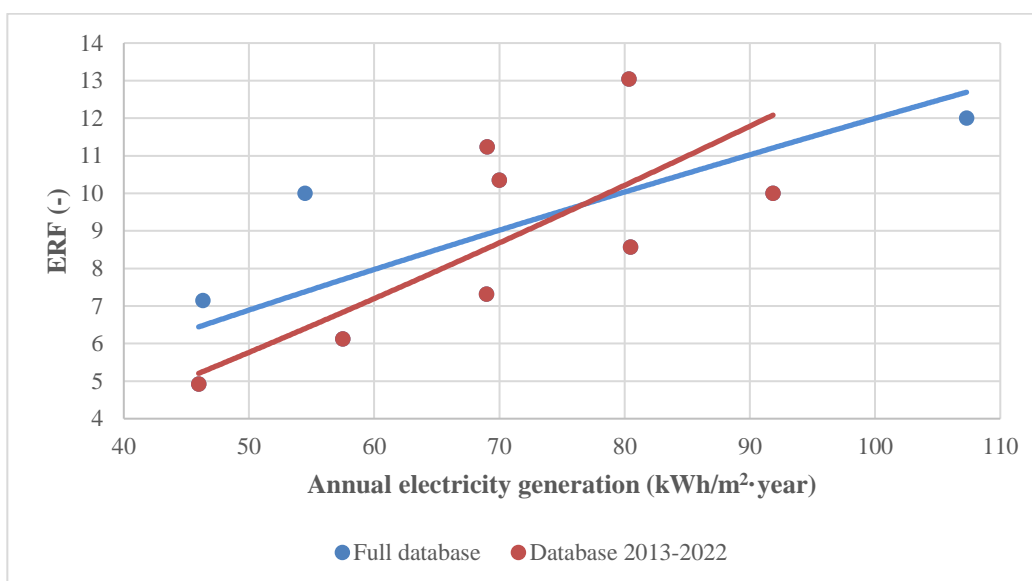
Al igual que ocurre en las tecnologías anteriores, el tiempo de retorno energético disminuye a medida que la generación eléctrica anual aumenta. No obstante, a diferencia de ellas, en este caso, a pesar de que las evoluciones son semejantes, los valores de la base de datos de 2013-2022 son algo más elevados.

Figura 23 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (a-Si)



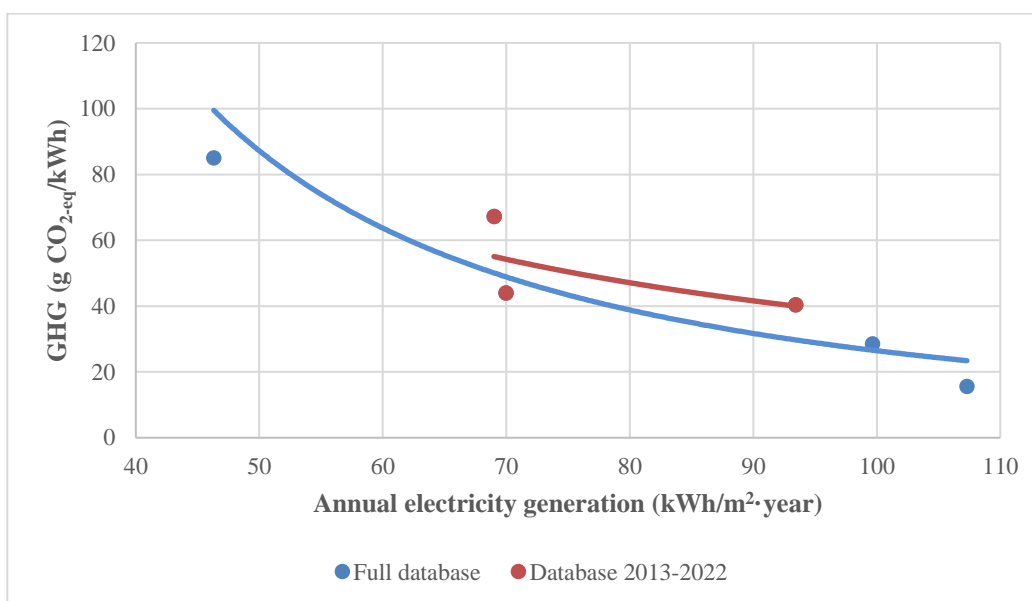
En la Figura 24, se ha representado la evolución del factor de retorno energético en función de la generación eléctrica anual. De igual forma que en el EPBT, se aprecia que, aunque poseen evoluciones similares, los valores de la base de datos de 2013-2022 presenta una tendencia creciente más acusada. Ello podría indicar la necesidad de adquirir un mayor número de muestras que permitiesen completar ambas representaciones y así poder analizar en profundidad el origen de este fenómeno.

Figura 24 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (a-Si)



En la siguiente figura se remarca lo recientemente comentado sobre la existencia de poca información acerca de este tipo de instalaciones, pues se puede apreciar que para el periodo de 2013 a 2022 los datos aportados son escasos. Sin embargo, se observa una evolución similar a la obtenida en las tecnologías anteriores, ya que las emisiones disminuyen con una mayor generación eléctrica.

Figura 25 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (a-Si)



### 5.2.5 CIS/CIGS

A continuación, en las siguientes tablas, se resume el análisis de los estudios de instalaciones que utilizan módulos CIS/CIGS:

Tabla 77 Resumen de las variables (CIS/CIGS) I

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Raugei et al., 2007)	11,0%	0,75	20	1700	2,8	95	2007
(Ito et al., 2008)	11,0%	0,78	30	2017	1,6	10,5	2008

Tabla 78 Resumen de las variables (CIS/CIGS) II

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(SENSE, 2008)	11,5%	N	20	1700	1,3	43	2008
(SENSE, 2008)	11,5%	N	20	1700	1,5	41,7	2008
(Jungbluth et al., 2008)	10,7%	0,75	30	1117	2,8	N	2008
(Ito et al., 2010)	N	0,78	30	1702	1,8	46	2010
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	10,0%	0,78	30	1825	N	33,5	2010
(Laleman et al., 2011)	10,7%	0,75	30	950	4,0	70	2011
(Ito et al., 2011)	8,8%	N	30	1725	1,7	36	2011
(Ito et al., 2011)	11,2%	N	30	1725	1,4	31	2011
(de Wild-Scholten, 2011)	11,3%	0,75	30	1700	1,3	31	2011
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	9,5%	0,75	20	1383	2,8	90	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	9,5%	0,75	20	1511	2,5	83	2012
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	9,5%	0,75	20	1623	2,4	77	2012
(Peng & Lu, 2013)	10,5%	0,75	30	1333	2,6	36	2013
(Halasah et al., 2013)	12,0%	NG	30	2150	2,0	32,5	2013
(Halasah et al., 2013)	12,0%	NG	30	2150	2,5	44,5	2013
(Carnevale et al., 2014)	12,6%	0,85	25	1559	0,97	NG	2014
(Carnevale et al., 2014)	12,6%	0,85	25	1559	0,54	37,1	2014
(H. Kim et al., 2014)	10,0%	0,80	30	1810,4	N	37,9	2014
(Bhandari et al., 2015)	11,5%	0,75	30	1700	1,7	N	2015
(Dahiya & Vogt, 2016)	15,97%	0,75	30	1700	1,19	26,15	2016
(Amarakoon et al., 2018)	13,0%	0,85	20	763	NG	34	2018
(Amarakoon et al., 2018)	14,0%	0,89	25	1409,7	1,91	12,5	2018
(Amarakoon et al., 2018)	17,0%	0,95	30	2180	NG	5	2018
(Soares et al., 2018)	20,0%	N	20	1825	1,6	8	2018
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	12,2%	0,92	20	1000	1,72	58,54	2018
<b>Valor medio</b>	<b>11,91%</b>	<b>0,7975</b>	<b>26,11</b>	<b>1611,74</b>	<b>1,94</b>	<b>42,50</b>	-

Seguidamente, se muestran varias figuras representativas del rango de valores de las variables que aparecen en la tabla resumen adjuntada, así como el rango del ERF y la generación eléctrica anual del sistema, ambos calculados a partir de los datos proporcionados por los estudios:

Figura 26 Rango de las variables analizadas (CIS/CIGS) I

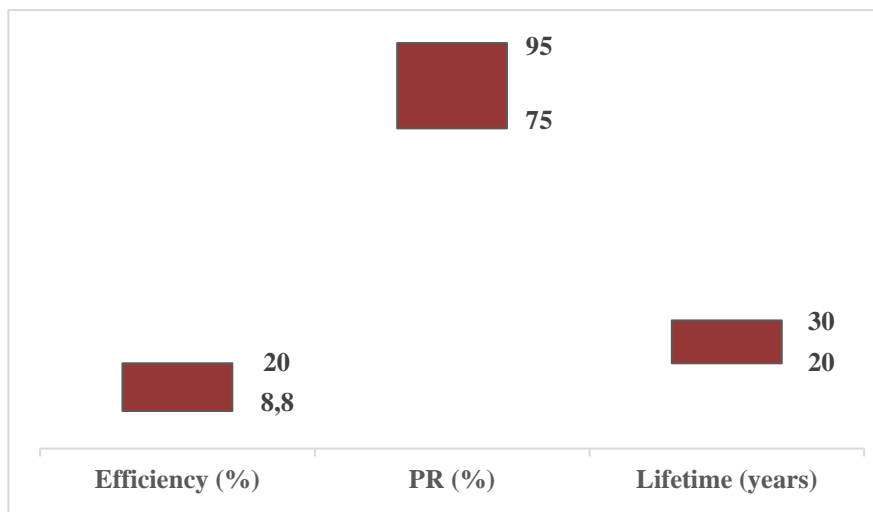


Figura 27 Rango de las variables analizadas (CIS/CIGS) II

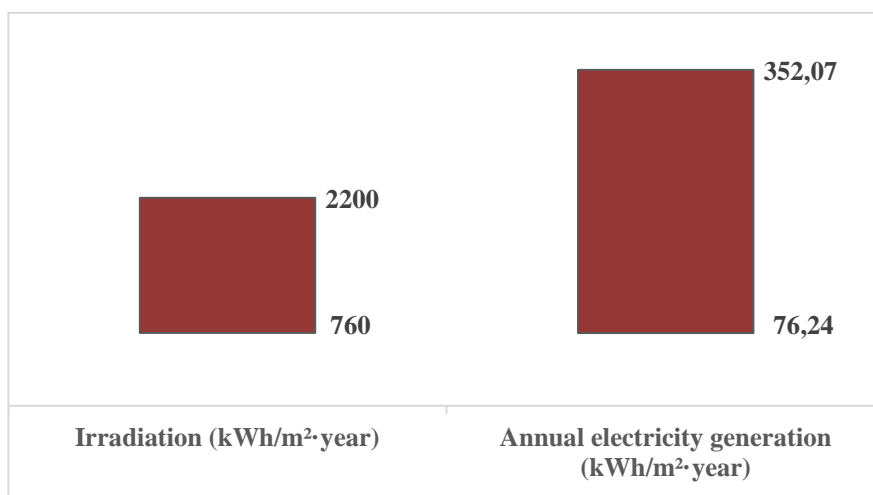
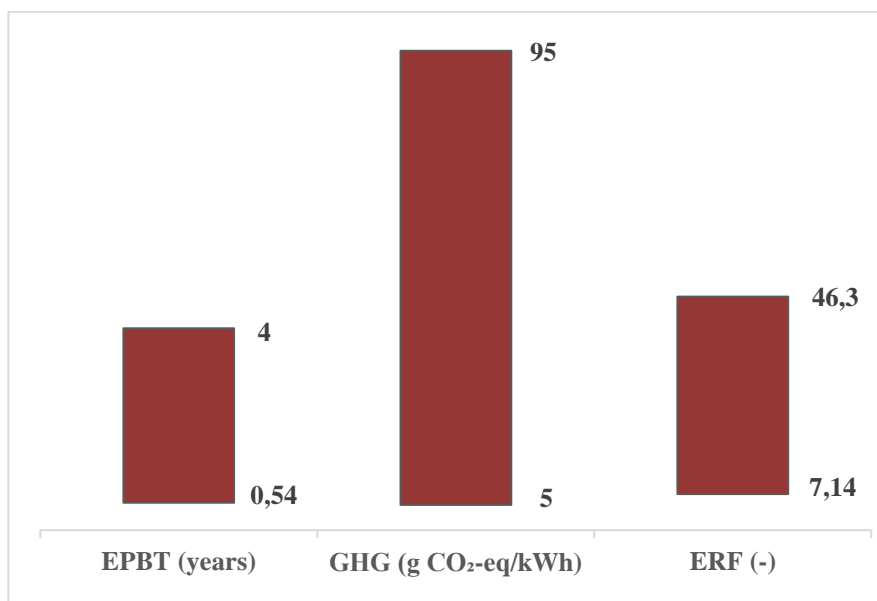


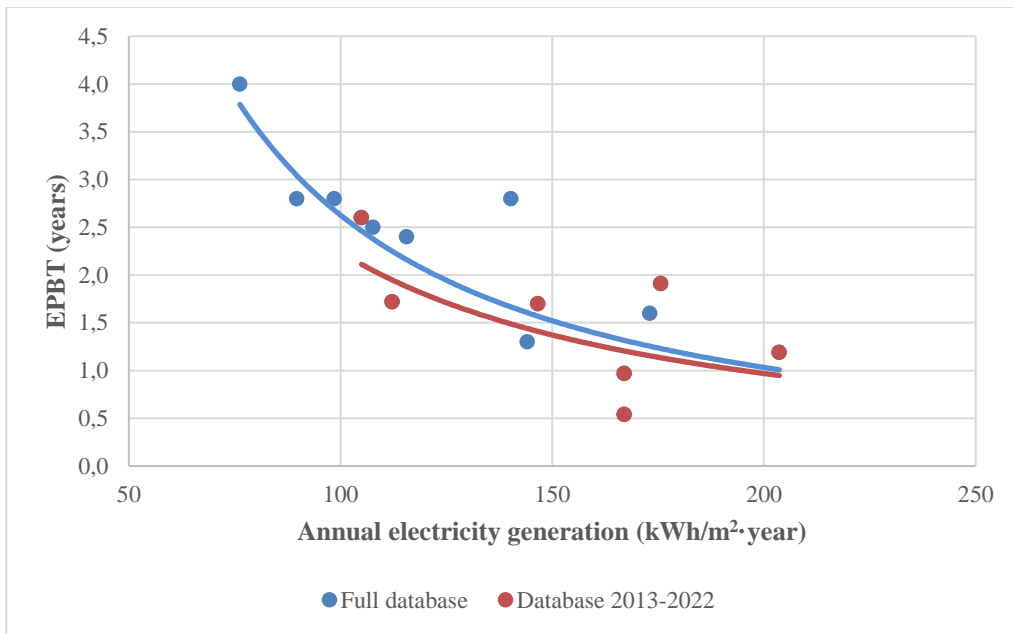
Figura 28 Rango de las variables analizadas (CIS/CIGS) III



En la Figura 29 se observa que se cumple la evolución estimada del tiempo de retorno energético, observando una reducción apreciable de este en los últimos años, lo que reivindica el desarrollo producido en estas tecnologías recientemente.

Además, cabe destacar algunos casos que rompen la tendencia general como (Peng & Lu, 2013) que presenta un EPBT de 2,6 años para una generación de 104,97 kWh/m<sup>2</sup>·año. Ello es debido a que, a pesar de poseer una irradiación razonable (1333 kWh/m<sup>2</sup>·año), su eficiencia es baja (10,5%) y sus requerimientos energéticos elevados (3177 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>).

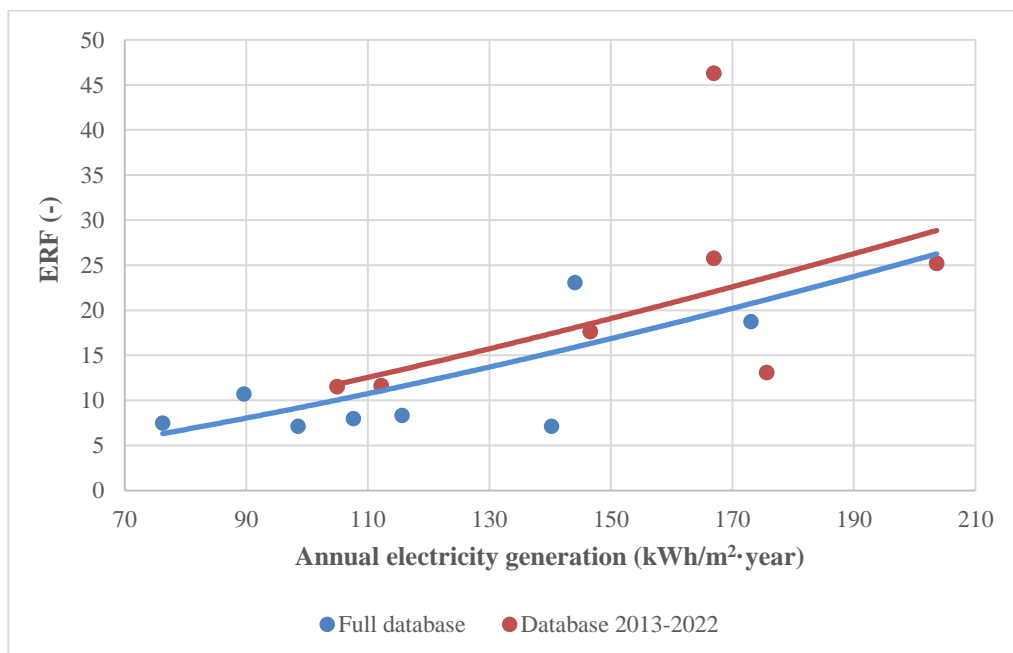
Figura 29 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (CIS/CIGS)



En cuanto al ERF, como puede apreciarse en la Figura 30, este sigue la misma evolución que en las demás tecnologías fotovoltaicas: aumenta con la generación eléctrica. Este comportamiento resulta lógico una vez analizado la anterior evolución del tiempo de retorno energético.

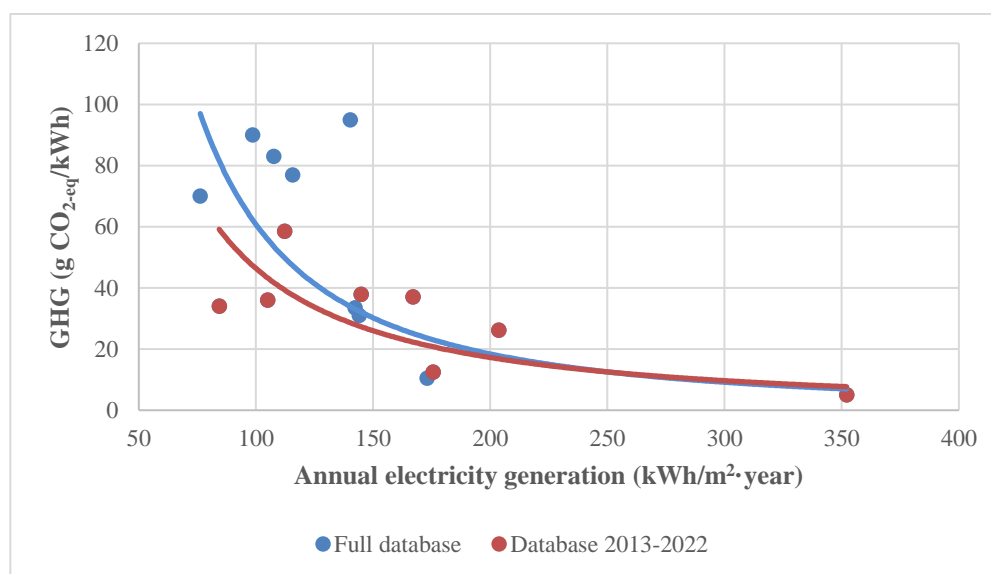
Igualmente, es necesario resaltar el caso de (Carnevale et al., 2014) que posee un ERF de 46,3, un valor bastante elevado para su generación eléctrica, lo que provoca que se salga de la tendencia general.

Figura 30 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (CIS/CIGS)



Finalmente, respecto a las emisiones, las evoluciones de ambas bases de datos son bastante similares, apreciándose una reducción de estas en los últimos años. La tendencia es la misma obtenida en las tecnologías ya evaluadas.

Figura 31 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (CIS/CIGS)



## 5.2.6 Ribbon-Si

A continuación, en las siguientes tablas, se resume el análisis de los estudios de instalaciones que utilizan módulos de ribbon-Si:

Tabla 79 Resumen de las variables (Ribbon-Si)

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	12,0%	0,75	30	1700	1,7	30	2006
(Alsema, 2006)	11,5%	0,75	30	1700	1,7	29	2006
(Fthenakis & Alsema, 2006)	N	0,75	30	1700	1,7	30	2006
(Jungbluth et al., 2008)	12,0%	0,75	30	1117	2,7	N	2008
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	12,0%	0,78	30	1825	N	30	2010
(Laleman et al., 2011)	12,0%	0,75	30	950	4,0	67	2011
(Darling & You, 2013)	8,0%	0,75	N	1700	1,4	22	2013
(Halasah et al., 2013)	13,2%	NG	30	2150	1,4	29,61	2013
(Halasah et al., 2013)	13,2%	NG	30	2150	1,8	37,4	2013
(H. Kim et al., 2014)	15,0%	0,80	30	1810,4	N	28	2014
(Soares et al., 2018)	18,5%	N	20	1825	2,3	NG	2018
<b>Valor medio</b>	<b>12,74%</b>	<b>0,76</b>	<b>29,0</b>	<b>1693,4</b>	<b>2,1</b>	<b>33,7</b>	-

Seguidamente, se muestran varias figuras representativas del rango de valores de las variables que aparecen en la tabla resumen adjuntada, así como el rango del ERF y la generación eléctrica anual del sistema, ambos calculados a partir de los datos proporcionados por los estudios:

Figura 32 Rango de las variables analizadas (Ribbon-Si) I

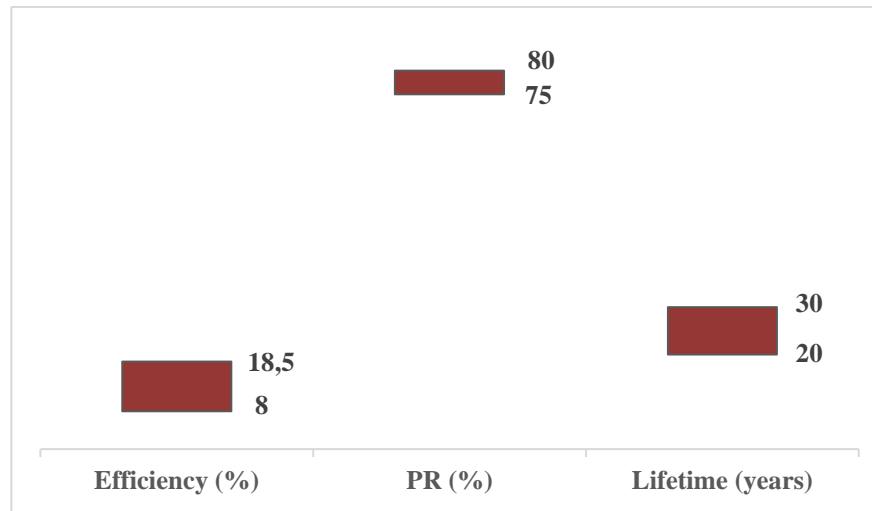


Figura 33 Rango de las variables analizadas (Ribbon-Si) II

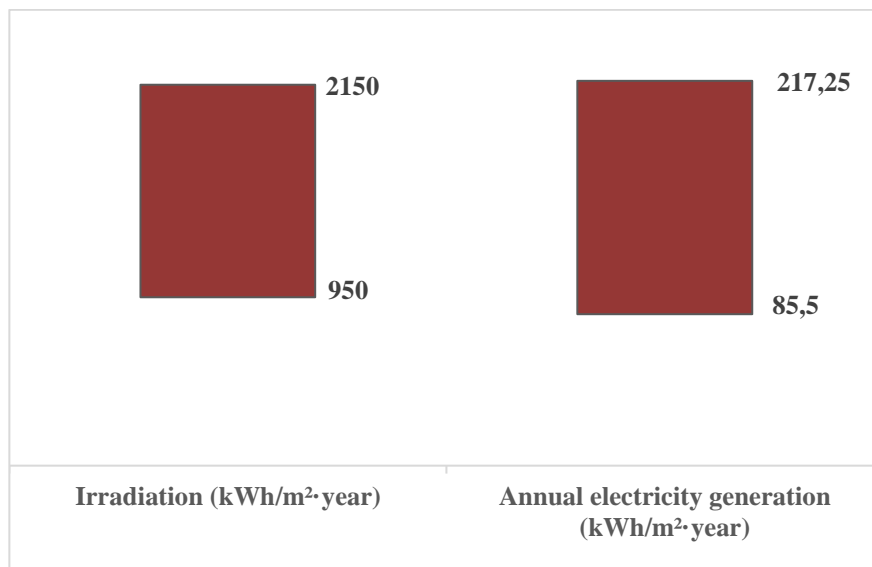
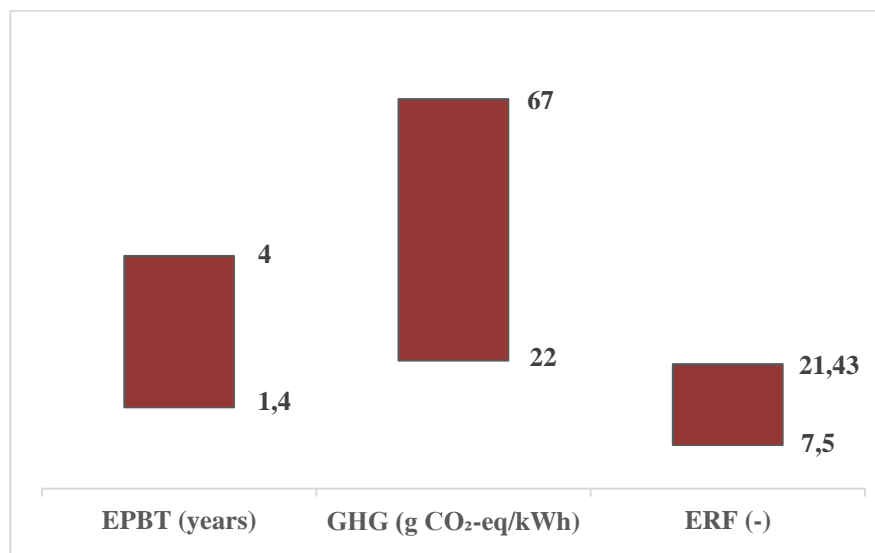


Figura 34 Rango de las variables analizadas (Ribbon-Si) III





Del mismo modo que en las tecnologías anteriores, se van a representar las evoluciones del tiempo de retorno energético, el factor de retorno energético y las emisiones de gases de efecto invernadero en función de la generación anual del sistema. Como se puede apreciar en sus respectivas figuras (Figura 35, Figura 36 y Figura 37) las tendencias obtenidas son las mismas que en los casos anteriores. Sin embargo, destaca la inexistencia de suficientes datos como para poder realizar una evaluación adecuada de esta tecnología, lo remarca la necesidad de adquirir un mayor número de ellos para así poder realizar un análisis adecuado.

Figura 35 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (Ribbon-Si)

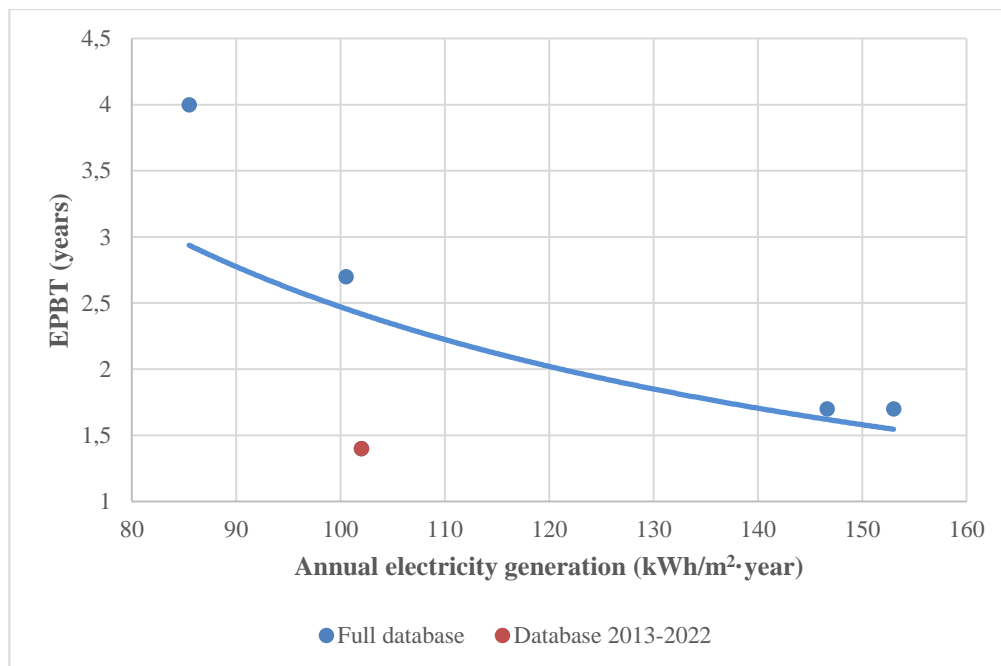


Figura 36 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (Ribbon-Si)

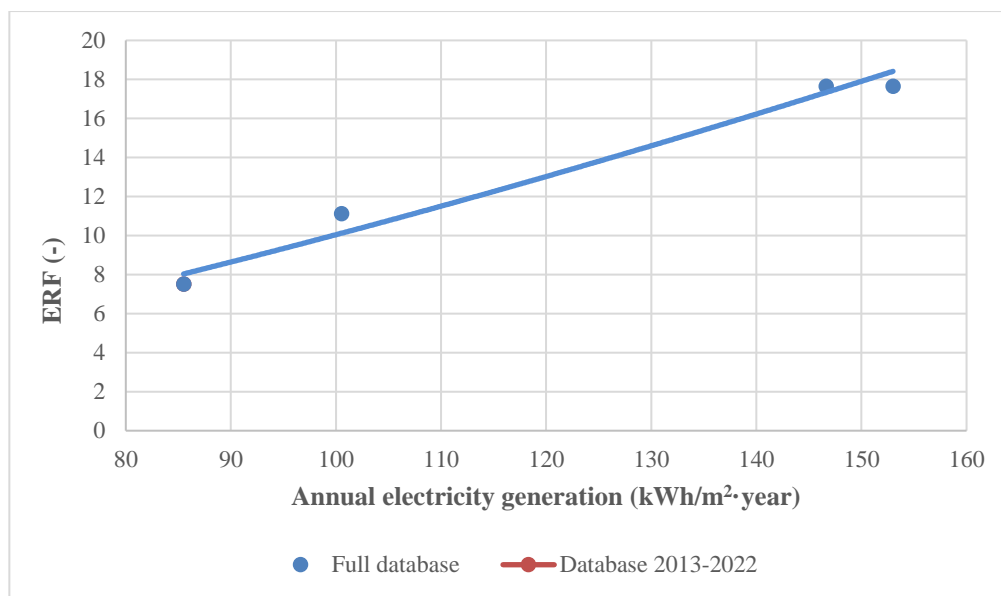
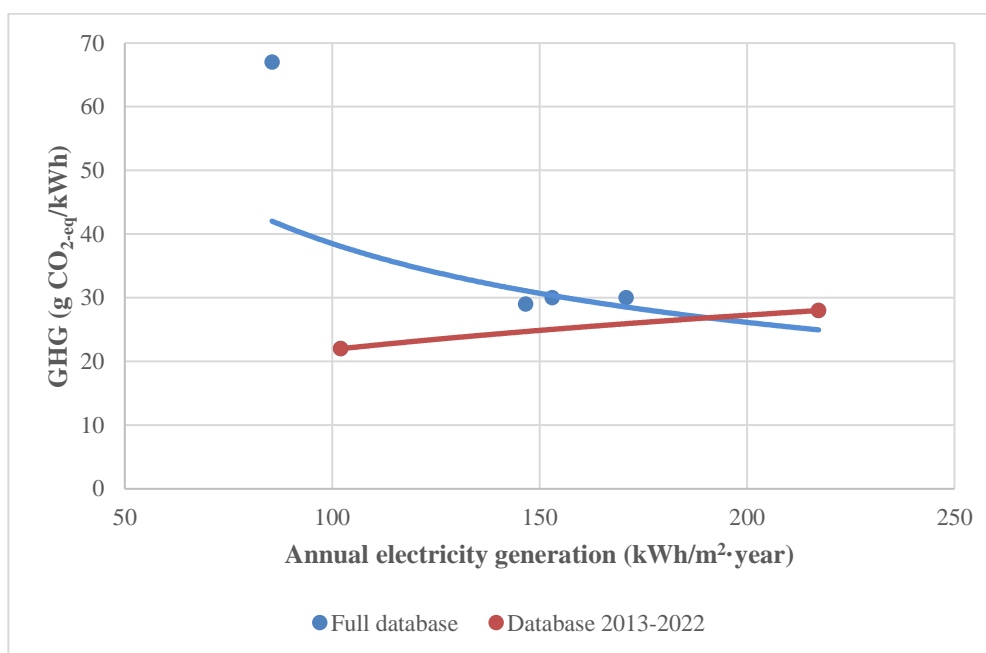


Figura 37 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (Ribbon-Si)



### 5.2.7 HCPV

A continuación, en las siguientes tablas, se resume el análisis de los diversos estudios de instalaciones que utilizan las nuevas tecnologías de alta concentración:

Tabla 80 Resumen de las variables (HCPV) I

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Peharz & Dimroth, 2005)	26,0%	0,94	N	1000	1,15	NA	2005
(Peharz & Dimroth, 2005)	26,0%	0,94	N	1900	0,7	NA	2005
(Nishimura et al., 2010)	18,8%	NG	20	1513	2,0	NA	2010
(Nishimura et al., 2010)	18,0%	NG	20	1263	2,6	NA	2010
(V. M. Fthenakis & Kim, 2011)	18,0%	0,68	30	2480	1,3	38	2011
(Turconi et al., 2013)	37,0%	NG	30	2600	0,9	26	2013
(Turconi et al., 2013)	37,0%	NG	30	2480	0,9	27	2013
(Turconi et al., 2013)	37,0%	NG	30	2570	0,9	27	2013
(Halasah et al., 2013)	25,0%	NG	30	2150	0,8	21,6	2013
(Halasah et al., 2013)	26,0%	NG	30	2150	0,6	17,4	2013
(Sandwell et al., 2016)	30,0%	0,93	30	2482	0,3	9	2016
(Sandwell et al., 2016)	30,0%	0,93	30	2278	0,32	9,4	2016
(Sandwell et al., 2016)	30,0%	0,93	30	2668	0,28	8,3	2016

Tabla 81 Resumen de las variables (HCPV) II

Autor	Eficiencia del módulo	P.R.	Tiempo de vida (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Año de publicación
(Sandwell et al., 2016)	30,0%	0,93	30	2409	0,33	9,8	2016
(Sandwell et al., 2016)	30,0%	0,93	30	2668	0,29	8,8	2016
(Sandwell et al., 2016)	30,0%	0,93	30	3322	0,22	6,5	2016
(Sandwell et al., 2016)	24,1%	NG	30	1794	0,8	18	2016
(Sandwell et al., 2016)	N	N	30	1825	1,5	N	2016
(Sandwell et al., 2016)	N	N	N	2520	1,3	N	2016
(Sandwell et al., 2016)	37,0%	NG	N	1794	1,5	32	2016
(Sandwell et al., 2016)	30,0%	0,787	30	1794	1,0	20	2016
(Burg et al., 2017)	27,0%	0,9	30	1191	2,9	45	2017
(Burg et al., 2017)	27,0%	0,9	30	1820	2,0	30	2017
(Burg et al., 2017)	27,0%	0,9	30	2094	1,1	25	2017
(Corona et al., 2017)	28,19%	0,813	20	1834	0,862	53,7	2017
(Corona et al., 2017)	28,19%	0,813	25	1834	0,891	45,6	2017
(Corona et al., 2017)	28,19%	0,813	30	1834	0,904	40,2	2017
(Ziemińska-stolarska et al., 2021)	29,0%	N	25	2207	NG	15	2021
(Ziemińska-stolarska et al., 2021)	29,0%	N	25	N	NG	11	2021
<b>Valor medio</b>	<b>28%</b>	<b>88%</b>	<b>28,20</b>	<b>2088,36</b>	<b>1,05</b>	<b>23,67</b>	<b>-</b>

Seguidamente, se muestran varias figuras representativas del rango de valores de las variables que aparecen en la tabla resumen adjuntada, así como el rango del ERF y la generación eléctrica anual del sistema, ambos calculados a partir de los datos proporcionados por los estudios:

Figura 38 Rango de las variables analizadas (HCPV) I

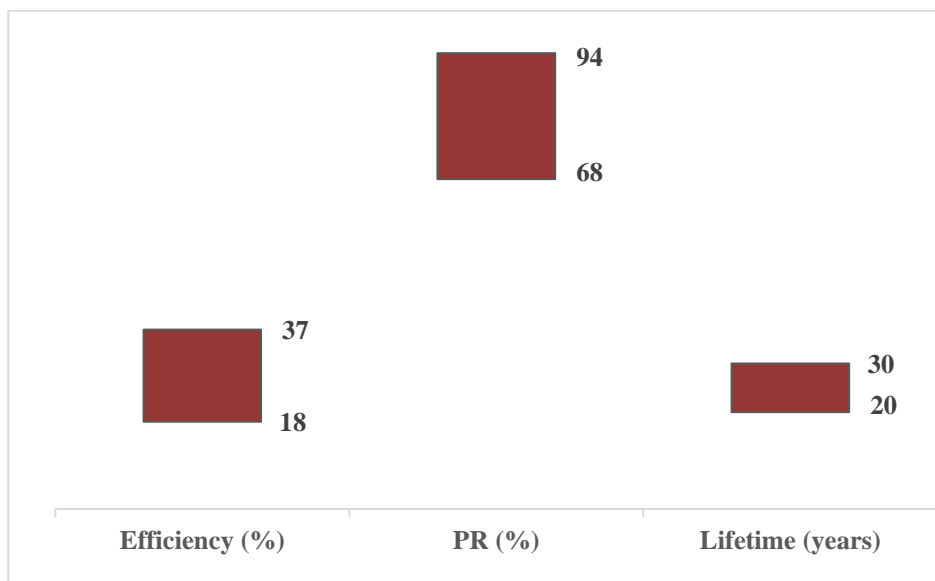


Figura 39 Rango de las variables analizadas (HCPV) II

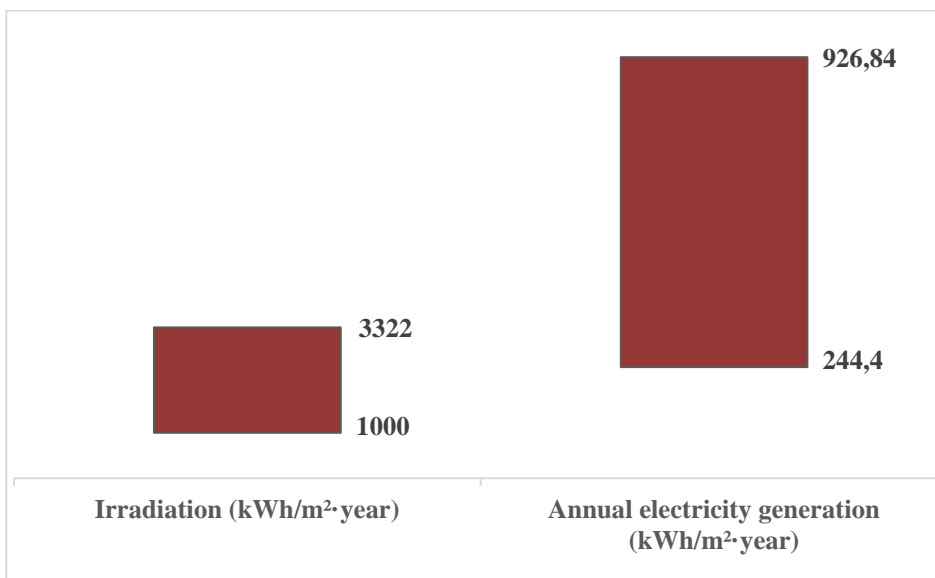
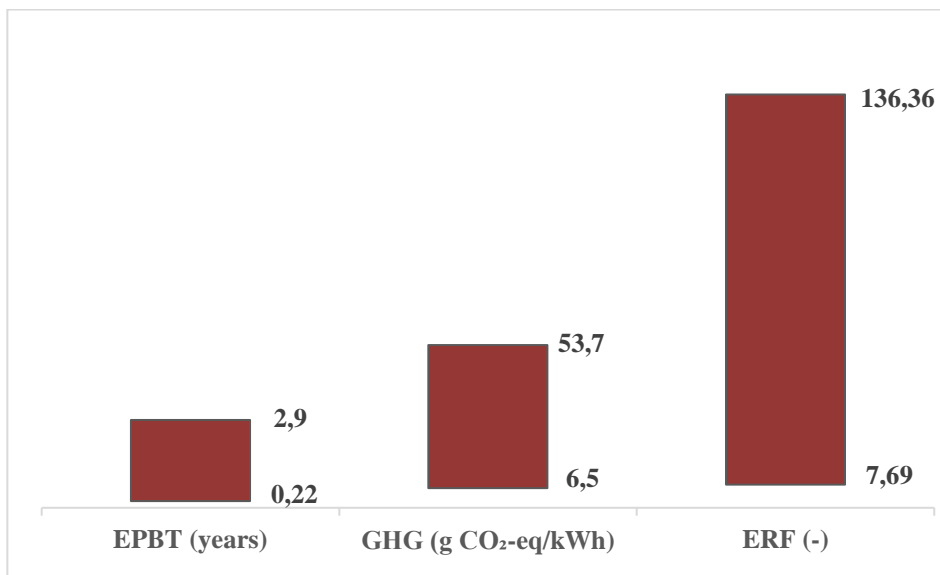


Figura 40 Rango de las variables analizadas (HCPV) III



Como se puede apreciar en las siguientes figuras, las evoluciones de los parámetros en estudio (EPBT, ERF y emisiones de GHG) son iguales a las obtenidas en las tecnologías anteriores, teniendo todas ellas una tendencia bastante similar para ambas bases de datos, sobre todo a medida que aumenta la generación eléctrica anual, tendiendo a superponerse formando ambas prácticamente la misma curva.

Sin embargo, es necesario comentar que, para esta tecnología, la diferencia entre limitar la base de datos al completo o para el periodo considerado (2013-2022) es muy relevante, ya que estas bases no poseen datos de generaciones eléctricas similares, restringiendo la comparación entre ellas.

Figura 41 Evolución del EPBT en función de la generación eléctrica anual (HCPV)

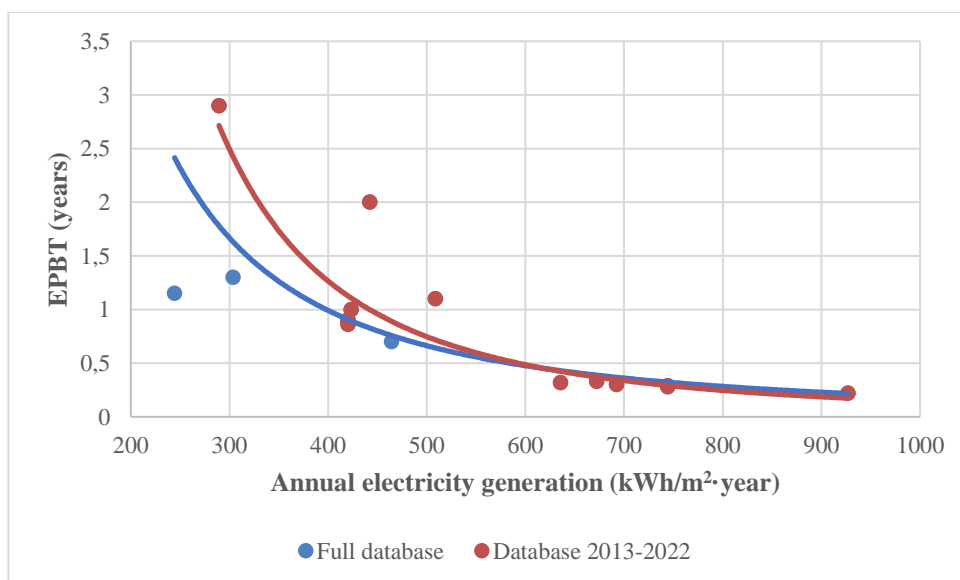


Figura 42 Evolución del ERF en función de la generación eléctrica anual (HCPV)

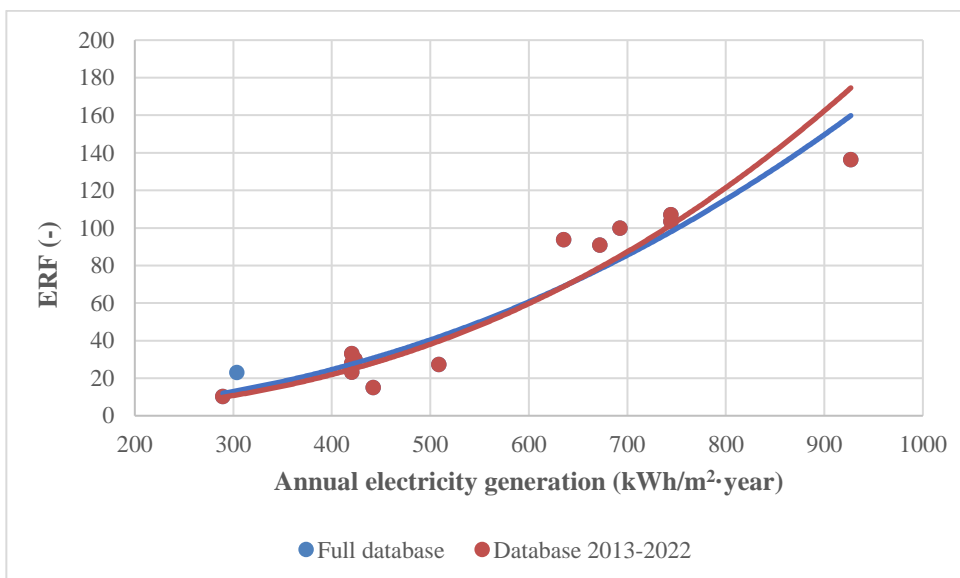
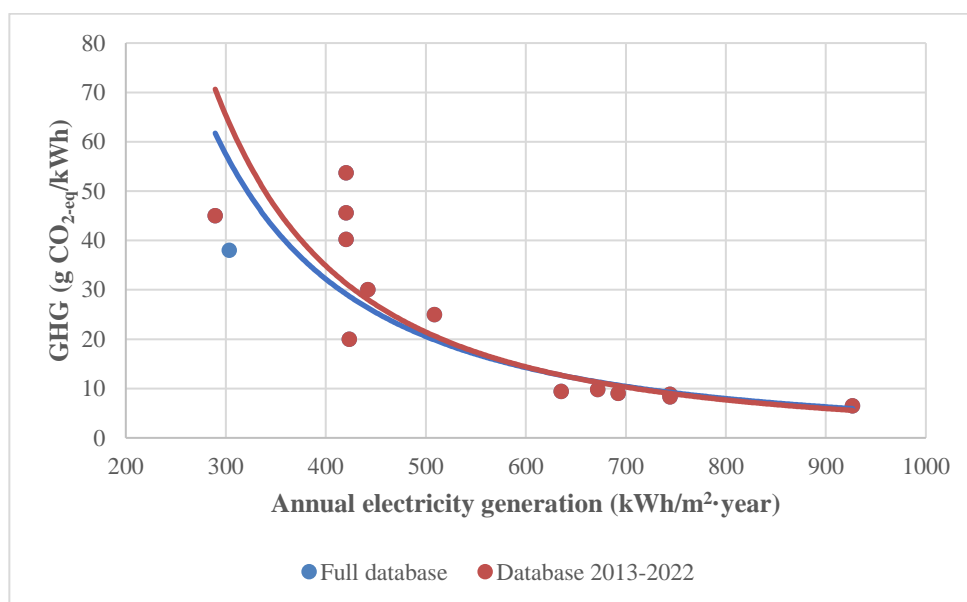


Figura 43 Evolución de las emisiones de GHG en función de la generación eléctrica anual (HCPV)



### 5.3 Valoración de los estudios

Es importante resaltar la gran variedad de estudios existentes y, por tanto, resulta conveniente realizar una distinción entre ellos. Aunque en el desarrollo de este trabajo se consideren tales estudios por igual, debe remarcarse que en algunos casos dicho tratamiento resulta incongruente, ya que no se posee la misma información de cada uno de ellos. Por este motivo, a continuación, los estudios examinados se van a clasificar en función de su respectiva calidad, precisada en cada caso por la cantidad de datos que analizan y proporcionan.

Una vez analizados cada uno de los estudios, los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla, donde se puede observar la ya comentada existencia de una diferencia notable en lo que a información aportada se refiere:

Tabla 82 Calificación de los estudios en función de los datos proporcionados I

Autor/es	Variables	Total
(Alsema, 2006)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, ME, S	8
(Kannan et al., 2006)	EPBT, GHG, Efi, I, LT, ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, GHG <sub>ev</sub> , Cap	15
(Fthenakis & Alsema, 2006)	EPBT, GHG, I, PR, LT, ME, E <sub>BOS</sub>	7
(Alsema & de Wild-Scholten, 2006)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , Rem, S	15
(Pacca et al., 2007)	EPBT, GHG, Efi, I, LT, ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , Cap, d <sub>n</sub> , S, Rel	14
(Raugei et al., 2007)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>total</sub> , S	12
(SENSE, 2008)	EPBT, GHG, Efi, I, LT, ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, Cap, Rem, S, Rel	16
(Stoppato, 2008)	EPBT, GHG, Efi, I, LT, F <sub>mix</sub> , ME, E <sub>fab</sub> , GEA, GHG <sub>ev</sub> , S	11
(Ito et al., 2008)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>total</sub> , Cap, d <sub>n</sub> , Rem	15
(Jungbluth et al., 2008)	EPBT, Efi, I, PR, LT, ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>total</sub> , Cap, Rel	11
(H. K. Fthenakis, 2009)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, F <sub>mix</sub> , ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>des</sub> , E <sub>total</sub>	13

Tabla 83 Calificación de los estudios en función de los datos proporcionados II

Autor/es	Variables	Total
(Dominguez-Ramos et al., 2010)	GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, d <sub>n</sub> , Rem	9
(Ito et al., 2010)	EPBT, GHG, I, PR, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>des</sub> , E <sub>total</sub> , Cap	12
(Lu & Yang, 2010)	EPBT, GHG, Efi, LT, ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, GHG <sub>ev</sub> , Cap, Rel	15
(Laleman et al., 2011)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>total</sub> , S, Rel	13
(Held & Ilg, 2011)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>des</sub> , E <sub>total</sub> , d <sub>n</sub> , S, Rel	16
(Ito et al., 2011)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>total</sub> , Cap, d <sub>n</sub> , Rem, Rel	17
(de Wild-Scholten, 2011)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, d <sub>n</sub> , S	10
(Desideri et al., 2012)	EPBT, GHG, Efi, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>ter</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, Cap, d <sub>n</sub> , Rem, S, Rel	19
(Cucchiella & Dadamo, 2012)	EPBT, GHG, Efi, I, LT, F <sub>mix</sub> , ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>ter</sub> , E <sub>total</sub> , GHG <sub>ev</sub> , Rem, S	18
(Darling & You, 2013)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, GEA	6
(Peng & Lu, 2013)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>des</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, GHG <sub>ev</sub> , Cap, Rem, Rel	20
(Halasah et al., 2013)	EPBT, GHG, Efi, I, LT, ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, d <sub>n</sub> , Rem	14
(Carnevale et al., 2014)	EPBT, Efi, I, PR, LT, ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>des</sub> , GEA, Cap, Rem, S, Rel	14
(B. ju Kim et al., 2014)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, Cap, Rem, S, Rel	17
(H. Kim et al., 2014)	GHG, Efi, I, PR, F <sub>mix</sub> , ME, C, Rem, Cap, d <sub>n</sub> , S, Rel	12
(Bhandari et al., 2015)	EPBT, Efi, I, PR, LT, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>BOS</sub> , Rem, d <sub>n</sub> , S	11
(Hengevoss et al., 2016)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, ME, E <sub>fab</sub> , GEA, d <sub>n</sub> , S	11
(Dahiya & Vogt, 2016)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, Cap, S, Rel	14
(Sandwell et al., 2016)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, C, E <sub>fab</sub> , GEA, Cap, d <sub>n</sub> , Rel	14
(Huang & Yu, 2017)	EPBT, Efi, I, PR, LT, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>rec</sub> , E <sub>ter</sub> , E <sub>total</sub> , GEA	14
(Corona et al., 2017)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>des</sub> , E <sub>ter</sub> , GEA, Cap, d <sub>n</sub> , S, Rel	18
(Burg et al., 2017)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, GEA	9
(Wu et al., 2017)	EPBT, Efi, I, PR, LT, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , E <sub>trans</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, Cap, Rem, Rel	14
(Amarakoon et al., 2018)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>total</sub> , Rem, d <sub>n</sub> , S, Rel	14
(Perez-Gallardo et al., 2018a)	EPBT, GHG, Efi, PR, LT, Rem, S, Rel	8
(Ludin et al., 2018)	EPBT, GHG, Efi, I, LT, E <sub>total</sub>	6

Tabla 84 Calificación de los estudios en función de los datos proporcionados III

<b>Autor/es</b>	<b>Variables</b>	<b>Total</b>
(Perez-Gallardo et al., 2018b)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, GEA, Rem, S, Rel	10
(Luo et al., 2018)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, C, E <sub>fab</sub> , E <sub>BOS</sub> , E <sub>total</sub> , GEA, d <sub>n</sub> , S	15
(Soares et al., 2018)	EPBT, Efi, I, LT, E <sub>fab</sub> , GEA, S, Rel	8
(Rajput et al., 2018)	EPBT, Efi, LT, ME, E <sub>fab</sub> , E <sub>inv</sub> , GEA, Cap, Rel	9
(Rahman et al., 2019)	EPBT, GHG, Efi, I, LT, F <sub>mix</sub> , ME, C, Cap, d <sub>n</sub> , Rel	11
(Martinopoulos, 2020)	Efi, LT, Cap, d <sub>n</sub> , S, Rel	6
(Szilágyi & Gróf, 2020)	Efi, I, PR, LT, ME, GEA, Cap, d <sub>n</sub> , Rem, S	10
(Krebs-Moberg et al., 2021)	Efi, LT, ME, Cap, d <sub>n</sub> , S	6
(Ziemińska-stolarska et al., 2021)	GHG, Efi, I, LT, ME	5
(Mohd Nordin et al., 2021)	GHG, Efi, I, PR, LT, GEA, Cap, d <sub>n</sub> , S	9
(Müller et al., 2021)	GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, GEA, d <sub>n</sub> , S, Rel	11
(Santoyo-Castelazo et al., 2021)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, ME, GEA, Cap, S	10
(Mohd Nordin et al., 2022)	EPBT, GHG, Efi, I, PR, LT, F <sub>mix</sub> , ME, GEA, Cap, d <sub>n</sub> , S	12

Como se puede comprobar, ninguno de los estudios analizados cumple con lo que supondría poseer toda la información para así poder realizar una correcta valoración del trabajo. A pesar de que esto no implica su inutilidad, ya que el listado considerado es bastante amplio y sería necesario especificar todas las variables posibles, su omisión dificulta la comparación entre los mismos.





# 6 EVOLUCIÓN TEMPORAL

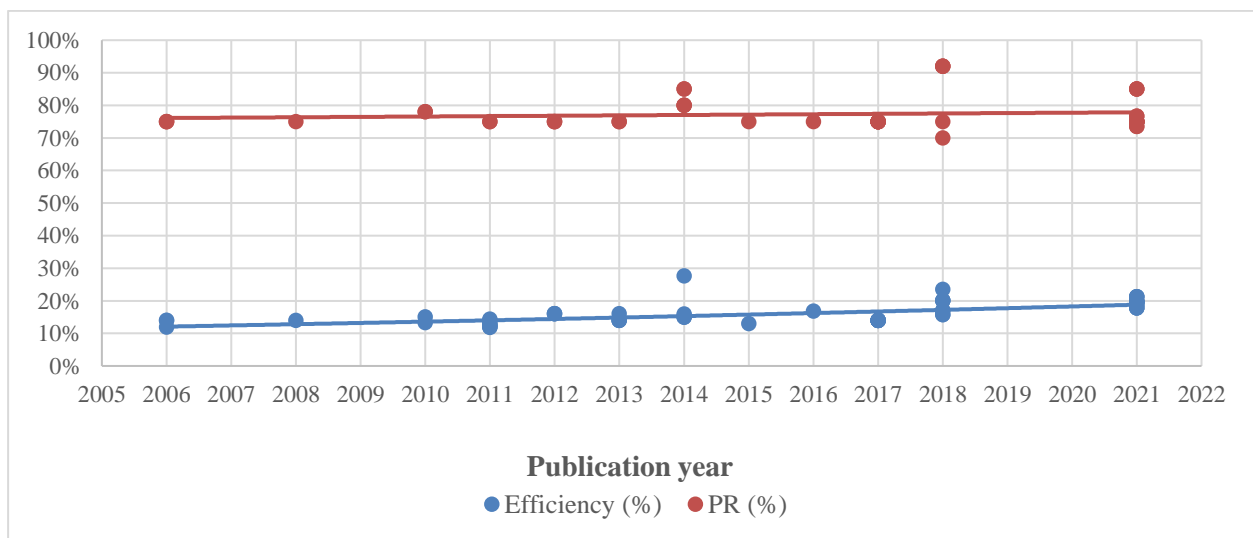
El constante desarrollo de los sistemas fotovoltaicos con el objetivo de reducir los costes asociados a la producción, instalación y mantenimiento; así como aumentar la eficiencia de los módulos, provoca, consecuentemente, que el valor de sus parámetros se encuentre inmerso en un incesante cambio.

Por ello, en este capítulo, se va a analizar la evolución de estas tecnologías en los últimos años, con el fin de entender cómo y hacia dónde se dirige el progreso. Además, se van a comparar los parámetros y resultados obtenidos en las dos bases de datos consideradas en este trabajo: base de datos completa (2005-2022) y base de datos reciente (2013-2022). De esta forma, se evaluará la importancia de fijar un margen determinado de tiempo a la hora de obtener información acerca de una tecnología fotovoltaica.

## 6.1 Silicio monocristalino

En la Figura 44 se puede apreciar la evolución de la eficiencia y el PR de las instalaciones analizadas de silicio monocristalino. En ella, se observa que ambas variables presentan una tendencia prácticamente lineal con un ligero aumento en los últimos años. Todo ello indica el presente objetivo de lograr una mejora en esta tecnología, aumentando su eficiencia para así conseguir el mayor provecho de los recursos fotovoltaicos.

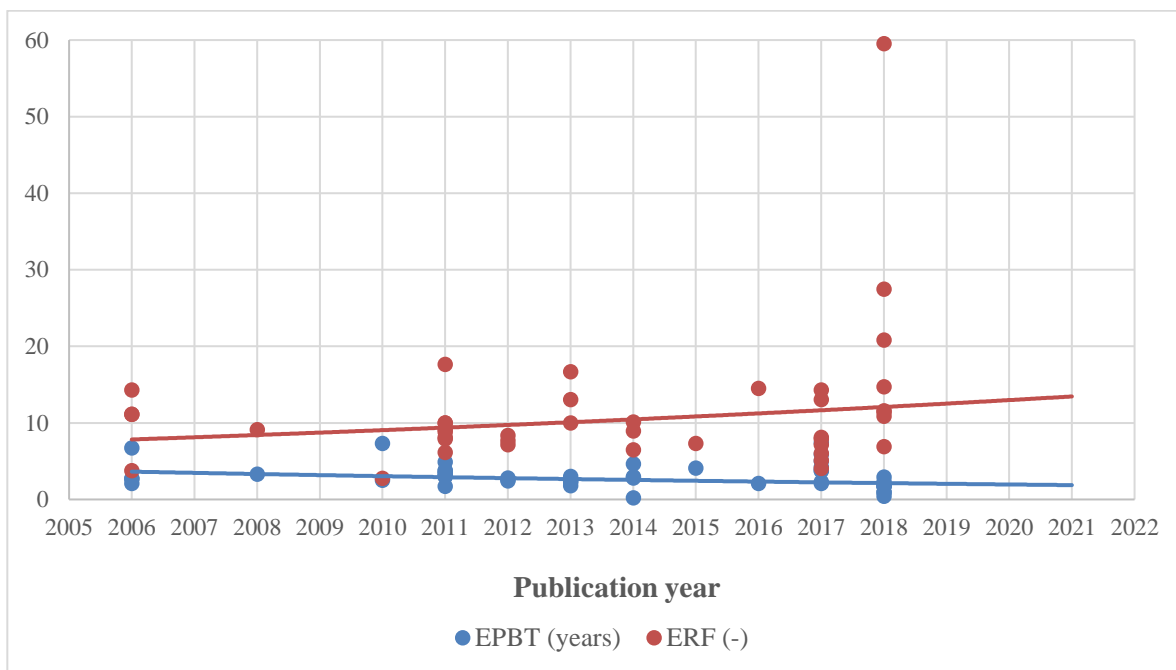
Figura 44 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (mono-Si)



Seguidamente, en la Figura 45, se muestra la evolución del tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético durante todo el periodo de estudio. Como puede observarse, sus evoluciones son diferentes, pues el EPBT presenta una tendencia decreciente a lo largo de los años, mientras que, en el caso del ERF, esta tendencia es creciente. Por un lado, la evolución del EPBT está justificada por el incremento del rendimiento anteriormente comentado, que permite aumentar la generación eléctrica, así como disminuir los requerimientos energéticos. Por otro lado, el ERF tiende a crecer debido a que, en los últimos años, las instalaciones presentan cada vez un mayor tiempo de vida. Además, como ya se ha mencionado en el anterior capítulo, estos dos índices son inversamente proporcionales, por lo que sus evoluciones deben ser opuestas.

Por último, cabe comentar el caso de dos estudios, concretamente (Carnevale et al., 2014) y (Ludin et al., 2018), que presentan un ERF de 125 y 59,52 respectivamente. Ambos valores se salen de la tendencia general y están provocados, en parte, por la gran energía requerida por el sistema. Como se puede apreciar, a la hora de representar la figura, se ha limitado el valor del eje de ordenadas en 60, para así obtener una gráfica razonable y evitar que esté distorsionada, por lo que el valor comentado de 125 no aparece, aunque, como ya se ha comentado, su ausencia no implica que no se haya tenido en consideración durante el análisis.

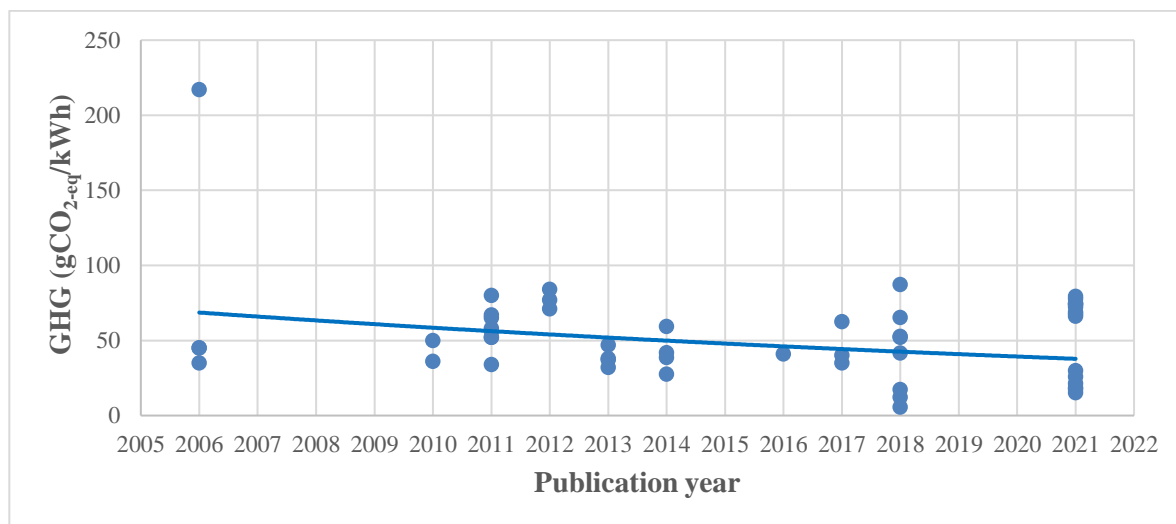
Figura 45 Evolución del EPBT y ERF (mono-Si)



Las emisiones de gases de efecto invernadero, según lo razonado anteriormente, deberían disminuir, pues los requerimientos energéticos se reducen y la eficiencia aumenta, creciendo la producción eléctrica. En el caso de las instalaciones de silicio monocristalino, esto se cumple, como puede observarse en la Figura 46, apreciando un notable cambio en los últimos años hacia emisiones cada vez menores.

No obstante, al igual que ocurría en la figura anterior, existen algunos estudios que no cumplen con la tendencia general. En este caso, destacan (Kannan et al., 2006) y (Lu & Yang, 2010) cuyas emisiones son 217 y 671 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh respectivamente.

Figura 46 Evolución de las emisiones de GHG (mono-Si)



A continuación, se van a comparar los parámetros de la base de datos completa con los de la base de datos comprendidos entre 2013 y 2022. De esta forma, se logrará comprender la influencia del periodo de tiempo considerado en los resultados de los valores obtenidos, pues estos se pueden ver notablemente afectados debido a la constante evolución de la tecnología.

Como puede apreciarse en la Tabla 85, tanto la eficiencia como el PR han sufrido un incremento en los últimos años. Lo mismo sucede en la Tabla 86, en la que se observa la disminución del EPBT, el aumento del ERF y la reducción de las emisiones.

Todo ello indica la necesidad de restringir la bibliografía a la hora de realizar un estudio sobre una

instalación fotovoltaica, pues, como se ha comprobado, los valores se pueden ver limitados si se considera un periodo de tiempo demasiado extenso y esto puede conducir, consecuentemente, a decisiones erróneas.

Tabla 85 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (mono-Si)

	<b>Eficiencia</b>	<b>PR</b>		
<b>Base de datos completa</b>	16,32%	77,44%	<b>Incremento eficiencia (%)</b>	6,50
<b>Base de datos 2013-2022</b>	17,38%	78,00%	<b>Incremento PR (%)</b>	0,72

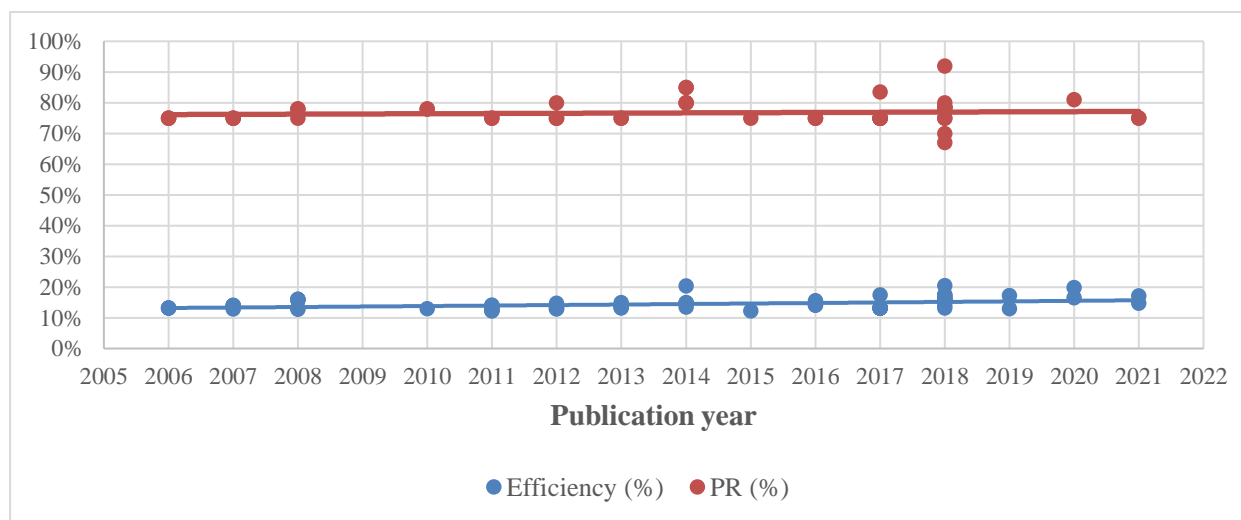
Tabla 86 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (mono-Si)

	<b>EPBT (años)</b>	<b>ERF (-)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>	<b>Reducción EPBT (%)</b>	
					8,14
<b>Base de datos completa</b>	3,07	14,14	64,37	<b>Incremento ERF (%)</b>	24,68
<b>Base de datos 2013-2022</b>	2,82	17,63	46,19	<b>Reducción GHG (%)</b>	28,24

## 6.2 Silicio policristalino

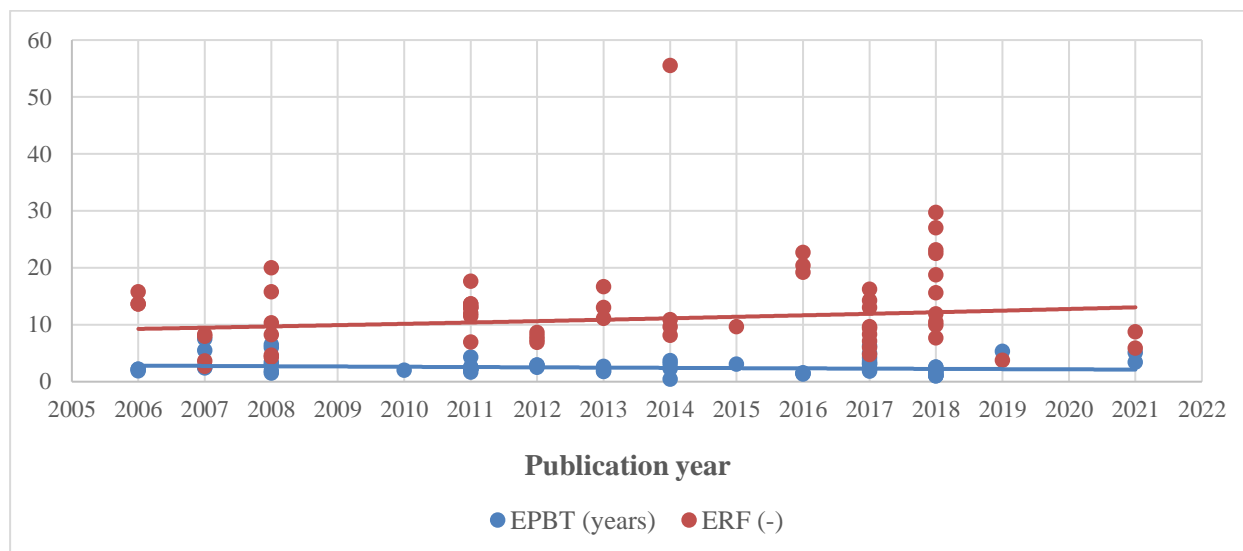
Al igual que ocurría en la tecnología de silicio monocristalino, las evoluciones de la eficiencia del módulo y del PR de las instalaciones de silicio policristalino son constantes y lineales con un ligero incremento en los últimos años, aunque no tan destacado como en el caso anterior.

Figura 47 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (poli-Si)



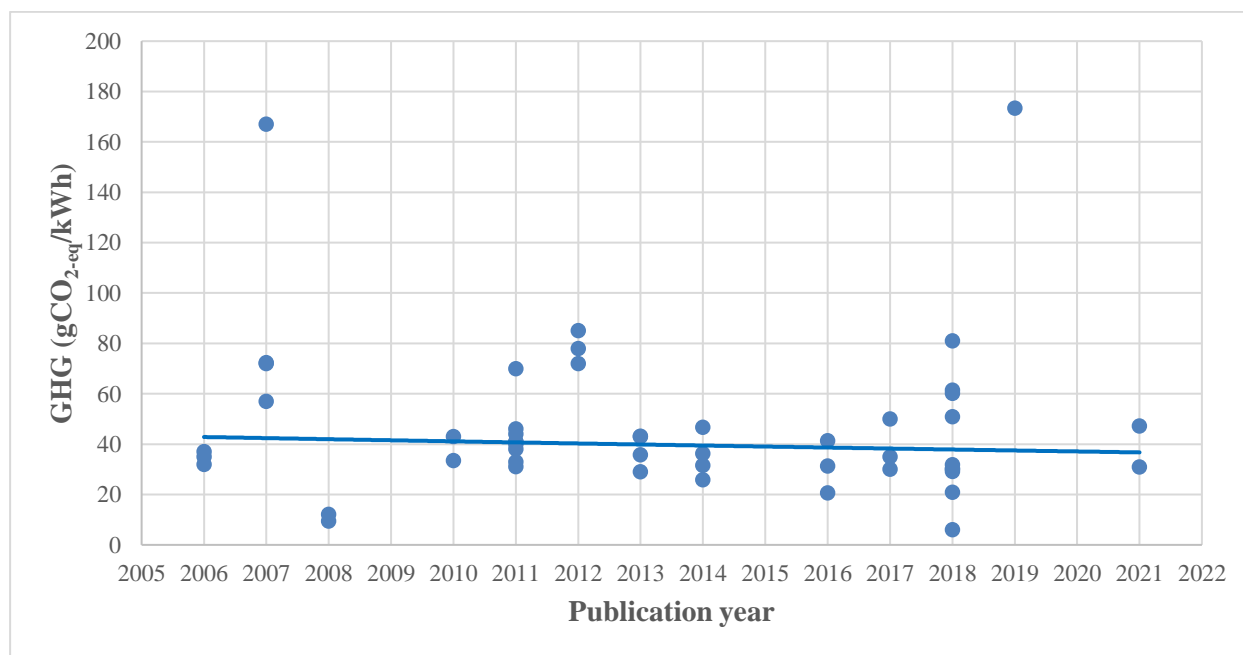
Las evoluciones del EPBT y ERF que se muestran en la Figura 48 son las teóricas esperadas, siendo la del EPBT decreciente y la del ERF creciente. Ello está provocado, como ya se ha mencionado, por las mayores eficiencias conseguidas en los últimos años, que producen, a su vez, una reducción en los requerimientos energéticos, así como un aumento de la generación eléctrica. Además, el tiempo de vida de las instalaciones de los últimos años es más elevado.

Figura 48 Evolución del EPBT y ERF (poli-Si)



Respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, como era de esperar, estas disminuyen conforme transcurren los años. En comparación con el caso anterior de las instalaciones de silicio monocristalino, la reducción no es tan acusada, pues como se aprecia en la Figura 49 presenta una tendencia más lineal.

Figura 49 Evolución de las emisiones de GHG (poli-Si)



Asimismo, en las siguientes tablas, se presentan los valores de las variables en estudio para ambas bases de datos, la completa y la correspondiente a los años 2013-2022. De nuevo, queda reflejada el incesante desarrollo de la tecnología hacia unos parámetros más eficientes que permitan reflejar la gran oportunidad que supone el empleo de las instalaciones fotovoltaicas para lograr una transición hacia una producción de energía más sostenible.

Tabla 87 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (poli-Si)

	Eficiencia	PR		
<b>Base de datos completa</b>	14,55%	76,79%	<b>Incremento eficiencia (%)</b>	4,12
<b>Base de datos 2013-2022</b>	15,15%	77,20%	<b>Incremento PR (%)</b>	0,53

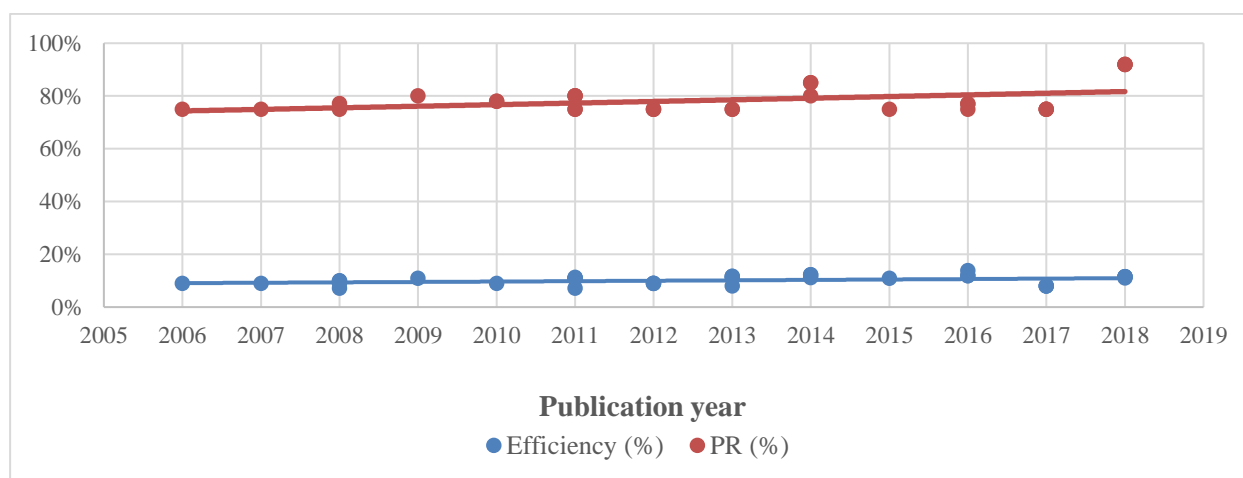
Tabla 88 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (poli-Si)

	EPBT (años)	ERF (-)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)	Reducción EPBT (%)	7,19
Base de datos completa	2,78	12,81	46,84	Incremento ERF (%)	13,82
Base de datos 2013-2022	2,58	14,58	42,69	Reducción GHG (%)	8,86

### 6.3 Teleruro de cadmio

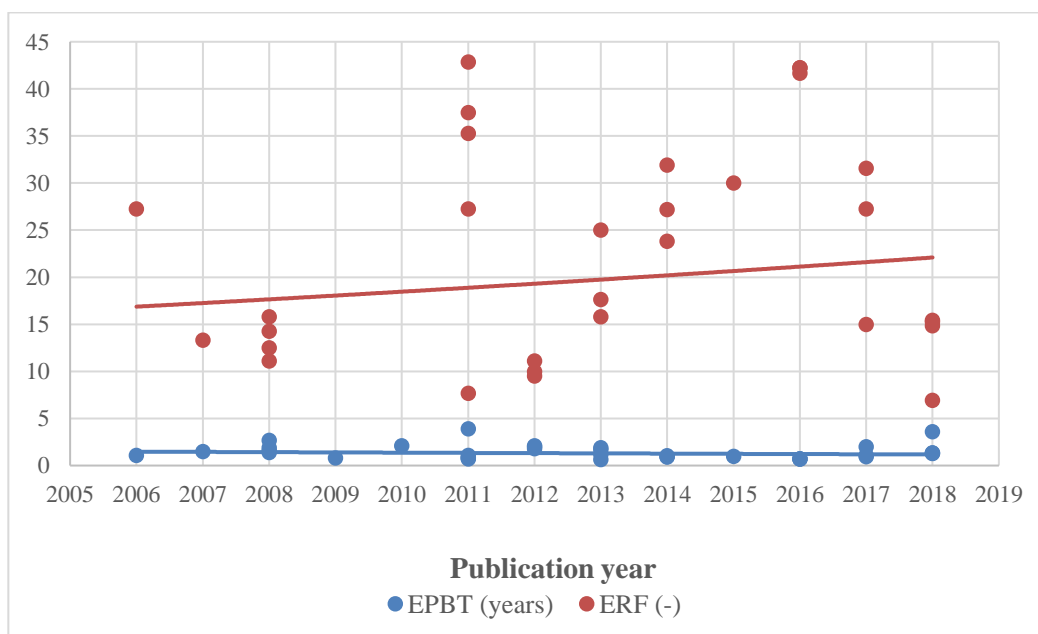
De igual forma, como era de esperar, la evolución de la eficiencia de los módulos y el PR en el caso de las instalaciones de teleruro de cadmio es constante y lineal con una tendencia ligeramente creciente:

Figura 50 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (CdTe)



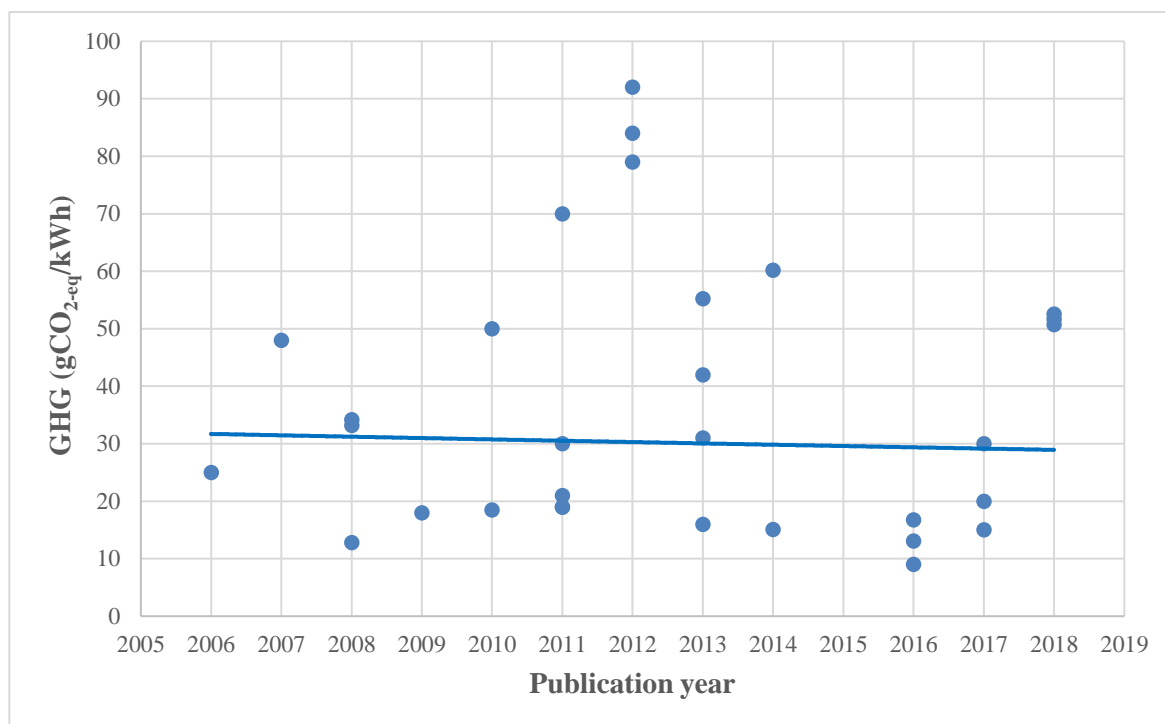
Asimismo, las evoluciones del tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético son similares a las obtenidas anteriormente, aunque con varias diferencias. Por un lado, la tendencia del EPBT es prácticamente constante, pero ligeramente decreciente. Por otro lado, la tendencia del ERF es creciente, pero tal y como se puede observar en la Figura 51, existe una mayor divergencia en los valores obtenidos de cada uno de los estudios analizados.

Figura 51 Evolución del EPBT y ERF (CdTe)



Por último, en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, como se puede apreciar en la Figura 52, estas han sufrido una reducción a lo largo de los años. No obstante, esta caída no es tan acusada como ocurría en las tecnologías de mono-Si y poli-Si, existiendo, a su vez, una gran discrepancia entre los valores analizados.

Figura 52 Evolución de las emisiones de GHG (CdTe)



Seguidamente, en las siguientes tablas, se muestran los valores de las variables analizadas para los dos periodos considerados, así como sus correspondientes incrementos y reducciones.

Tabla 89 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (CdTe)

	<b>Eficiencia</b>	<b>PR</b>		
<b>Base de datos completa</b>	10,24%	76,81%	<b>Incremento eficiencia (%)</b>	6,05
<b>Base de datos 2013-2022</b>	10,86%	79,50%	<b>Incremento PR (%)</b>	3,50

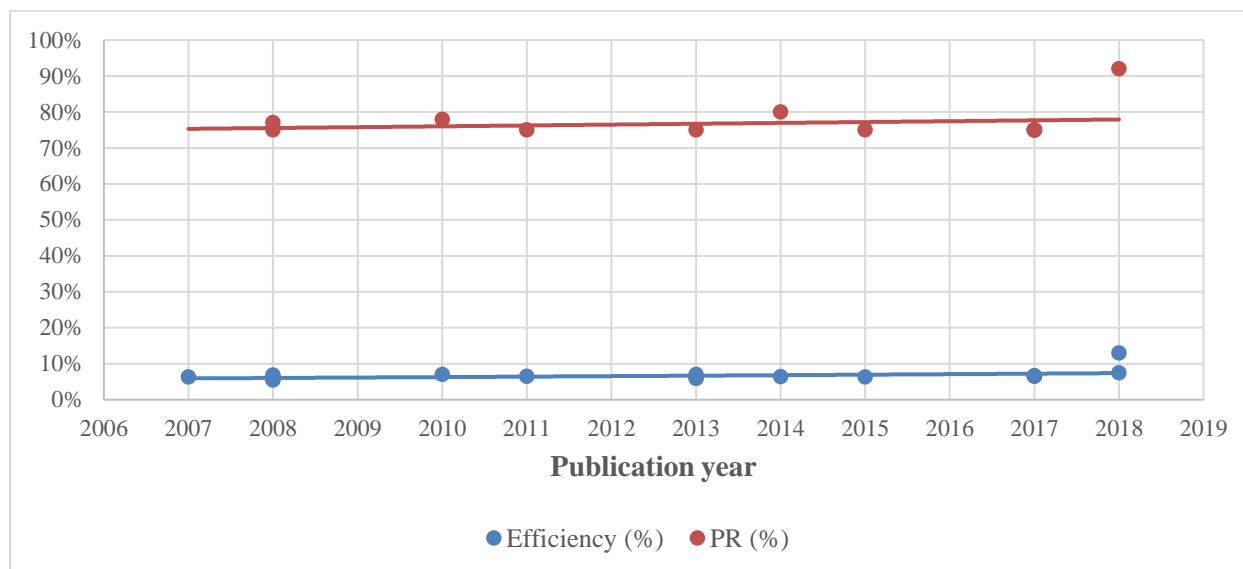
Tabla 90 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (CdTe)

	<b>EPBT (años)</b>	<b>ERF (-)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>	<b>Reducción EPBT (%)</b>	
<b>Base de datos completa</b>	1,45	22,56	36,52	<b>Incremento ERF (%)</b>	13,21
<b>Base de datos 2013-2022</b>	1,28	25,54	30,47	<b>Reducción GHG (%)</b>	16,57

## 6.4 Silicio amorfo

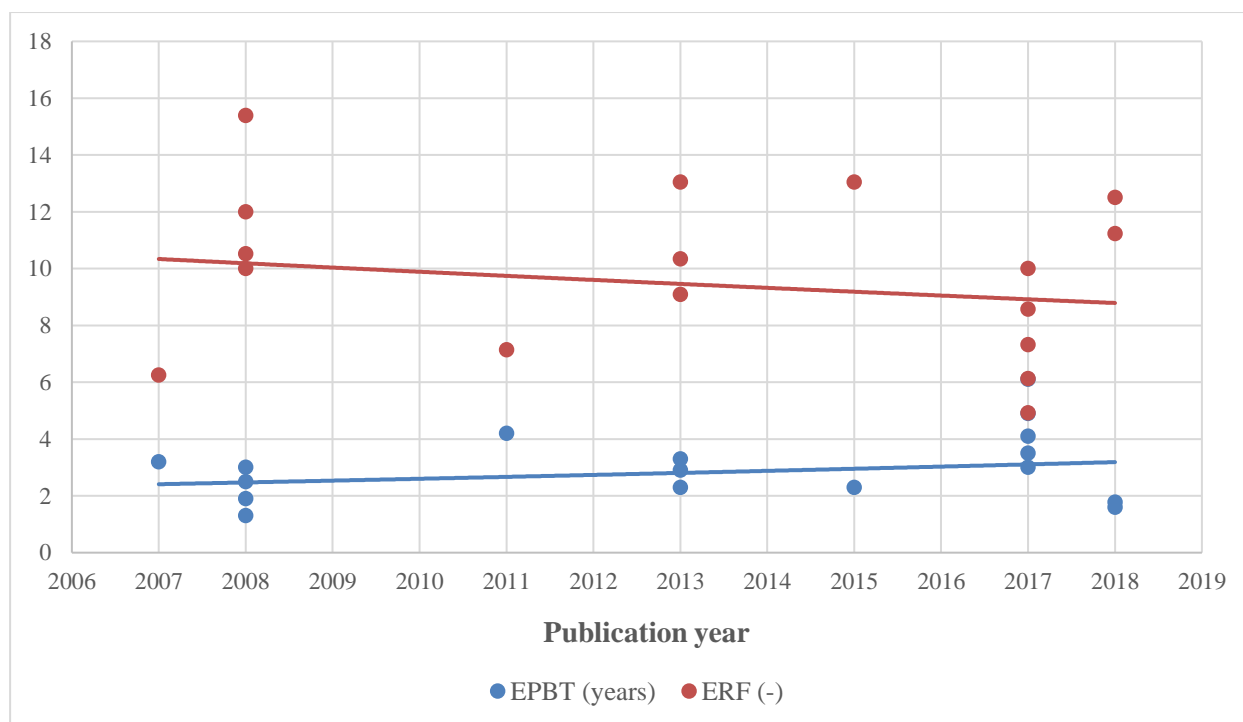
Del mismo modo que ocurría en las anteriores tecnologías, la evolución de la eficiencia de los módulos y el PR, en este caso en instalaciones de silicio amorfo, es constante y prácticamente lineal como puede apreciarse en la Figura 53. Sin embargo, destacan las bajas eficiencias de este tipo de tecnología, lo que indica que es necesario aún un gran desarrollo que conlleve una mejora en lo que a este aspecto se refiere.

Figura 53 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (a-Si)



En cuanto a las evoluciones del tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético, como se observa en la Figura 54, estas difieren de las obtenidas anteriormente en las demás tecnologías. Por un lado, el EPBT sufre un ligero aumento a lo largo de los años, mientras que, por otro lado, el ERF presenta una tendencia decreciente que puede estar provocada por el hecho de que, a pesar de que en los últimos años el tiempo de vida de las instalaciones haya aumentado, el incremento del EPBT contrarresta este efecto influyendo en mayor medida en el resultado del factor de retorno energético.

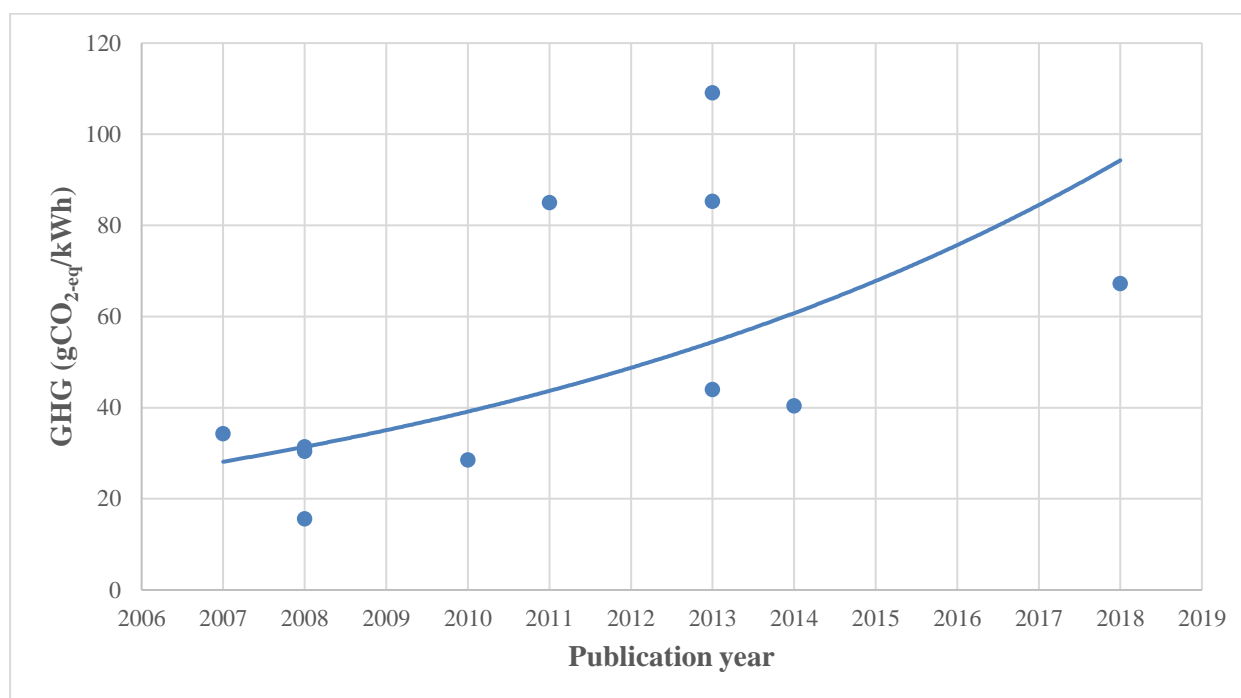
Figura 54 Evolución del EPBT y ERF (a-Si)



A continuación, respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, sucede algo similar y es que la evolución es totalmente contraria a la esperada, pues se produce un enorme aumento de estas con el transcurso de los años:



Figura 55 Evolución de las emisiones de GHG (a-Si)



Por último, al igual que en los apartados previos, se han resumido en las siguientes tablas los valores de los parámetros analizados, así como sus incrementos y reducciones. Todo lo comentado en las tres figuras anteriores queda de nuevo reflejado en dichas tablas. Concretamente, en la Tabla 92, se observa que tanto la reducción del EPBT como el incremento del ERF y las reducciones de las emisiones tienen valores negativos. Ello se debe al hecho de que estas tres variables presentan tendencias totalmente opuestas a las teóricas esperadas.

En conclusión, por todos estos motivos, resulta primordial realizar un avance en el desarrollo tecnológico de este tipo de instalaciones, pues los datos obtenidos reflejan la imprescindible necesidad de una urgente mejora.

Tabla 91 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (a-Si)

	<b>Eficiencia</b>	<b>PR</b>		
<b>Base de datos completa</b>	6,81%	77,08%	<b>Incremento eficiencia (%)</b>	4,26
<b>Base de datos 2013-2022</b>	7,10%	77,44%	<b>Incremento PR (%)</b>	0,47

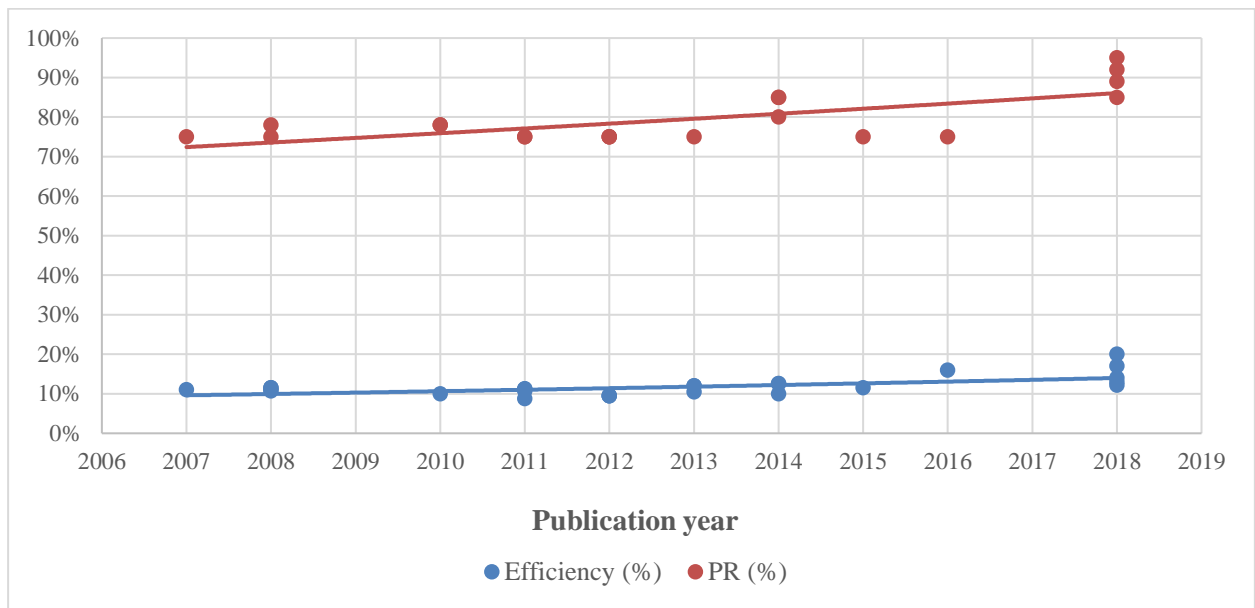
Tabla 92 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (a-Si)

	<b>EPBT (años)</b>	<b>ERF (-)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2-eq</sub>/kWh)</b>	<b>Reducción EPBT (%)</b>	-6,56
<b>Full database</b>	3,05	9,85	51,93	<b>Incremento ERF (%)</b>	-2,03
<b>Database 2013-2022</b>	3,25	9,65	69,21	<b>Reducción GHG (%)</b>	-33,28

## 6.5 CIS/CIGS

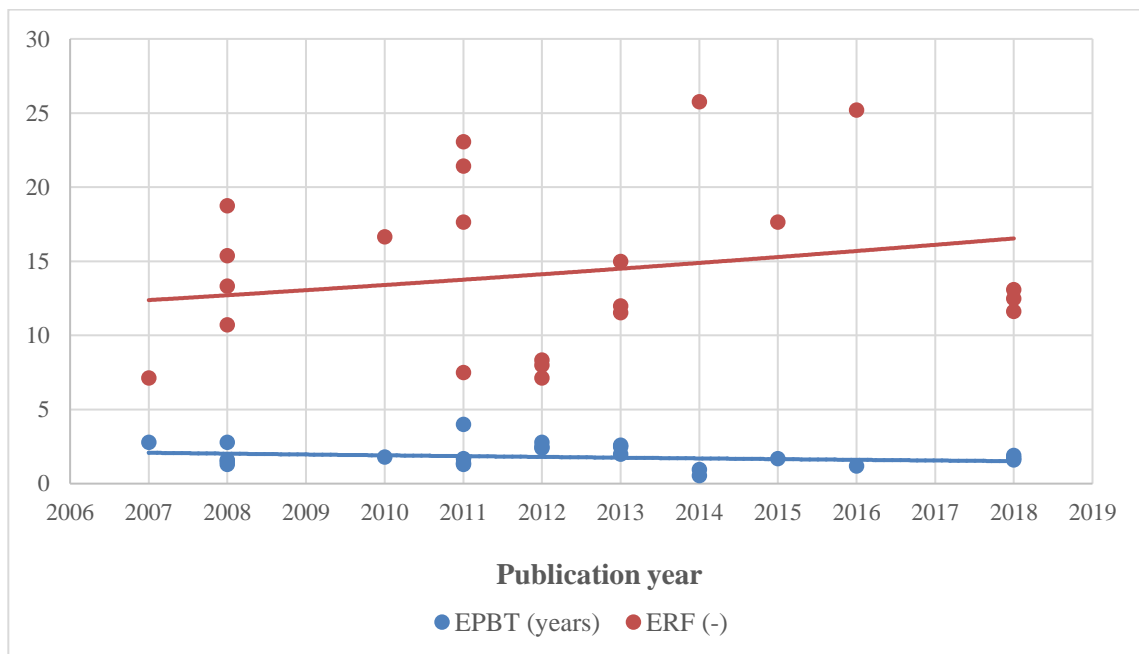
Seguidamente, en la Figura 56 se aprecia, de nuevo, la evolución de la eficiencia del módulo y el PR, en este caso para las tecnologías CIS/CIGS. Como puede observarse, ambas tendencias son lineales y ligeramente crecientes, experimentando el PR un mayor crecimiento en comparación con la eficiencia.

Figura 56 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (CIS/CIGS)



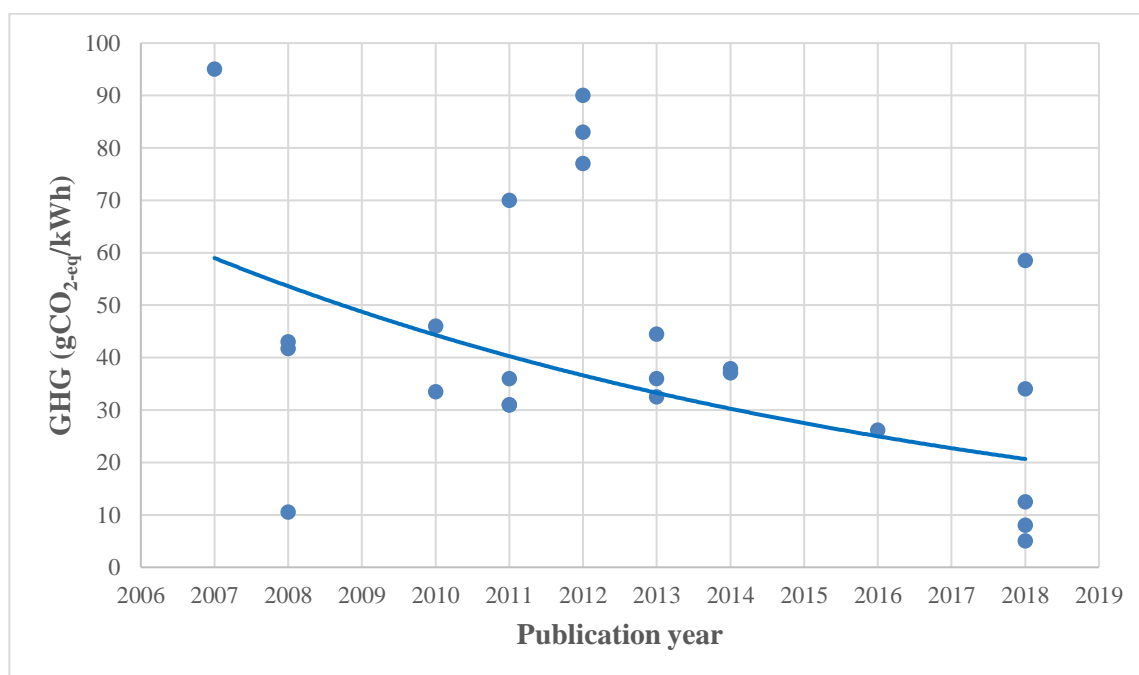
En los sistemas basados en CIS/CIGS, se vuelve a recuperar la tendencia habitual de los sistemas fotovoltaicos en cuanto al tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético, algo que desapareció en el caso anterior del silicio amorfo, el cual presentaba una evolución totalmente opuesta. Sin embargo, respecto al EPBT, este disminuye levemente en comparación con el resto de las tecnologías.

Figura 57 Evolución del EPBT y ERF (CIS/CIGS)



Finalmente, en lo que a las emisiones se refiere, estas han sufrido una relevante reducción a lo largo de los años, que hace notable la constante evolución de este tipo de tecnología hacia sistemas más respetuosos con el medio ambiente.

Figura 58 Evolución de las emisiones de GHG (CIS/CIGS)



De igual forma se presentan los resultados de los parámetros analizados, así como sus incrementos y reducciones en las siguientes tablas:

Tabla 93 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (CIS/CIGS)

	<b>Eficiencia</b>	<b>PR</b>		
<b>Base de datos completa</b>	11,91%	79,75%	<b>Incremento eficiencia (%)</b>	12,01
<b>Base de datos 2013-2022</b>	13,34%	83,60%	<b>Incremento PR (%)</b>	4,83

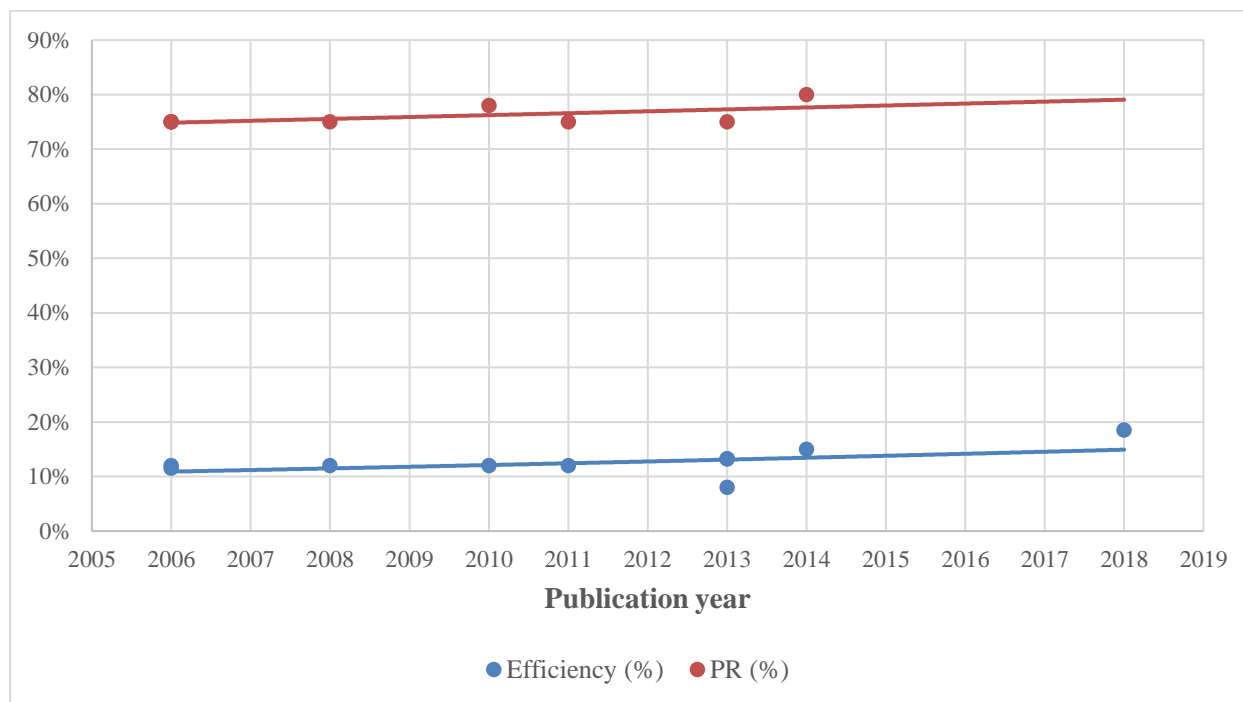
Tabla 94 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (CIS/CIGS)

	<b>EPBT (años)</b>	<b>ERF (-)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>	<b>Reducción EPBT (%)</b>	
<b>Base de datos completa</b>	1,94	16,27	42,50	<b>Incremento ERF (%)</b>	19,42
<b>Base de datos 2013-2022</b>	1,67	19,43	30,20	<b>Reducción GHG (%)</b>	28,94

## 6.6 Ribbon-Si

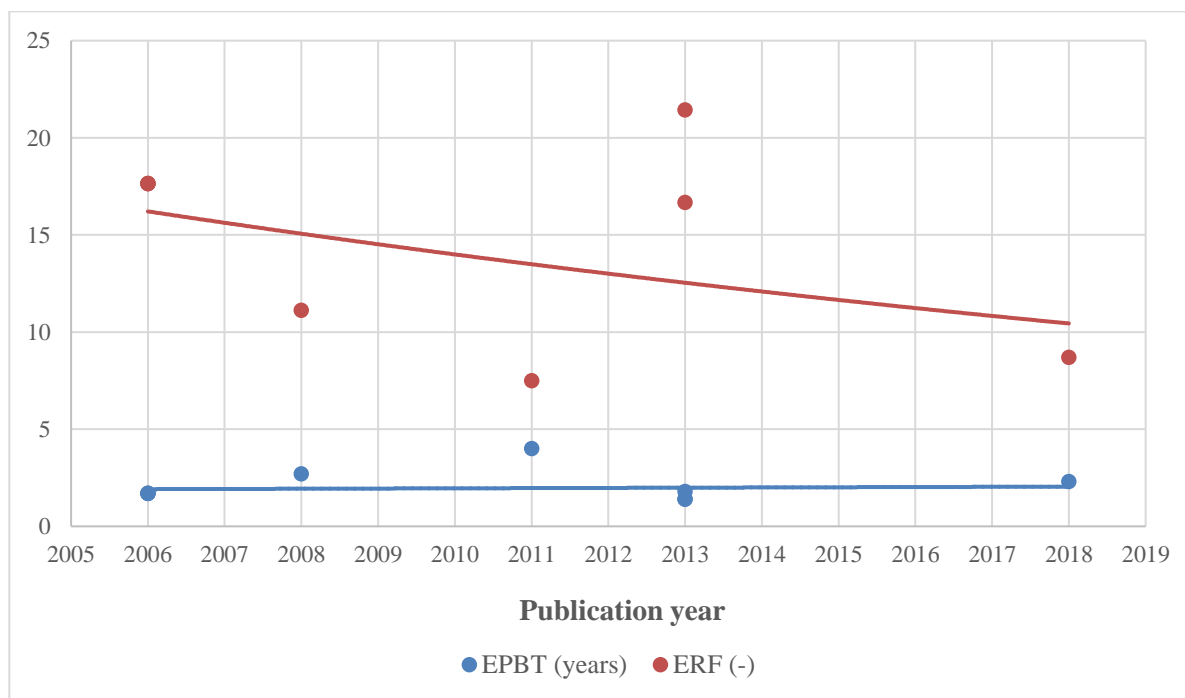
A pesar de la escasez de estudios que analicen sistemas basados en ribbon-Si y, en consecuencia, disponer de un menor número de datos en la base bibliográfica, ello no ha impedido poder realizar las representaciones correspondientes a las variables analizadas. Como puede observarse en la Figura 59, las tendencias de la eficiencia del módulo y el PR se mantienen prácticamente idénticas a las demás tecnologías estudiadas:

Figura 59 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (ribbon-Si)



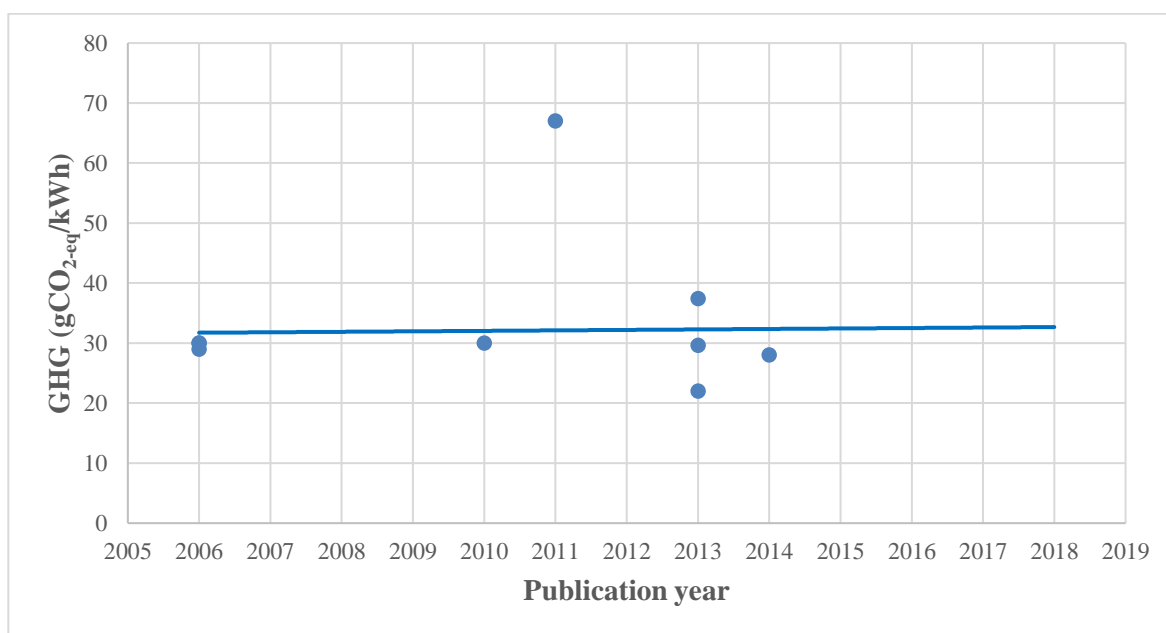
Respecto al tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético, para este caso concreto, ambos poseen evoluciones peculiares. Pues, por un lado, el EPBT se mantiene prácticamente constante, mientras que, por otro lado, el ERF sufre una disminución bastante acusada, como puede apreciarse en la Figura 60. Sin embargo, todo ello puede estar provocado por la falta de información acerca de esta tecnología, como ya se ha mencionado previamente.

Figura 60 Evolución del EPBT y ERF (ribbon-Si)



Asimismo, en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, estas presentan una evolución bastante irrelevante, pues permanecen prácticamente constantes:

Figura 61 Evolución de las emisiones de GHG (ribbon-Si)



A su vez, todo lo reflejado en las diversas figuras, se pone de manifiesto en las tablas mostradas a continuación. No obstante, los resultados obtenidos no deberían ser considerados como efectivos, pues para poder corroborar la información que estos reflejan es necesario aumentar la base de datos y así disponer de una cantidad suficiente de muestras que permitan lograr conclusiones fiables.

Tabla 95 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (ribbon-Si)

	<b>Eficiencia</b>	<b>PR</b>		
<b>Base de datos completa</b>	12,74%	76,00%	<b>Incremento eficiencia (%)</b>	6,59
<b>Base de datos 2013-2022</b>	13,58%	77,50%	<b>Incremento PR (%)</b>	1,97

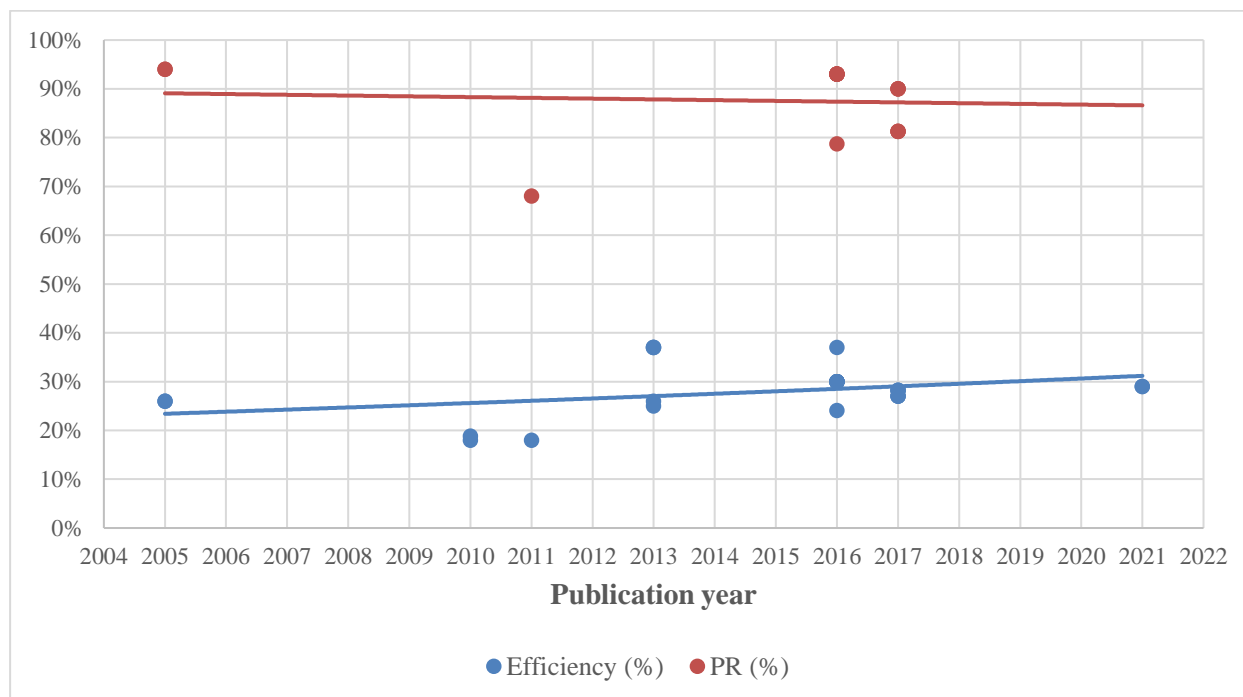
Tabla 96 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (ribbon-Si)

	<b>EPBT (años)</b>	<b>ERF (-)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2-eq</sub>/kWh)</b>	<b>Reducción EPBT (%)</b>	
					17,07
<b>Base de datos completa</b>	2,08	14,79	33,67	<b>Incremento ERF (%)</b>	-14,27
<b>Base de datos 2013-2022</b>	1,73	12,68	29,25	<b>Reducción GHG (%)</b>	13,11

## 6.7 HCPV

Como puede apreciarse en la Figura 62, las evoluciones de la eficiencia del módulo y el PR de las tecnologías de alta concentración son similares a las obtenidas anteriormente. Sin embargo, se observa una tendencia decreciente del PR, lo cual puede estar justificado por la falta de datos entre los años 2004 y 2016.

Figura 62 Evolución de la eficiencia del módulo y PR (HCPV)



De igual modo, como era de esperar, el tiempo de retorno energético presenta una evolución decreciente, mientras que el factor de retorno energético aumenta considerablemente con el paso de los años. Cabe destacar que, a diferencia de las demás tecnologías, existen un mayor número de estudios que rompen con la tendencia general de ambas evoluciones. Todo ello puede observarse en las siguientes figuras:

Figura 63 Evolución del EPBT (HCPV)

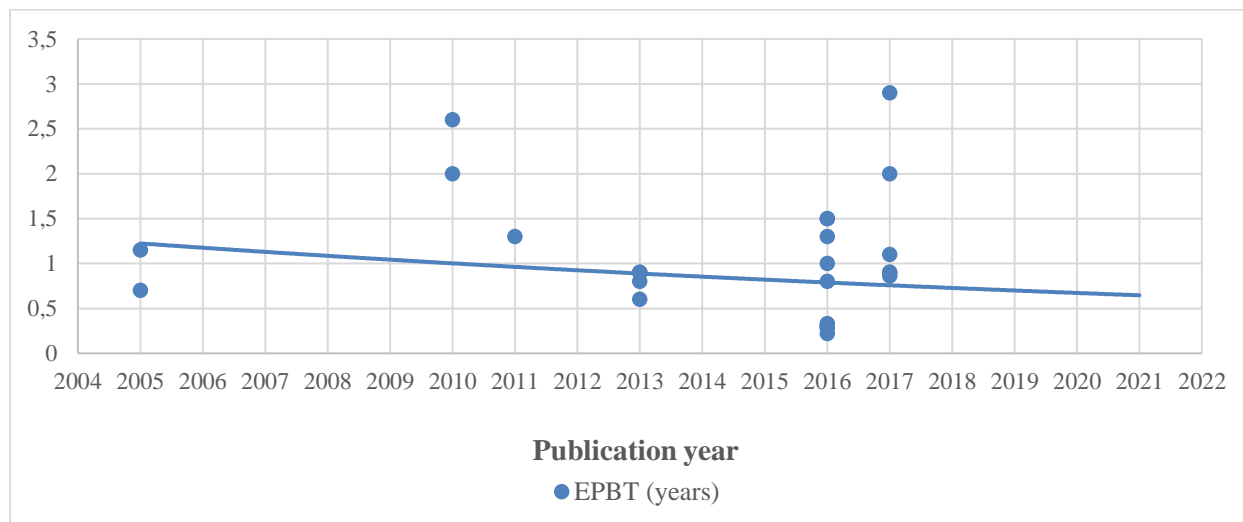
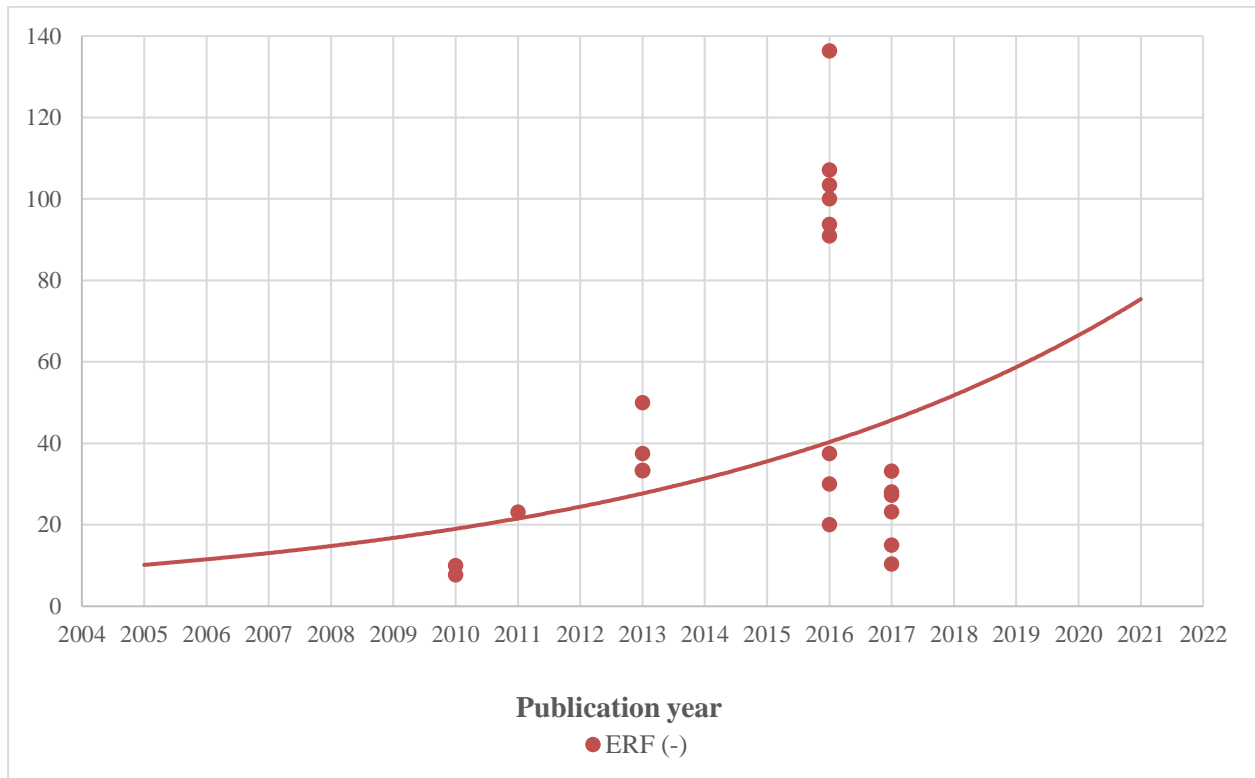
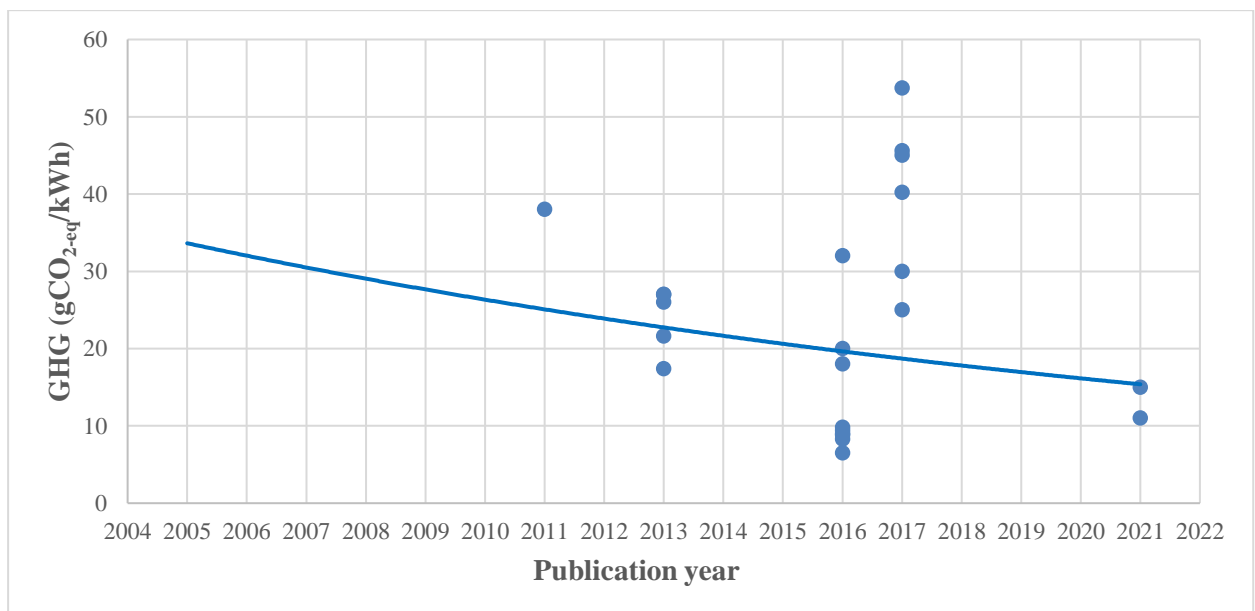


Figura 64 Evolución del ERF (HCPV)



Finalmente, respecto a las emisiones, estas presentan una reducción con el transcurso del tiempo, mostrando, al igual que ocurría en el EPBT y ERF, valores divergentes que se separan de la tendencia general.

Figura 65 Evolución de las emisiones de GHG (HCPV)



Los resultados de los parámetros analizados para la base de datos completa y para la correspondiente al periodo de 2013-2022, así como sus incrementos y reducciones, se han recogido en las siguientes tablas:

Tabla 97 Eficiencia, PR y sus diferencias porcentuales (HCPV)

	<b>Eficiencia</b>	<b>PR</b>		
<b>Base de datos completa</b>	28,28%	87,91%	<b>Incremento eficiencia (%)</b>	5,55
<b>Base de datos 2013-2022</b>	29,85%	88,51%	<b>Incremento PR (%)</b>	0,68

Tabla 98 EPBT, ERF, GHG y sus diferencias porcentuales (HCPV)

	<b>EPBT (años)</b>	<b>ERF (-)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>	<b>Reducción EPBT (%)</b>	10,476
<b>Base de datos completa</b>	1,05	47,15	23,67	<b>Incremento ERF (%)</b>	10,668
<b>Base de datos 2013-2022</b>	0,94	52,18	23,01	<b>Reducción GHG (%)</b>	2,788





# 7 PROPUESTA METODOLÓGICA

En los anteriores capítulos se han presentado y comparado entre sí los diversos valores de las variables obtenidas de las tecnologías objeto de estudio. Además, se ha analizado la influencia de cada parámetro en la instalación, así como un examen de la evolución del sector fotovoltaico y sus respectivas tecnologías en los últimos años.

Seguidamente, en este capítulo, se va a realizar una búsqueda de los mejores resultados obtenidos para cada tipo de tecnología. De esta forma, se podrá calcular el EPBT, el ERF, los GHG evitados y el GPBT de forma disgregada, empleando los valores óptimos de las variables necesarias para sus respectivos cálculos.

## 7.1 Bases de la propuesta metodológica

En primer lugar, para poder desarrollar la propuesta metodológica, es necesario diferenciar entre las variables asociadas a términos no dependientes de la funcionalidad del módulo de aquellas relativas al resto del sistema que forman parte de la instalación fotovoltaica. Es decir, lo que se pretende es lograr separar los factores influyentes en los resultados y dependientes en exclusividad del módulo, de aquellos que son propios de la instalación. De esta forma, suponiendo unos valores determinados de la instalación, se podrá realizar una comparación entre las diversas tecnologías, pues la única dependencia será entonces con el módulo.

Para ello, se muestran, primeramente, las variables relativas al módulo:

Tabla 99 Factores relativos al módulo fotovoltaico

<b>Variables relativas al módulo fotovoltaico</b>	<b>Nomenclatura</b>
Eficiencia del módulo (%)	E <sub>fi</sub>
Energía primaria requerida en la fabricación del módulo (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kWp)	E <sub>fáb</sub>
Energía primaria necesaria relativa al reciclado (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kWp)	E <sub>rec</sub>
Energía primaria total (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kWp)	E <sub>total</sub>
Degradación anual (%)	d <sub>n</sub>
Potencia del módulo (Wp/m <sup>2</sup> )	P
Tiempo de vida (años)	LT

Estas variables mostradas en la Tabla 99 tendrán unos valores determinados en función de la tecnología en estudio.

A continuación, se presentan aquellos factores que son relativos a la instalación. Para estas variables, se propondrán unos valores que se mantendrán constantes para las diferentes tecnologías.

Tabla 100 Factores relativos a la instalación

<b>VARIABLES RELATIVAS A LA INSTALACIÓN</b>	<b>NOMENCLATURA</b>
Rendimiento de la instalación (PR)	PR
Energía primaria requerida relativa al BOS (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kWp)	E <sub>BOS</sub>
Energía primaria necesaria para el desmantelamiento de la instalación (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kWp)	E <sub>des</sub>
Energía primaria demandada para el transporte (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kWp)	E <sub>trans</sub>
Energía primaria requerida en el inversor (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kWp)	E <sub>inv</sub>
Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	I
Coefficiente conversión de energía primaria (MJ <sub>eléctrico</sub> /MJ <sub>primario</sub> )	C
Factor de emisiones (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)	F <sub>mix</sub>

## 7.2 Valores de las variables y justificación

Con el fin de, como se ha comentado anteriormente, poder obtener los valores óptimos del tiempo de retorno energético, el factor de retorno energético, las emisiones evitadas y el tiempo de retorno de emisiones; se van a fijar los valores más eficientes, desde una perspectiva realista, de algunos de los parámetros más influyentes en sus resultados. Estos valores son los siguientes:

Tabla 101 Valores asumidos para la propuesta

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
PR	80%
I	1700 kWh/m <sup>2</sup> ·año
C	0,33 MJ/MJ <sub>primario</sub>
F <sub>mix</sub>	Variable

A lo largo del capítulo 4 (Base de datos), se ha podido observar que en todas las tecnologías examinadas el valor del PR oscilaba entre el 75 y el 85%. En este caso, se ha considerado el valor del 80%, ya que está relacionado con una mejor eficiencia de la instalación y suele ser el valor adoptado por la mayoría de los estudios.

Por otro lado, en cuanto a la irradiación, se le ha asignado un valor de 1700 kWh/m<sup>2</sup>·año. Esto se debe a que la irradiación considerada en la bibliografía oscila entre los 900-2200 kWh/m<sup>2</sup>·año. Por lo tanto, se ha optado por establecer un valor representativo de una localización óptima, propia de lugares con alta radiación, como el sur de Europa.

Seguidamente, el coeficiente de conversión ha sido seleccionado, aproximadamente, como un valor medio del rango observado (0,29-0,42): 0,33 MJ<sub>eléctrico</sub>/MJ<sub>primario</sub>.

Por último, el factor de emisiones (F<sub>mix</sub>), se considera variable y, más adelante, se realizará un análisis de su influencia en las emisiones de gases evitadas y el tiempo de retorno ambiental.

### 7.3 Método de evaluación

Como se ha mencionado anteriormente, se va a desarrollar una propuesta para evaluar los índices EPBT, ERF, GHG evitados y GPBT. Con este objetivo, se van a extraer los valores de las variables indicadas de los estudios analizados a lo largo del capítulo 4 (Base de datos).

No obstante, en las tablas de dicho capítulo se observa que la energía primaria necesaria para cada una de las fases consideradas se presenta en diferentes unidades, lo que impide una comparación directa entre ellas. Por este motivo, resulta imprescindible convertir cada uno de estos términos a unidades de energía primaria. Para ello, ha de tenerse en consideración toda la información relativa a la instalación, así como el factor de conversión empleado por el estudio.

Una vez se han convertido los valores a unidades de energía primaria se seleccionan los de menor valor y se aplica a las ecuaciones del EPBT y ERF (previamente expresadas en sus respectivos apartados (5.1.5 EPBT y 5.1.7 ERF)). De igual forma, la generación eléctrica anual se calcula a partir de los datos de irradiación, área del módulo, PR, degradación anual y rendimiento, como se indicó en la ecuación (6-3).

Tanto los valores del EPBT como los del ERF se calcularán por dos métodos. Por un lado, uno optimizando el mejor resultado para cada fase, es decir, tomando los valores de la mejor energía primaria requerida en cada una de ellas. Por otro lado, uno en el que se emplea la menor energía primaria total presentada por los autores. De este modo, se incluyen todos los estudios, pues en algunos de ellos solo se ofrece el valor total.

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, se propone calcular la media de cada estudio y a partir de este valor obtener el tiempo de retorno energético de los gases emitidos durante el ciclo de vida, empleando la ecuación (6-9).

Por último, a continuación, se aplicaría la propuesta desarrollada a cada una de las tecnologías en estudio. Sin embargo, es necesario comentar que en los estudios incluidos de este último periodo de tiempo ninguno aporta la información necesaria para poder llevar a cabo dicha propuesta. Por lo tanto, cabría esperar los mismos resultados que obtuvo (Cebaqueba Gutiérrez, 2019) en su trabajo. Por ello, si se quisiera consultar dicha información, sería necesario acudir a este mediante la referencia citada, concretamente a su capítulo 8 (Propuesta metodológica) que comienza en la página 188. En el siguiente capítulo (Conclusiones) se profundizará en lo ocurrido referente a la inexistencia de datos suficientes.



## 8 CONCLUSIONES

Como se ha podido comprobar a lo largo del desarrollo del presente trabajo, a pesar de haber analizado una gran variedad de estudios, los resultados obtenidos muestran una gran divergencia entre ellos. Por esta razón, la primera conclusión que ha de extraerse es que, dentro de las tecnologías fotovoltaicas, no es recomendable la generalización de los resultados. Todo ello es consecuencia de la gran diferencia existente entre las variables consideradas, así como de las hipótesis establecidas en cada uno de los estudios, lo que imposibilita una comparación directa entre los mencionados estudios.

Tras haber constituido una base de datos de 6.250 variables correspondientes a un total de 250 instalaciones, se ha profundizado en aquellas que presentan una mayor influencia en los índices energéticos, así como en los parámetros relevantes del estudio. Por ello, se van a exponer una serie de conclusiones a partir del análisis realizado.

En primer lugar, en cuanto a la eficiencia del módulo, la tecnología de alta concentración (HCPV) es la que presenta mayores valores, concretamente un valor medio de 28,28% para todo el periodo considerado. Además, esta tecnología se caracteriza también por poseer los menores tiempos de retorno energético, con una media de 1,05 años y las menores emisiones de gases de efecto invernadero: 23,67 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh. Sin embargo, actualmente, apenas existen plantas fotovoltaicas de esta tecnología y ni siquiera se plantean en los próximos años.

Respecto a las otras tecnologías, todas presentan eficiencias similares: sistemas de silicio monocristalino (16,32%), sistemas de silicio policristalino (14,55%), sistemas de telururo de cadmio (10,24%), sistemas CIS/CIGS (11,91%) y sistemas de ribbon-Si (12,74%). Entre ellas, destaca, por su baja eficiencia, los sistemas de silicio amorfo (6,81%).

Por otro lado, en lo que a las emisiones se refiere, los valores medios obtenidos para cada una de las tecnologías son los siguientes: silicio monocristalino (64,37 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh), silicio policristalino (46,84 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh), telururo de cadmio (36,52 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh), silicio amorfo (51,93 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh), CIS/CIGS (42,50 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh), ribbon-Si (33,67 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh) y HCPV (23,67 g CO<sub>2-eq</sub>/kWh). Concretamente, las tecnologías de mono-Si, CIS/CIGS y HCPV presentan una tendencia decreciente; mientras que, por otra parte, las tecnologías de ribbon-Si, CdTe y poli-Si muestran una tendencia prácticamente constante. En cambio, la tecnología de silicio amorfo posee una tendencia creciente en la evolución de las emisiones generadas.

Como se puede apreciar, las emisiones más bajas son las de las tecnologías de alta concentración, como se ha mencionado anteriormente, seguidas de las de los sistemas de ribbon-Si, telururo de cadmio y CIS/CIGS. Por el contrario, a pesar de presentar las mayores eficiencias, las instalaciones de silicio monocristalino y policristalino son las que producen un mayor impacto ambiental, además de las de silicio amorfo. Ello puede estar provocado por sus elevados requerimientos energéticos, principalmente en el proceso asociado a la fabricación del módulo.

En cuanto al EPBT, la mayoría de las tecnologías presentan valores similares: silicio monocristalino (3,07 años), silicio policristalino (2,78 años), telururo de cadmio (1,45 años), silicio amorfo (3,05 años), CIS/CIGS (1,94 años), ribbon-Si (2,08 años) y HCPV (1,05 años).

Una vez expuestos los resultados obtenidos para cada una de las tecnologías, cabe comentar que la de silicio amorfo es la que se encuentra más alejada de las demás, pues su baja eficiencia, así como sus elevadas emisiones y tiempos de retorno energético, remarcan la necesidad de una mayor evolución que conlleve una mejora hacia sistemas más eficientes.

Sin embargo, todos estos valores comentados solo deben considerarse como indicativos de lo que cabría esperar para cada tecnología, ya que las diferentes hipótesis consideradas en los estudios influyen de forma significativa en estos resultados, como se ha explicado previamente.

Seguidamente, cabe comentar la influencia de algunos parámetros en concreto. Primero, el coeficiente de conversión, ya definido en el apartado 5.1.5. Su valor puede oscilar, dependiendo de la zona de producción, entre 0,29 y 0,42. Algunos autores no incluyen este coeficiente, otros no especifican si lo han incorporado o no

en los cálculos y su presencia o ausencia supone una gran diferencia en el resultado del tiempo de retorno energético, ya que ambos son directamente proporcionales, suponiendo, por tanto, si se incluyera, una reducción de un tercio en el resultado obtenido. Todo ello vuelve a remarcar la limitada posibilidad existente de comparación entre los estudios, pues los valores de los resultados obtenidos pueden verse fuertemente condicionados por la falta o carencia de determinados parámetros.

De igual forma, lo propio ocurre en la energía primaria total requerida, ya que existen variables asociadas a las fases que se tienen presentes para el cálculo. De forma general, los estudios tienen como base de cálculo la consideración de la energía empleada en la fabricación del módulo, incluyendo todos los pasos para su producción, desde la extracción de la sílice hasta la laminación. También sucede así con aquella correspondiente a los inversores y aparatos electrónicos. Sin embargo, la energía necesaria para las fases correspondientes al transporte de los componentes desde su punto de fabricación hasta el lugar de construcción de la instalación, la preparación de los terrenos, el desmantelamiento final de la planta tras su periodo de utilización o la consideración del reciclado no siempre son incluidos o especificados en los resultados. Ello se debe, en la mayoría de los casos, a la inexistencia de suficiente información.

Continuando con lo mencionado acerca de las fases consideradas a lo largo del ciclo de vida de la instalación, es necesario resaltar que este hecho constituye uno de los principales motivos de la divergencia existente entre los resultados del EPBT, pues, al estimar diferentes etapas cada uno de los estudios analizados, sus respectivos valores no deberían ser comparados entre sí. Además, como se comentó en el Capítulo 7, de todos los estudios examinados durante los últimos años, la información acerca de la energía requerida para las diversas fases es escasa, siendo esta prácticamente nula.

Por otro lado, respecto a la generación anual de energía, su dependencia está intrínsecamente relacionada con la irradiación, el área del módulo, el PR, la degradación anual y el rendimiento del panel. De todas ellas, destaca, por su mayor rango de variación, la irradiación, pues, según la localización del sistema, el tiempo de retorno energético puede verse notablemente afectado, llegando a alcanzar valores de incluso el doble en aquellos lugares con poca radiación.

Todas estas variables mencionadas influyen de manera opuesta en el factor de retorno energético, pues el EPBT y el ERF son inversamente proporcionales. Además, la generación eléctrica anual presenta un gran peso en el valor de las emisiones de gases de efecto invernadero, según lo explicado en el apartado 5.1.6.

En conclusión, en general, todas las tecnologías fotovoltaicas muestran un importante desarrollo tecnológico en los últimos años, siendo aún más notable la reducción de los requerimientos energéticos. Ello provoca que los resultados se encuentren en un constante cambio que, consecuentemente, resulta en sistemas cada vez más competitivos. No obstante, es necesario tener siempre presente las hipótesis con las que se elaboran los estudios y las inclusiones o ausencias de determinadas consideraciones en el cómputo del análisis del ciclo de vida, lo que puede llegar a matizar los resultados. Además, es necesario resaltar que, a diferencia de los dos trabajos anteriores realizados por (Cabello Villar, 2013) y (Cebaqueba Gutiérrez, 2019), resulta menos frecuente encontrar artículos o estudios que traten este tema, así como abarcar todas las tecnologías analizadas, lo que podría indicar que, a pesar de seguir situándose en el punto de mira, el impacto ambiental de las instalaciones fotovoltaicas no se considera tan relevante como en años anteriores.

# REFERENCIAS

- Alsema, E. A. (2006). *Environmental impacts of PV electricity generation-A critical comparison of energy supply options Synenergy View project Multiple Myeloma View project ENVIRONMENTAL IMPACTS OF PV ELECTRICITY GENERATION-A CRITICAL COMPARISON OF ENERGY SUPPLY OPTIONS*. <https://www.researchgate.net/publication/46691287>
- Alsema, E. A., & de Wild-Scholten, M. J. (2006). Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production. *Proceedings of the 13th CIRP International Conference on Life Cycle Engineering, LCE 2006*, 103–108. <https://doi.org/10.1557/proc-0895-g03-05>
- Amarakoon, S., Vallet, C., Curran, M. A., Haldar, P., Metacarpa, D., Fobare, D., & Bell, J. (2018). Life cycle assessment of photovoltaic manufacturing consortium (PVMC) copper indium gallium (di)selenide (CIGS) modules. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 23(4), 851–866. <https://doi.org/10.1007/s11367-017-1345-4>
- Bhandari, K. P., Collier, J. M., Ellingson, R. J., & Apul, D. S. (2015). Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 47, pp. 133–141). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>
- Burg, B. R., Ruch, P., Paredes, S., & Michel, B. (2017). Effects of radiative forcing of building integrated photovoltaic systems in different urban climates. *Solar Energy*, 147, 399–405. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.004>
- Carnevale, E., Lombardi, L., & Zanchi, L. (2014). Life cycle assessment of solar energy systems: Comparison of photovoltaic and water thermal heater at domestic scale. *Energy*, 77, 434–446. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.028>
- Cebaqueba Gutiérrez, A. J. (2019). *Evolución de la incidencia ambiental de tecnologías fotovoltaicas*.
- Colaboradores de Wikipedia. (2022). *Panel fotovoltaico*. [https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Panel\\_fotovoltaico&oldid=143947864](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Panel_fotovoltaico&oldid=143947864)
- Comisión Europea. (2019). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones*. <https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld>
- Corona, B., Escudero, L., Quéméré, G., Luque-Heredia, I., & San Miguel, G. (2017). Energy and environmental life cycle assessment of a high concentration photovoltaic power plant in Morocco. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 22(3), 364–373. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1157-y>
- Cucchiella, F., & Dadamo, I. (2012). Estimation of the energetic and environmental impacts of a roof-mounted building-integrated photovoltaic systems. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 16, Issue 7, pp. 5245–5259). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.034>
- Dahiya, S., & Vogt, T. (2016). *Comparative Life Cycle Assessment of PV Technologies*.
- Darling, S. B., & You, F. (2013). The case for organic photovoltaics. In *RSC Advances* (Vol. 3, Issue 39, pp. 17633–17648). Royal Society of Chemistry. <https://doi.org/10.1039/c3ra42989j>
- de Wild-Scholten, M. (2011). *Environmental profile of PV mass production: globalization*.
- Desideri, U., Proietti, S., Zepparelli, F., Sdringola, P., & Bini, S. (2012). Life Cycle Assessment of a ground-mounted 1778kWp photovoltaic plant and comparison with traditional energy production systems. *Applied Energy*, 97, 930–943. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.055>



- Dominguez-Ramos, A., Held, M., Aldaco, R., Fischer, M., & Irabien, A. (2010). Prospective CO<sub>2</sub> emissions from energy supplying systems: photovoltaic systems and conventional grid within Spanish frame conditions. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 15(6), 557–566. <https://doi.org/10.1007/s11367-010-0192-3>
- Fthenakis, H. K. (2009). *Update of PV energy payback times and life-cycle greenhouse gas emissions. Hamburg, Germany: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference.*
- Fthenakis, V., & Alsema, E. (2006). Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas emissions and external costs: 2004-early 2005 status. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 14(3), 275–280. <https://doi.org/10.1002/pip.706>
- Fthenakis, V. M., & Kim, H. C. (2011). Photovoltaics: Life-cycle analyses. *Solar Energy*, 85(8), 1609–1628. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.10.002>
- Halasah, S. A., Pearlmutter, D., & Feuermann, D. (2013). Field installation versus local integration of photovoltaic systems and their effect on energy evaluation metrics. *Energy Policy*, 52, 462–471. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.063>
- Held, M., & Ilg, R. (2011). Update of environmental indicators and energy payback time of CdTe PV systems in Europe. In *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* (Vol. 19, Issue 5, pp. 614–626). <https://doi.org/10.1002/pip.1068>
- Hengevoss, D., Baumgartner, C., Nisato, G., & Hugi, C. (2016). Life Cycle Assessment and eco-efficiency of prospective, flexible, tandem organic photovoltaic module. *Solar Energy*, 137, 317–327. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.08.025>
- Huang, D., & Yu, T. (2017). Study on Energy Payback Time of Building Integrated Photovoltaic System. *Procedia Engineering*, 205, 1087–1092. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.10.174>
- Ito, M., Kato, K., Komoto, K., Kichimi, T., & Kurokawa, K. (2008). A comparative study on cost and life-cycle analysis for 100 MW very large-scale PV (VLS-PV) systems in deserts using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(1), 17–30. <https://doi.org/10.1002/pip.770>
- Ito, M., Komoto, K., & Kurokawa, K. (2010). Life-cycle analyses of very-large scale PV systems using six types of PV modules. *Current Applied Physics*, 10(2 SUPPL.). <https://doi.org/10.1016/j.cap.2009.11.028>
- Ito, M., Kudo, M., Nagura, M., & Kurokawa, K. (2011). A comparative study on life cycle analysis of 20 different PV modules installed at the Hokuto mega-solar plant. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(7), 878–886. <https://doi.org/10.1002/pip.1070>
- Jungbluth, N., Tuchschnid, M., & de Wild-Scholten, M. (2008). *Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update ofecoinvent data v2.0.*
- Kannan, R., Leong, K. C., Osman, R., Ho, H. K., & Tso, C. P. (2006). Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solar PV system in Singapore. *Solar Energy*, 80(5), 555–563. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.04.008>
- Kim, B. ju, Lee, J. yong, Kim, K. hwan, & Hur, T. (2014). Evaluation of the environmental performance of sc-Si and mc-Si PV systems in Korea. *Solar Energy*, 99, 100–114. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.10.038>
- Kim, H., Cha, K., Fthenakis, V. M., Sinha, P., & Hur, T. (2014). Life cycle assessment of cadmium telluride photovoltaic (CdTe PV) systems. *Solar Energy*, 103, 78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.008>
- Krebs-Moberg, M., Pitz, M., Dorsette, T. L., & Gheewala, S. H. (2021). Third generation of photovoltaic panels: A life cycle assessment. *Renewable Energy*, 164, 556–565. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.09.054>
- Laleman, R., Albrecht, J., & Dewulf, J. (2011). Life cycle analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic systems in regions with a low solar irradiation. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 15, Issue 1, pp. 267–281). Elsevier Ltd.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.025>

- Lu, L., & Yang, H. X. (2010). Environmental payback time analysis of a roof-mounted building-integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong. *Applied Energy*, 87(12), 3625–3631. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.06.011>
- Ludin, N. A., Mustafa, N. I., Hanafiah, M. M., Ibrahim, M. A., Asri Mat Teridi, M., Sepeai, S., Zaharim, A., & Sopian, K. (2018). Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 96, pp. 11–28). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.048>
- Luo, W., Khoo, Y. S., Kumar, A., Low, J. S. C., Li, Y., Tan, Y. S., Wang, Y., Aberle, A. G., & Ramakrishna, S. (2018). A comparative life-cycle assessment of photovoltaic electricity generation in Singapore by multicrystalline silicon technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 174, 157–162. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.08.040>
- Martinopoulos, G. (2020). Are rooftop photovoltaic systems a sustainable solution for Europe? A life cycle impact assessment and cost analysis. *Applied Energy*, 257. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114035>
- Mohd Nordin, A. H., Sulaiman, S. I., Shaari, S., & Mustapa, R. F. (2021). Effect of Photovoltaic (PV) Module Degradation Rate on The Greenhouse Gas Emissions: A Life-Cycle Assessment. *Journal of Electrical & Electronic Systems Research*, 18(APR2021), 58–62. <https://doi.org/10.24191/jeesr.v18i1.010>
- Mohd Nordin, A. H., Sulaiman, S. I., Shaari, S., & Mustapa, R. F. (2022). Energy and environmental impacts of a 37.57 MW dc ground-mounted large-scale photovoltaic system in Malaysia: A life-cycle approach. *Journal of Cleaner Production*, 335. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.130326>
- Müller, A., Friedrich, L., Reichel, C., Hecceg, S., Mittag, M., & Neuhaus, D. H. (2021). A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 230. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111277>
- Nishimura, A., Hayashi, Y., Tanaka, K., Hirota, M., Kato, S., Ito, M., Araki, K., & Hu, E. J. (2010). Life cycle assessment and evaluation of energy payback time on high-concentration photovoltaic power generation system. *Applied Energy*, 87(9), 2797–2807. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.011>
- Pacca, S., Sivaraman, D., & Keoleian, G. A. (2007). Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. *Energy Policy*, 35(6), 3316–3326. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.003>
- Peharz, G., & Dimroth, F. (2005). Energy payback time of the high-concentration PV system FLATCON®. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 13(7), 627–634. <https://doi.org/10.1002/pip.621>
- Peng, J., & Lu, L. (2013). Investigation on the development potential of rooftop PV system in Hong Kong and its environmental benefits. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 27, pp. 149–162). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.030>
- Perez-Gallardo, J. R., Azzaro-Pantel, C., & Astier, S. (2018a). A Multi-objective Framework for Assessment of Recycling Strategies for Photovoltaic Modules based on Life Cycle Assessment. *Waste and Biomass Valorization*, 9(1), 147–159. <https://doi.org/10.1007/s12649-017-9878-0>
- Perez-Gallardo, J. R., Azzaro-Pantel, C., & Astier, S. (2018b). Combining Multi-Objective Optimization, Principal Component Analysis and Multiple Criteria Decision Making for codesign of photovoltaic grid-connected systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 27, 94–101. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.03.008>
- Rahman, M. M., Alam, C. S., & Ahsan, T. M. A. (2019). A life cycle assessment model for quantification of environmental footprints of a 3.6 kWp photovoltaic system in Bangladesh.

- International Journal of Renewable Energy Development*, 8(2), 113–118. <https://doi.org/10.14710/ijred.8.2.113-118>
- Rajput, P., Singh, Y. K., Tiwari, G. N., Sastry, O. S., Dubey, S., & Pandey, K. (2018). Life cycle assessment of the 3.2 kW cadmium telluride (CdTe) photovoltaic system in composite climate of India. *Solar Energy*, 159, 415–422. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.087>
- Raugei, M., Bargigli, S., & Ulgiati, S. (2007). Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si. *Energy*, 32(8), 1310–1318. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.10.003>
- Sandwell, P., Duggan, G., Nelson, J., & Ekins-Daukes, N. (2016). The environmental impact of lightweight HCPV modules: efficient design and effective deployment. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(11), 1458–1472. <https://doi.org/10.1002/pip.2802>
- Santoyo-Castelazo, E., Solano-Olivares, K., Martínez, E., García, E. O., & Santoyo, E. (2021). Life cycle assessment for a grid-connected multi-crystalline silicon photovoltaic system of 3 kWp: A case study for Mexico. *Journal of Cleaner Production*, 316. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128314>
- SENSE. (2008). *Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems*.
- Soares, W. M., Athayde, D. D., & Nunes, E. H. M. (2018). LCA study of photovoltaic systems based on different technologies. *International Journal of Green Energy*, 15(10), 577–583. <https://doi.org/10.1080/15435075.2018.1510408>
- Stoppato, A. (2008). Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. *Energy*, 33(2), 224–232. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.11.012>
- Szilágyi, A., & Gróf, G. (2020). Estimating the environmental footprint of a grid-connected 20 MWp photovoltaic system. *Solar Energy*, 197, 491–497. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.01.028>
- Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 28, pp. 555–565). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.013>
- Wu, P., Ma, X., Ji, J., & Ma, Y. (2017). Review on Life Cycle Assessment of Energy Payback of Solar Photovoltaic Systems and a Case Study. *Energy Procedia*, 105, 68–74. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.281>
- Ziemińska-stolarska, A., Pietrzak, M., & Zbiciński, I. (2021). Application of LCA to determine environmental impact of concentrated photovoltaic solar panels—state-of-the-art. In *Energies* (Vol. 14, Issue 11). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/en14113143>