



ULL

---

Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

**ESTUDIO SOBRE LAS POSIBILIDADES DE VALORIZACIÓN  
DE RESIDUOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS**

Autor: Carlos Escuela Moreno

---

Tutor: José Miguel Cáceres Alvarado

*Dedico este trabajo a mi familia, por todo el apoyo, cariño y capacidad de sacrificio que han demostrado siempre.*

## Agradecimientos

En primer lugar, a mi familia por su continuo apoyo y por ser siempre un motivo para seguir adelante.

Al profesor Pepe Cáceres por su atención y por guiarme durante la elaboración de este documento.

A la Universidad de La Laguna por facilitarme el acceso a los laboratorios de materiales y por hacerme entrega de dos paneles fotovoltaicos fuera de uso, los cuales me han sido de gran utilidad para realizar un caso práctico de acuerdo a la temática del trabajo.

A los compañeros que he tenido a lo largo de la titulación por su inestimable ayuda durante estos años.

A todos ustedes, mi mayor reconocimiento y gratitud.

# Índice General

Abstract .....	14
Prólogo .....	15
Objeto .....	16
Estructura .....	17
Capítulo 1. Conceptos generales. ....	18
1. La energía solar.....	18
1.1. Introducción. ....	18
1.2. Tecnologías de aplicación. ....	19
2. La energía solar fotovoltaica.....	20
2.1. Inicios.....	20
2.2. Evolución y crecimiento. ....	21
2.3. El efecto fotovoltaico. ....	23
2.4. Aplicaciones.....	25
2.5. Ventajas e inconvenientes.....	27
3. La célula fotovoltaica.....	28
3.1. Estructura y principales características. ....	28
3.2. Tipos de células.....	29
4. Instalaciones fotovoltaicas.....	36
4.1. El módulo fotovoltaico.....	36
4.2. Elementos Auxiliares. ....	40
4.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas. ....	41
4.4. Previsión de generación de residuos.....	42
Capítulo 2. Marco normativo y política de residuos. ....	44
1. Directiva 2012/19/UE (WEEE Directive).....	44

2. Real Decreto 110/2015. ....	45
3. RoHS Directive 2011/65/EU. ....	48
4. Norma ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006. ....	50
Capítulo 3. Análisis del ciclo de vida. ....	51
1. Tiempo de amortización energética (EPBT).....	52
2. Emisiones de gases de efecto invernadero .....	53
3. Emisiones de contaminantes atmosféricos. ....	54
4. Emisiones de metales pesados. ....	55
4.1. Emisiones directas .....	55
4.2. Emisiones indirectas. ....	56
5. Resultados obtenidos en estudios científicos. ....	57
6. Optimización del ciclo de vida de un panel de silicio.....	63
Capítulo 4. Gestión y tratamiento de los paneles. ....	65
1. Gestión de paneles fotovoltaicos fuera de uso. ....	65
1.1. Gestión en la Unión Europea. ....	65
1.2. Gestión en España. ....	68
2. Operaciones de tratamiento. ....	72
2.1. Operación de tratamiento para paneles fotovoltaicos de silicio.....	75
2.2. Operación de tratamiento para paneles fotovoltaicos de CdTe.....	78
2.3. Procedimientos de tratamiento de paneles.....	81
2.4. Métodos mecánicos de separación.....	82
2.5. Uso de disolventes químicos. ....	83
2.6. Degradación térmica.....	86
2.7. Proceso de tratamiento para el vidrio.....	87
2.8. Proceso de tratamiento para el aluminio.....	88
2.9. Proceso de tratamiento para las células. ....	88

2.10. Proceso de tratamiento para los polímeros. ....	94
Capítulo 5. Residuos, valorización e impacto ambiental. ....	95
1. Principales residuos generados. ....	96
2. Valorización de los residuos de paneles fotovoltaicos. ....	99
2.1. Objetivos mínimos de valorización. ....	99
2.2. Valorización económica. ....	100
2.3. Valorización material. ....	107
2.4. Valorización energética. ....	113
3. Posible impacto ambiental. ....	115
3.1. Daños en el ecosistema. ....	115
3.2. Consecuencias en la salud de las personas. ....	117
3.3. Pérdida de recursos. ....	117
Capítulo 6. Previsiones de futuro y conclusiones. ....	119
Conclusions. ....	122
Bibliografía. ....	123
Anexo I. Caso práctico. Desmontaje de un panel. ....	127
1. Descripción del trabajo. ....	127
2. Proceso de desmontaje. ....	128
3. Balance de masas y componentes obtenidos. ....	144
Anexo II. Ejemplo de gestión por parte de empresa. ....	155
1. First Solar. Tratamiento de residuos de un panel de CdTe. ....	155
Anexo III. Documentación adjunta. ....	161
1. Potencia instalada a nivel nacional. Período 2006-2015. ....	161
2. Potencia instalada a nivel nacional. Período 2016-2017. ....	162
3. Categorías de AEE, fracciones de recogida (FR) de RAEE y códigos LER-RAEE. ....	163
4. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles c-Si hasta el año 2050. ....	164

5. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles a-Si hasta el año 2050.....	165
6. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles CdTe hasta el año 2050. ...	166
7. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles CIGS hasta el año 2050. ...	167
8. Composición promedio de paneles fotovoltaicos según su tecnología. ....	168
9. Componentes resultantes de las operaciones de tratamiento de RAEE.....	169
Anexo IV. Glosario de términos. ....	170
1. Nomenclatura.....	170
2. Conceptos usados a lo largo del trabajo.....	171

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Consecuencias de la lluvia ácida. ....	18
Ilustración 2. Gerald Pearson, Daryl Chapin y Calvin Fuller. ....	20
Ilustración 3. Generación del par electrón-hueco.....	23
Ilustración 4. Semiconductores Tipo N y tipo P. ....	24
Ilustración 5. Efecto Fotovoltaico. ....	25
Ilustración 6. Telescopio espacial Hubble, equipado con módulos fotovoltaicos.....	26
Ilustración 7. Estación de carga fotovoltaica para vehículos en Gran Canaria. ....	26
Ilustración 8. Helios, prototipo de avión solar no tripulado. ....	27
Ilustración 9. Estructura de una célula fotovoltaica.....	28
Ilustración 10. Célula fotovoltaica de silicio monocristalino. ....	30
Ilustración 11. Diferencia entre célula de silicio monocristalino y policristalino. ....	30
Ilustración 12. Paneles fotovoltaicos de CdTe. ....	32
Ilustración 13. Célula solar de tipo orgánico. ....	34
Ilustración 14. Estructura de un panel fotovoltaico.....	37
Ilustración 15. Estructura de un panel de silicio. ....	38
Ilustración 16. Panel defectuoso debido a un fallo en el encapsulamiento de la célula. ....	39
Ilustración 17. Instalación fotovoltaica conectada a la red.....	42
Ilustración 18. Símbolo para marcar AEE. ....	46
Ilustración 19. Ámbito de aplicación del Real Decreto 110/2015. ....	47
Ilustración 20. Diversos logotipos de la Directiva RoHS aplicados en AEE.....	48
Ilustración 21. Etapas del ciclo de vida de un producto. ....	50
Ilustración 22. Logo de PV CYCLE. ....	65
Ilustración 23. Puntos de operación de PV CYCLE.....	66
Ilustración 24. Deposición de un panel fotovoltaico en un contenedor. ....	67



Ilustración 25. Recyclia y sus fundaciones. ....	69
Ilustración 26. Algunos de los sistemas integrados de gestión presentes en España. ....	70
Ilustración 27. Fábrica de paneles fotovoltaicos de BP Solar. ....	72
Ilustración 28: Hinchazón del EVA por el uso de disolventes.....	84
Ilustración 29. Silicio con impurezas. ....	85
Ilustración 30. Silicio sin impurezas. ....	85
Ilustración 31. Células fotovoltaicas de silicio trituradas.....	89
Ilustración 32. Fragmentos de vidrio procedentes de un panel fotovoltaico. ....	95
Ilustración 33. División en láminas de un módulo fotovoltaico.....	101
Ilustración 34. Residuos obtenidos de un panel de silicio.....	108
Ilustración 35. Contaminación del agua por metales pesados. ....	116
Ilustración 36. Especificaciones del módulo desmontado.....	128
Ilustración 37. Parte frontal del panel desmontado. ....	129
Ilustración 38. Parte posterior del panel desmontado.....	129
Ilustración 39. Desmontaje de la caja de conexiones del panel. ....	130
Ilustración 40. Diodos de paso (o bypass). ....	131
Ilustración 41. Placa de vidrio intacta. ....	132
Ilustración 42. Placa de vidrio fracturada. ....	133
Ilustración 43. Separación entre la capa de Tedlar y el marco de aluminio. ....	134
Ilustración 44. Protección de la célula mediante una capa de vidrio y EVA.....	135
Ilustración 45. Protección de vidrio y encapsulante correspondiente a una célula. ....	136
Ilustración 46. Proceso de extracción de los fragmentos de vidrio (I).....	137
Ilustración 47. Proceso de extracción de los fragmentos de vidrio (II). ....	138
Ilustración 48. Proceso de extracción de los fragmentos de vidrio (III). ....	139
Ilustración 49. Recogida de fragmentos de vidrio, EVA y restos de polvo de silicio. ....	140
Ilustración 50. Vista de perfil de la lámina de células y Tedlar tras la extracción del vidrio....	141

Ilustración 51. Vista frontal de la lámina de células y Tedlar tras la extracción del vidrio. ....	142
Ilustración 52. Marco de aluminio y capa de Tedlar una vez separados. ....	143
Ilustración 53. Tapas de la caja de conexiones. ....	146
Ilustración 54. Cables del panel desmontado. ....	146
Ilustración 55. Soporte de diodos. ....	147
Ilustración 56. Soportes de diodos. ....	147
Ilustración 57. Diodos P600. ....	148
Ilustración 58. Diodo P600. ....	148
Ilustración 59. Tuercas de fijación. ....	149
Ilustración 60. Juntas selladoras. ....	149
Ilustración 61. Logo de la empresa First Solar. ....	155
Ilustración 62. Clasificadora tipo tornillo de Arquímedes. ....	156

## Índice de Tablas

Tabla 1. Eficiencia de los módulos según su tecnología.....	35
Tabla 2. Gap de energía de algunos semiconductores. ....	36
Tabla 3. Especificaciones típicas de paneles según su tecnología. ....	40
Tabla 4. Sustancias restringidas por la Directiva RoHS. ....	48
Tabla 5. Resultados obtenidos en el ACV de paneles fotovoltaicos de silicio.....	59
Tabla 6. Resultados obtenidos en el ACV de módulos mono-Si y mc-Si. ....	60
Tabla 7. Efectos del uso de disolventes orgánicos sobre el EVA. ....	84
Tabla 8. Operadores y procedimientos de tratamiento para paneles fotovoltaicos. ....	87
Tabla 9. Estimación de materiales recuperables procedentes de paneles fotovoltaicos en 2050... 96	
Tabla 10. Año de instalación de paneles y comienzo de la recogida de residuos.....	97
Tabla 11. Elementos presentes en un panel fotovoltaico. ....	98
Tabla 12. Cotización de materiales procedentes de paneles a fecha de 2017. ....	100
Tabla 13. Precio y ratio de reciclaje de componentes de paneles FV.....	101
Tabla 14. Cotización de metales valorizables procedentes de paneles a fecha de 2017. ....	102
Tabla 15. Estimación de los ingresos a través del reciclaje de paneles de silicio. ....	103
Tabla 16. Costes derivados del caso 2. ....	104
Tabla 17. Costes e ingresos derivados del caso 2. ....	105
Tabla 18. Costes derivados de los casos 3 y 4. ....	105
Tabla 19. Costes e ingresos derivados de los casos 3 y 4. ....	106
Tabla 20. Ratios de reciclaje y puestos de trabajo creados. ....	106
Tabla 21. Destino de los materiales valorizables en paneles de silicio.....	107
Tabla 22. Composición de residuos procedentes de 1000 kg de paneles de silicio. ....	112
Tabla 23. Recuperación energética tras el tratamiento de polímeros. ....	113
Tabla 24. Entradas y salidas del proceso de tratamiento de una tonelada de paneles Si.....	114
Tabla 25. Cotización del vidrio y aluminio entre 2000 y 2009.....	118

Tabla 26. Elementos de alto valor presentes en paneles fotovoltaicos.....	118
Tabla 27. Estimación de precios para metales de paneles fotovoltaicos (año 2050). .....	120
Tabla 28. Balance de masas del panel desmontado.....	144
Tabla 29. Composición de las conexiones y el cableado. ....	145
Tabla 30. Fracciones de componentes procedentes de un módulo de CdTe. ....	159
Tabla 31. Coste de tratamientos de paneles CdTe.....	160
Tabla 32. Costes indirectos del tratamiento de residuos de paneles. ....	160
Tabla 33. Potencia Instalada a nivel nacional. Período 2006-2015.....	161
Tabla 34. Potencia Instalada a nivel nacional. Período 2016-2017.....	162
Tabla 35. Categorías de AEE, fracciones de recogida (FR) de RAEE y códigos LER-RAEE. ..	163
Tabla 36. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles c-Si. ....	164
Tabla 37. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles a-Si.....	165
Tabla 38. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles CdTe.....	166
Tabla 39. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles CIGS.....	167
Tabla 40. Composición promedio de paneles fotovoltaicos según su tecnología.....	168
Tabla 41. Sustancias y componentes resultantes de las operaciones de tratamiento de RAEE. ..	169

## Índice de Gráficos

Gráfico 1. Resumen del proceso histórico. ....	21
Gráfico 2. Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por región. ....	22
Gráfico 3. Evolución del coste de las células fotovoltaicas de silicio cristalino (\$/Wp).....	31
Gráfico 4. Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.....	41
Gráfico 5. Previsión de residuos de paneles FV a nivel mundial (2016-2050).....	43
Gráfico 6. Etapas del ciclo de vida de un panel fotovoltaico. ....	51
Gráfico 7. EPBT para las tecnologías fotovoltaicas más utilizadas.....	53
Gráfico 8. Emisiones de GHG para las tecnologías más utilizadas. ....	53
Gráfico 9. Emisiones de NO <sub>x</sub> durante el ciclo de vida de los paneles.....	54
Gráfico 10. Emisiones de SO <sub>2</sub> durante el ciclo de vida de los paneles.....	55
Gráfico 11. Ciclo de vida de un panel fotovoltaico. ....	63
Gráfico 12. Optimización del ciclo de vida de un panel fotovoltaico.....	64
Gráfico 13. Toneladas de residuos gestionados por PV CYCLE entre 2010-2016.....	68
Gráfico 14. Funcionamiento de un Sistema Integrado de Gestión. ....	69
Gráfico 15. Proceso de recogida y gestión de Recyclia.....	71
Gráfico 16. Ejemplo de un proceso de reciclaje de una tonelada de paneles de silicio. ....	74
Gráfico 17. Tecnologías de tratamiento.....	82
Gráfico 18. Proceso de recuperación de células de silicio. ....	90
Gráfico 19. Proceso de tratamiento de First Solar para paneles CdTe. ....	91
Gráfico 20. Diagrama de flujos de la separación de elementos en células CIGS.....	93
Gráfico 21. Estimación del volumen de residuos acumulados en 2050.....	119
Gráfico 22. Diagrama de flujos del tratamiento de paneles CdTe. ....	157

## Abstract

It's evident that over the last decade, the photovoltaic solar industry has had a considerable worldwide expansion, which may represent a great business opportunity in the coming years if appropriate PV policies are applied and recycling frameworks are respected. Soon, this growth will cause a significant increase in waste from photovoltaic industry, what will allow to generate a large stock of raw materials available for sale on the market, or as a supply for the industries.

Recently, a report published by the International Renewable Energy Agency (IRENA), has pointed out that the flow of waste of solar panels will increase over the next years, as photovoltaic panels arrive at the end of its useful life. In principle, these wastes shall be composed mainly by glass, and the figure could amount to 78 million tons globally in 2050. If these photovoltaic waste tons are recycled and a large part of the waste is reused, incorporating them back to the line production, the value of the recovered material would reach, roughly, a profit of \$ 15,000 million. In addition, this photovoltaic waste stream would be able to produce, through reuse and recycling, 2,000 million of new photovoltaic modules\* in 2050.

The purpose of this work has been to investigate the current processes of recycling and waste management about photovoltaic panels, as well as to evaluate, from an economic, material and energy perspective, their present and future chances of re-use and valuation. To carry out this goal, it has been reviewed a bibliography mainly composed by studies and journal articles by various scientific associations related to wastes of photovoltaic modules. The current photovoltaic waste regulation has been also be examined. Taking into account the lifespan of a solar panel (around 30 years), it's important for the industry and its context to be developed in advance, in order to perform an efficient management of photovoltaic waste and take advantage of this business opportunity.

(\*) Throughout this report the terms module and panel are used interchangeably to make reference to the same photovoltaic product.

## Prólogo

Es evidente que, a lo largo de la última década, la industria solar fotovoltaica ha tenido una considerable expansión mundial, lo cual puede representar una gran oportunidad de negocio en los próximos años si se aplican las políticas adecuadas y se respetan los marcos de acción del reciclaje en relación a los módulos solares fotovoltaicos. Próximamente, este crecimiento traerá consigo un importante aumento de los residuos pertenecientes al sector fotovoltaico, lo cual permitirá generar un gran stock de materias primas disponibles para su venta en el mercado, o como suministro para la industria fotovoltaica u otros tipos de industrias.

Recientemente, un informe publicado por la Agencia Internacional de Energía Renovable [1], ha indicado que el flujo de residuos de paneles solares irá en aumento durante los próximos años, a medida que los módulos fotovoltaicos lleguen al final de su vida útil. En principio, estos residuos estarán compuestos fundamentalmente por vidrio, y la cifra podría ascender a 78 millones de toneladas a nivel mundial en el año 2050. Si se reciclan y se reutilizan la totalidad de los residuos generados, incorporándolos de nuevo a la cadena de producción, el valor del material recuperado alcanzaría, de forma aproximada, un beneficio económico de 15.000 millones de dólares. Además, para ese mismo año, el propio flujo de residuos sería capaz de reportar, mediante reutilización y reciclaje, 2.000 millones de nuevos módulos fotovoltaicos.

Respecto a España, se dispone de la infraestructura necesaria para este tipo de reciclaje, lo que nos sitúa entre los países más avanzados del mundo en cuanto a eficiencia. En la actualidad, según datos recientes de Recyclia y PV Cycle, somos uno de los países europeos punteros en competencia de gestión de módulos fotovoltaicos que hayan finalizado su vida útil.

Entre 2010 y 2015, Europa gestionó un volumen de 13.881 toneladas de residuos procedentes de paneles fotovoltaicos, donde los principales impulsores en la gestión de los mismos fueron Alemania e Italia con 7.740 (55,7 %) y 2.077 toneladas (15%) respectivamente. Por su parte, España se hizo cargo, de 1.037 toneladas de residuos procedentes de paneles fotovoltaicos, lo que equivale al 7,5% del volumen relativo a este período [2]. Teniendo en cuenta la vida útil de un panel solar, que oscila alrededor de 30 años, es importante que la industria y su contexto se desarrollen con antelación, con el objetivo de realizar una futura gestión eficiente de los residuos y, por consiguiente, aprovechar esta oportunidad de negocio.

## Objeto

La finalidad del presente trabajo de fin de grado ha sido realizar una investigación de los procesos actuales de reciclaje y gestión de residuos provenientes de módulos fotovoltaicos, así como hacer una valorización económica, material y energética de los mismos, viendo sus posibilidades de reutilización, en la actualidad, y especialmente, en un futuro próximo. Para ello, se ha consultado bibliografía compuesta, principalmente, por estudios y artículos de revista realizados por distintas asociaciones científicas en relación a los residuos de módulos fotovoltaicos, así como de la normativa vigente por la que se encuentran regulados.

Además, se ha investigado la gestión de este tipo de residuos por parte de una empresa establecida y vinculada al sector energético fotovoltaico. Esto nos permite contrastar los datos obtenidos a través de los estudios, con las prácticas que realmente llevan a cabo las empresas, y por consiguiente darnos una visión general de la situación. En base a estadísticas y estudios actuales del ámbito fotovoltaico, es posible relacionar la información suministrada por las empresas, con la documentación obtenida a través de la bibliografía, y de esta manera, alcanzar una idea general sobre las acciones y las metodologías que debemos tomar en relación a la gestión de los paneles fotovoltaicos que próximamente pasen a estar fuera de servicio, así como de los que presenten ciertas deficiencias a lo largo de su vida útil y deban ser sustituidos.

Si se aplican las políticas correctas y se respeta el marco de acción en relación al reciclaje de los módulos fotovoltaicos, contribuiremos a elaborar un modelo energético sostenible que encaje dentro de la filosofía de economía circular. Debemos tener en cuenta que la valorización de los residuos es una opción cada vez más utilizada, pues al atribuirles un cierto valor económico, se logra reducir el uso de recursos naturales y el volumen de residuos que termina en los vertederos.

En consecuencia, el objetivo final es llevar a la práctica una regulación específica y eficaz respecto al reciclaje de paneles fotovoltaicos junto a una sólida infraestructura de gestión de residuos que tenga la capacidad de hacer frente al crecimiento del volumen de módulos desechados que tendrá lugar con la expansión del sector fotovoltaico. Solo así, seremos capaces de generar riqueza, puestos de trabajo y al mismo tiempo, ser respetuosos con nuestro entorno natural.



## Estructura

En primer lugar, se han explicado con detalle una serie de conceptos básicos en relación a los módulos fotovoltaicos, con el objetivo de proporcionar una idea general del comienzo, funcionamiento, características y aplicaciones de esta tecnología. El trabajo comienza explicando apartados tales como: los inicios de la energía solar, el efecto fotovoltaico y sus características, la célula y el módulo fotovoltaico junto a sus respectivos funcionamientos, además de los tipos de instalaciones fotovoltaicas entre otros aspectos. En el segundo capítulo, se explica con detalle la normativa principal y la política de residuos aplicable a los módulos fotovoltaicos, tanto de ámbito nacional como europeo.

El desarrollo principal del trabajo se encuentra dividido entre los capítulos 3, 4 y 5. Es en ellos donde se desarrolla el análisis del ciclo de vida de los paneles, el proceso de reciclaje y tratamiento que reciben los módulos en desuso, los residuos generados y su valorización, el posible impacto ambiental o los diferentes modelos de gestión. A lo largo del estudio, han prevalecido los paneles formados por células de primera y segunda generación, pues son los que más antigüedad de uso presentan y son los que abordan los estudios consultados. No obstante, se mencionan las nuevas tecnologías emergentes. Por otra parte, la memoria contiene tablas, ilustraciones y gráficos, que permitan ejemplificar los conceptos y dar consistencia al propio desarrollo del trabajo. Posteriormente, se citan en la bibliografía todas las fuentes de información utilizadas, en conjunto.

Para finalizar, se han aportado una serie de documentos anexos a través de los cuales se pretende complementar el estudio, así como llevar a la práctica los conceptos expuestos a lo largo del mismo. En el primero, se realiza un análisis de un panel fotovoltaico en desuso perteneciente a la Universidad de La Laguna, donde se separan y se clasifican los componentes que se han extraído de dicho módulo. Respecto al segundo anexo, en él se detalla un modelo de tratamiento y gestión de residuos por parte de First Solar, una empresa privada perteneciente al sector energético y que especialmente trata con módulos fotovoltaicos de CdTe. Los anexos restantes se componen de documentos y tablas que se han considerado relevantes y que pueden aportar información contrastada; así como los glosarios de términos y siglas que pueden ser de ayuda para comprender algunos términos usados en el presente trabajo.

# Capítulo 1. Conceptos generales.

## 1. La energía solar.

### 1.1. Introducción.

El Sol constituye una fuente de energía asegurada para los próximos 6.000 millones de años, de la cual, la Tierra capta anualmente y de forma estimada  $1,49 \cdot 10^8$  kWh; en otras palabras, 4.000 veces el consumo mundial correspondiente a un año. Teniendo en cuenta la cantidad de recursos energéticos limitados que consumimos a diario, como pueden ser el carbón, el petróleo o el gas natural; y el crecimiento de problemas a nivel internacional tales como: el calentamiento global o efecto invernadero, la degradación ambiental, la contaminación de aguas y del aire, el agujero de la capa de ozono, o la deforestación y la desertización, entre otros; es evidente que la energía solar fotovoltaica constituye una importante alternativa sostenible a la creciente demanda de energía.



*Ilustración 1. Consecuencias de la lluvia ácida.*

Fuente: <http://www.conserve-energy-future.com/causes-and-effects-of-acid-rain.php>

Aunque el coste de operación y mantenimiento del kWh generado por medios fotovoltaicos ha disminuido con el paso de los años (0,045 €/kWh en la actualidad), aún continúa siendo superior al producido por medios convencionales como pueden ser los combustibles fósiles (0,0059 €/kWh para el carbón) o la energía nuclear (0,011 €/kWh) [3] [4]. Este hecho supone que se limite el uso de la tecnología fotovoltaica a situaciones donde el empleo de fuentes de energía convencionales no sea viable o rentable.

No obstante, factores tales como la liberalización del mercado eléctrico, el acceso a la red por parte de terceros (autoconsumo) y las nuevas políticas de precios para esta tecnología, han supuesto una mayor competitividad en los costes de generación de energía solar fotovoltaica, así como una mayor inyección de energía eléctrica, obtenida en instalaciones fotovoltaicas, a las redes de distribución.

## 1.2. Tecnologías de aplicación.

Según su uso y tecnología de funcionamiento, encontramos algunas variantes de energía solar. Por lo general, las más utilizadas son las siguientes:

### ➤ **Energía solar pasiva**

La energía solar pasiva radica en aprovechar la energía procedente del Sol de forma directa, sin ningún tipo de sistema mecánico. Tiene su aplicación en el calentamiento de espacios como pueden ser viviendas o sistemas de calentamiento de agua mediante termosifón.

### ➤ **Energía solar térmica**

La energía solar térmica, por su parte, transforma la irradiación solar en calor, que puede utilizarse como calefacción o agua caliente sanitaria.

### ➤ **Energía solar fotovoltaica**

A diferencia de la energía solar térmica, la fotovoltaica realiza la transformación de la irradiación solar en energía eléctrica a través de un dispositivo denominado célula fotovoltaica. En el presente trabajo, nos centraremos exclusivamente en el ámbito de la energía solar fotovoltaica, la cual será explicada con mayor detalle a continuación.

## 2. La energía solar fotovoltaica.

### 2.1. Inicios.

Fue descubierta en torno a 1839, cuando el físico francés Alexandre Edmond Becquerel observó el aumento de la generación de energía eléctrica debido al impacto de la luz en unos electrodos de platino, cuando experimentaba con una pila electrolítica, descubriendo así el efecto fotovoltaico. Posteriormente y tras una serie de descubrimientos de dicho efecto, por parte de Willoughby Smith y Charles Fritts, en sólidos como el selenio, William G. Adams y R.E. Day, crean en 1877 la primera célula fotovoltaica a partir de dicho elemento.

De esta manera, se observó que existía la posibilidad de convertir la luz solar en electricidad, a través de elementos sólidos sin partes móviles. Sin embargo, dado que la energía eléctrica obtenida era muy reducida, se descartó cualquier aplicación práctica para este fenómeno. Años más tarde, en 1954, D.M Chaplin, C.S Fuller y G.L. Pearson, pertenecientes a laboratorios Bell, lograron fabricar una célula fotovoltaica basada en el silicio, material que descubrieron resultaba ser más eficiente que el selenio para este tipo de aplicaciones.



Ilustración 2. Gerald Pearson, Daryl Chapin y Calvin Fuller.

Fuente: [http://solarcellcentral.com/history\\_page.html](http://solarcellcentral.com/history_page.html).

Tras este hallazgo, y en relación a la necesidad de producir energía eléctrica que permitiera alimentar los satélites que orbitaban alrededor de nuestro planeta, la industria aeroespacial comienza el desarrollo e implementación de células fotovoltaicas para generar energía eléctrica. Posteriormente a partir de 1970, la crisis del petróleo y el auge de la electrónica del silicio supusieron, nuevamente, un gran interés y motivación en aplicar la energía solar fotovoltaica a usos y servicios terrestres. Esto se puede ver de forma más detallada en el siguiente gráfico, que resume el proceso histórico de la energía solar fotovoltaica.

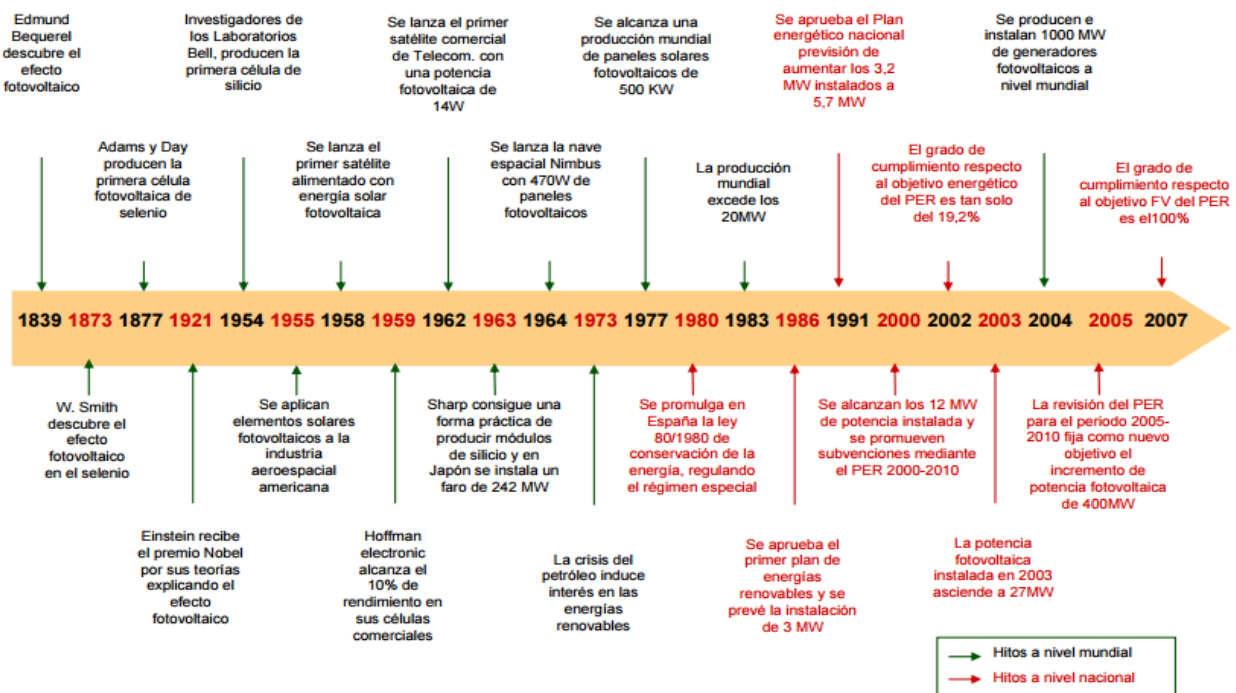


Gráfico 1. Resumen del proceso histórico.

Fuente: <https://edi-net6-4-0-6.wikispaces.com/file/view/HISTORIA+energia+solar+1.pdf>

## 2.2. Evolución y crecimiento.

La energía solar fotovoltaica es, con seguridad, una de las tecnologías de generación eléctrica que más ha evolucionado durante la última década. Por ejemplo, China, un país que en el año 2000 no contaba con más de 20 MW de energía solar, es hoy en día el mayor fabricante de paneles solares del mundo. Instaló 32.400 MW en 2016 y dispone de una potencia instalada de 77

GW, aproximadamente el 45% de la potencia instalada a nivel mundial. Parte del rápido crecimiento en Asia se debe también a Japón, que en 2016 instaló 8.600 MW [1].

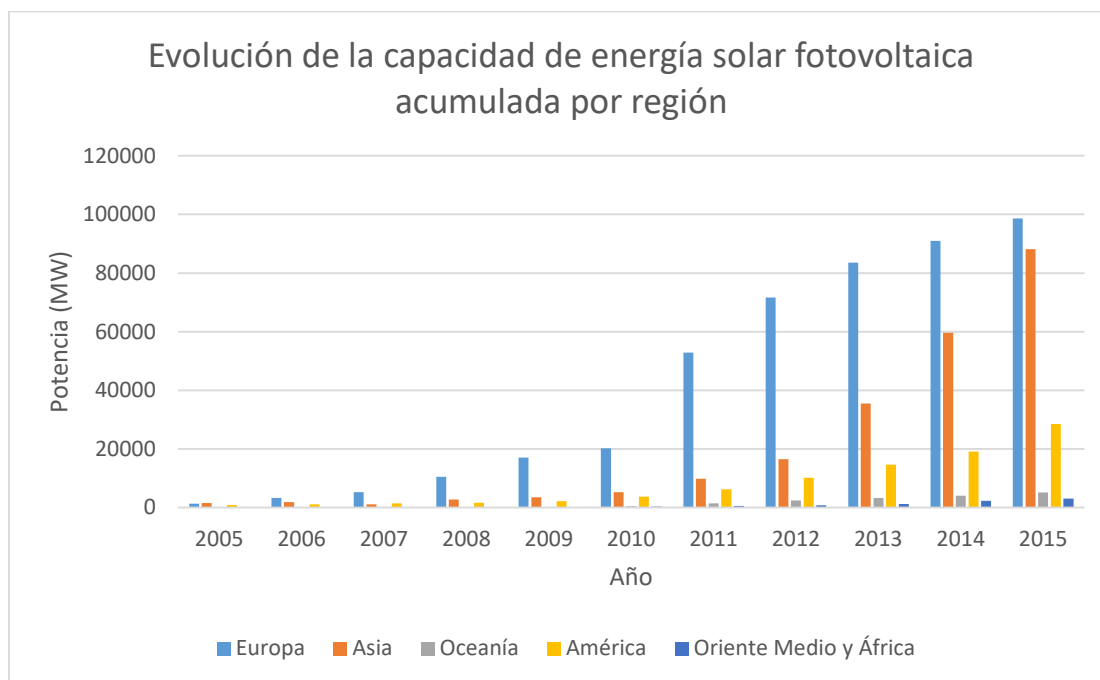


Gráfico 2. Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica acumulada por región.

Fuente: IRENA, 2016 [1].

Obtenido en: <https://www.xataka.com/energia/los-11-graficos-que-demuestran-que-lo-de-la-energia-solar-es-imparable>

Respecto a América, Estados Unidos instaló 14.626 MW en 2016, siendo el mayor impulsor del continente y duplicando su capacidad en menos de dos años, alcanzando una cifra superior a 40 GW de potencia instalada actualmente. En Europa, por su parte, se superaron en 2016 los 100 GW instalados, siendo sus principales impulsores Alemania e Italia. Se estima que la potencia acumulada en Europa pueda llegar a 500 GW en el año 2020.

Según datos de Red Eléctrica de España [5], en el año 2016 nuestro país instaló 13 MW de potencia generada por módulos fotovoltaicos, principalmente de instalaciones de autoconsumo y uso agrícola. Cabe añadir que España es uno de los países europeos con más horas de Sol y, aunque en 2008 era la segunda región europea con mayor potencia solar fotovoltaica instalada, actualmente cuenta únicamente con 4.674 MW procedentes de dicha tecnología, una cantidad muy pequeña respecto a la potencia instalada a nivel mundial.

El estancamiento que sufre actualmente la energía fotovoltaica en nuestro país comenzó en el año 2010 cuando el gobierno aplicó, entre otras medidas, recortes en las retribuciones para las tecnologías fotovoltaicas, el establecimiento de un número máximo de horas de producción retribuida, o nuevos impuestos que provocaron una caída de los ingresos procedentes de la energía solar fotovoltaica hasta en un 28%. Desde 2012, las instalaciones nuevas ya no son retribuidas y el gobierno ha recortado las inversiones en retribuciones en 1.700 millones de euros. A todo esto, debemos añadir la reciente normativa adversa en relación al autoconsumo, más concretamente, el Real Decreto 900/2015 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

### 2.3. El efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico radica en el efecto fotoeléctrico, es decir, cuando los fotones de la radiación electromagnética alcanzan un material, su energía puede ser absorbida por los electrones del material en cuestión, adquiriendo estos un nivel energético superior que les permite abandonar el enlace y generar un par electrón-hueco, comportándose el hueco como una carga positiva (Ilustración 3).

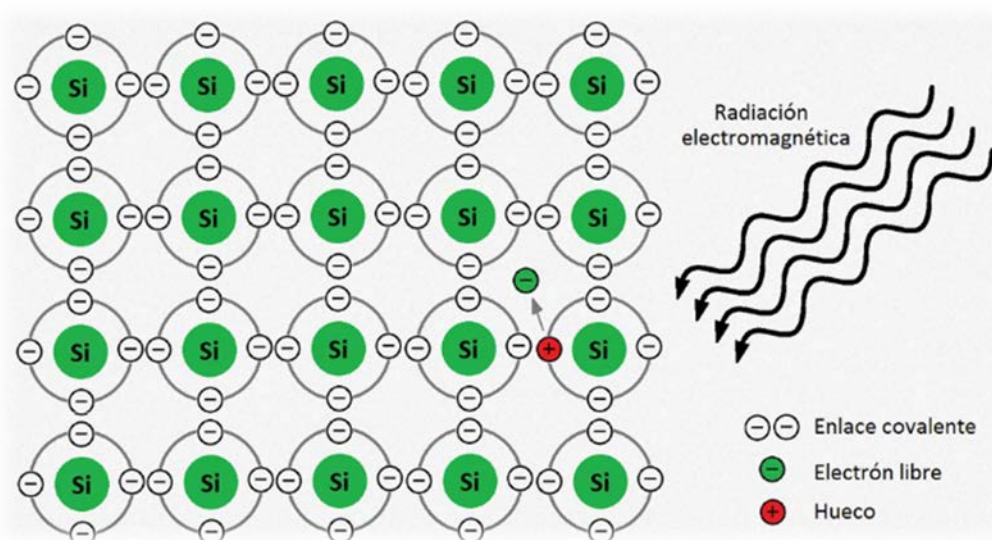


Ilustración 3. Generación del par electrón-hueco.

Fuente: <http://helioesfera.com/formacion/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>

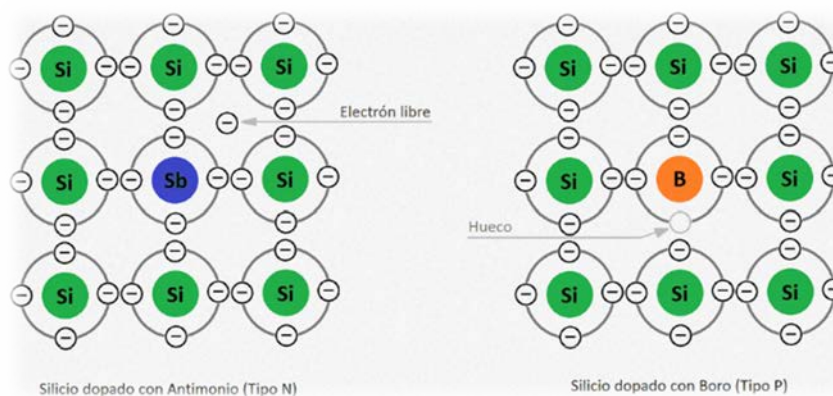
Para que esto suceda la energía de los fotones debe ser mayor que la energía necesaria para romper un enlace y generar un par electrón-hueco. La energía de los fotones depende de la longitud de onda de la radiación, es decir, a menor longitud de onda de radiación, mayor energía tendrá el fotón. Esto puede deducirse fácilmente a través de la relación de Planck.

$$E = h \cdot f = \frac{h \cdot c}{\lambda}$$

*Relación de Planck.*

- E: Energía de un fotón.
- f: Frecuencia de su onda electromagnética.
- h: Constante de Planck ( $6,63 \times 10^{-34}$  J·s).
- c: Velocidad de la luz ( $3 \times 10^8$  m/s).
- $\lambda$ : Longitud de onda.

La recombinación del par electrón-hueco, que consiste en el movimiento de cargas que tiene lugar cuando los electrones libres tratan de ocupar un hueco libre, da lugar a una corriente eléctrica. Por su parte, la unión de semiconductores tipo N y tipo P (Ilustración 4), donde los electrones de la zona N tienden a desplazarse a la zona P y los huecos de la zona P se desplazan a la zona N, crea una barrera de potencial o tensión entre dichas zonas repeliendo de esta manera a los electrones que se acerquen a la zona P y a los huecos que se acerquen a la zona N. Dicho de otro modo, la unión P-N conduce a los electrones y a los huecos hacia el lado opuesto del material evitando que se recombinen entre sí.



*Ilustración 4. Semiconductores Tipo N y tipo P.*

Fuente: <http://helioesfera.com/formacion/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>



Trasladando el efecto fotoeléctrico a una unión P-N (Ilustración 5), donde el impacto de la radiación electromagnética en la zona N sea capaz de romper los enlaces y liberar electrones, aumentando así el potencial negativo de dicha zona, podemos crear una corriente uniendo los terminales N y P. Por consiguiente, si conectamos una carga entre estos terminales dará lugar una tensión entre sus extremos y podremos aprovechar la radiación solar para generar una corriente eléctrica.

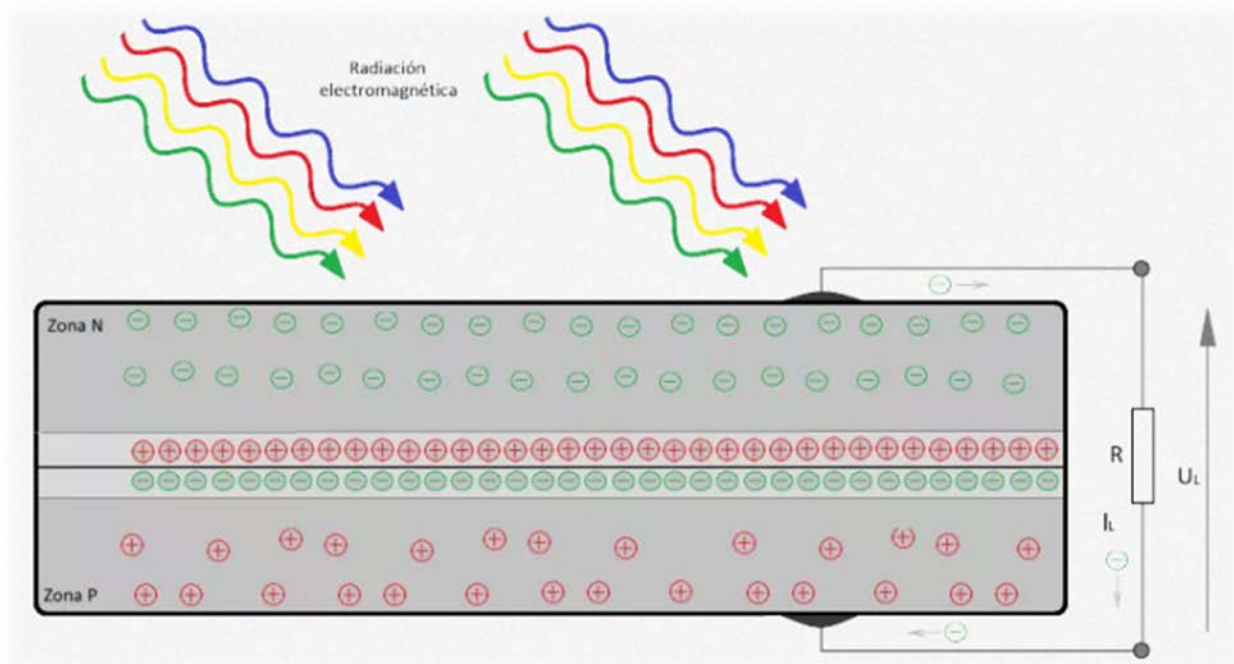


Ilustración 5. Efecto Fotovoltaico.

Fuente: <http://helioesfera.com/formacion/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>

## 2.4. Aplicaciones.

Tal y como se comentó en el apartado 2.1, la primera aplicación de los módulos fotovoltaicos fue dar electricidad a los satélites artificiales que orbitaban alrededor de la Tierra. Dada la necesidad de alimentar estos equipos cuando se encontraban en órbita, se desarrollaron aplicaciones que permitieran obtener energía eléctrica procedente de la radiación solar.



Ilustración 6. Telescopio espacial Hubble, equipado con módulos fotovoltaicos.

Fuente: [https://es.wikipedia.org/wiki/Energía\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar)

A lo largo de los años, han surgido una gran variedad de aplicaciones de módulos fotovoltaicos, que abarcan ámbitos tales como la agricultura, el alumbrado, la instrumentación y la telemetría, la medicina, sistemas de seguridad o el transporte, entre muchos otros.

Actualmente, podemos destacar su uso como alimentación auxiliar de calculadoras y pequeños dispositivos electrónicos, parquímetros, lámparas, electrificaciones rurales y en edificios domésticos o industriales, sistemas de bombeo e incluso, más recientemente, en aplicaciones para transportes como pueden ser las estaciones de carga para vehículos eléctricos, o los propios vehículos impulsados por esta tecnología, aunque estos últimos aún están en fase de desarrollo.



Ilustración 7. Estación de carga fotovoltaica para vehículos en Gran Canaria.

Fuente: <http://electromovilidad.net/estacion-fotovoltaica-para-la-recarga-de-vehiculos-electricos-en-gran-canaria/>



Ilustración 8. Helios, prototipo de avión solar no tripulado.

Fuente: [https://es.wikipedia.org/wiki/Energía\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar)

## 2.5. Ventajas e inconvenientes.

La energía solar fotovoltaica posee una serie de ventajas, entre las que podemos destacar:

- No contamina.
- Es prácticamente inagotable.
- Permite aplicaciones de generación a gran escala y en pequeños núcleos aislados.
- Genera riqueza y empleo.
- Reduce el consumo de combustibles fósiles.

Por el contrario, también presenta algunos inconvenientes:

- Su instalación y rendimiento dependen de la meteorología y de las horas de Sol.
- Debe disponerse de baterías para su almacenamiento.
- Para su aprovechamiento, se necesita una gran superficie de captación.

### 3. La célula fotovoltaica.

#### 3.1. Estructura y principales características.

Básicamente, el objetivo de una célula fotovoltaica es transformar la radiación procedente de la luz solar en energía eléctrica, lo cual se consigue mediante el efecto fotovoltaico descrito con anterioridad. Por lo general, una célula fotovoltaica está formada por un disco delgado de material semiconductor, que dispone de unos contactos eléctricos que le permiten derivar la corriente eléctrica generada a un circuito exterior.

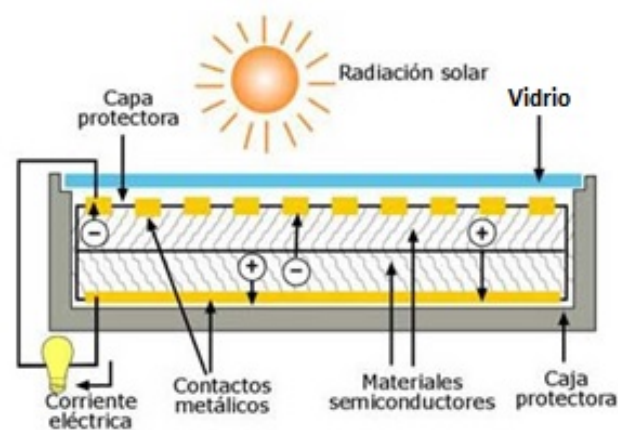


Ilustración 9. Estructura de una célula fotovoltaica.

Fuente: <http://eliseosebastian.com/calidad-de-celulas-para-paneles-solares-fotovoltaicos/>

Estos contactos se realizan colocando unas capas metálicas en ambas caras de la célula. En la cara que recibe la radiación se coloca la capa metálica en forma de rejilla, permitiendo que la luz penetre en el semiconductor; mientras que en la cara opuesta se utiliza una única capa que cubre la totalidad de la superficie de la célula, minimizando así la resistencia de contacto.

Por ejemplo, para el caso de una célula de silicio monocristalino, se forma la unión P-N dopando con boro (átomos cargados positivamente) la cara tipo P y con fósforo (átomos cargados negativamente) la capa tipo N, siendo esta última la que recibe la radiación procedente del sol.

Añadir que sólo una parte de la radiación que llega a la célula es convertida en energía eléctrica, pues existen pérdidas debidas a la reflexión de la luz solar en la superficie del panel, la poca energía de los fotones, las recombinaciones electrón-hueco o las resistencias parásitas, entre otros factores. En el siguiente apartado se indican los rendimientos de cada tecnología de células existentes en la actualidad, así como una descripción de las mismas.

### **3.2. Tipos de células.**

Dentro del ámbito comercial, los tipos de células fotovoltaicas más utilizados son las de primera generación (mono-Si y mc-Si) y segunda generación (a-Si, CdTe, GaAs, CIGS, CdS y bifaciales) en función del material semiconductor del que estén construidas [3] [6] [7].

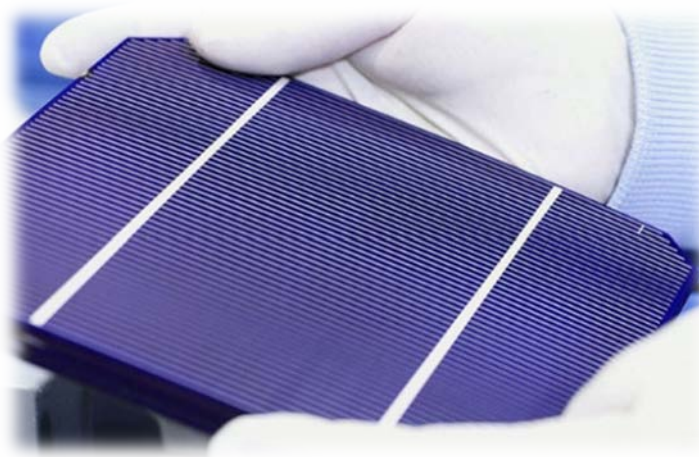
#### **➤ Células de Silicio**

Dado que el silicio es uno de los pilares de la industria electrónica, este tipo de células son las más utilizadas. Existen varios tipos de células de silicio:

- **Monocristalino (mono-Si)**

En primer lugar, encontramos el silicio monocristalino de grado electrónico, que empleando el método de Czochralski consigue un monocristal perfecto de una alta pureza de silicio, lo que mejora el rendimiento. Por otro lado, tenemos el silicio monocristalino de grado solar, que mediante un proceso menos sofisticado consigue un monocristal de pureza ligeramente inferior y por tanto más barato, aunque también es válido para aplicaciones fotovoltaicas.

Experimentalmente, con este tipo de células se alcanzan rendimientos del 18%, aunque en el ámbito comercial sólo se obtiene un 12%, siendo estas el tipo de células más utilizadas en la actualidad tras las células de silicio policristalino.

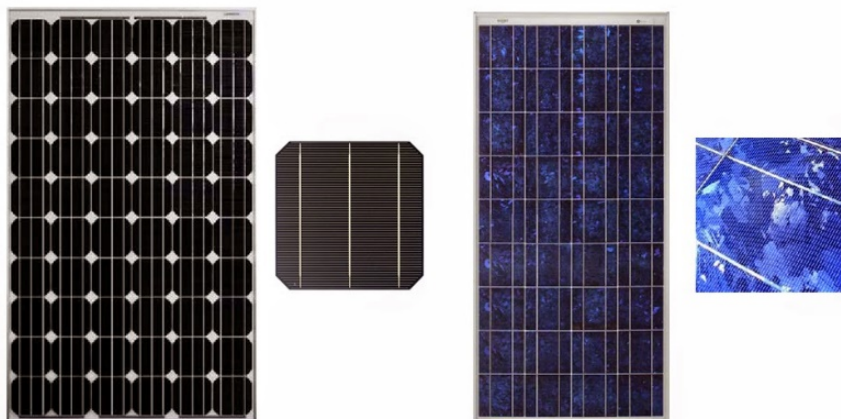


*Ilustración 10. Célula fotovoltaica de silicio monocristalino.*

Fuente: [https://es.wikipedia.org/wiki/Energía\\_solar\\_fotovoltaica](https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar_fotovoltaica)

- **Policristalino o multicristalino (mc-Si)**

A diferencia del monocristalino, el policristalino está constituido por pequeños cristales elementales, alcanzando un rendimiento en torno al 9%. Son las células más empleadas en la actualidad, representando un 63% del mercado mundial.



*Ilustración 11. Diferencia entre célula de silicio monocristalino y policristalino.*

Fuente: <http://jardin-solar.blogspot.com.es/2015/03/monocristalino-o-policristalino.html>

- **Amorfo (a-Si)**

Se obtiene mediante un proceso más simple que los anteriores, y aunque necesita un menor espesor tiene la ventaja de tener un coste inferior. Sólo consiguen un rendimiento promedio del 5% y se emplean en aplicaciones que requieren de bajo consumo como relojes, juguetes, calculadoras, etc. Es la única tecnología del silicio que forma parte de la segunda generación.

Tal y como se comentó anteriormente, la mayor parte de las aplicaciones comerciales de células fotovoltaicas provienen del silicio, siendo, por tanto, esta tecnología la que más mercado abarca en cuanto a células. A continuación, se muestra la fracción que representa cada tipo de célula derivada del silicio dentro del mercado de células fotovoltaicas basadas en dicho elemento:

- Silicio Policristalino ( $\approx 50\%$ ).
- Silicio Monocristalino ( $\approx 35\%$ ).
- Silicio Amorfo ( $\approx 9\%$ ).
- Cinta o lámina de Silicio Cristalino ( $\approx 6\%$ ).

En el siguiente gráfico se puede observar la evolución en los costes de células fotovoltaicas de silicio cristalino desde 1977 con un coste inicial de 76,67 \$/Wp hasta el año 2015 con un coste de 0,30 \$/Wp. Este abaratamiento ha sido el principal motivo del considerable aumento en capacidad de energía solar fotovoltaica instalada a nivel mundial en los últimos años.

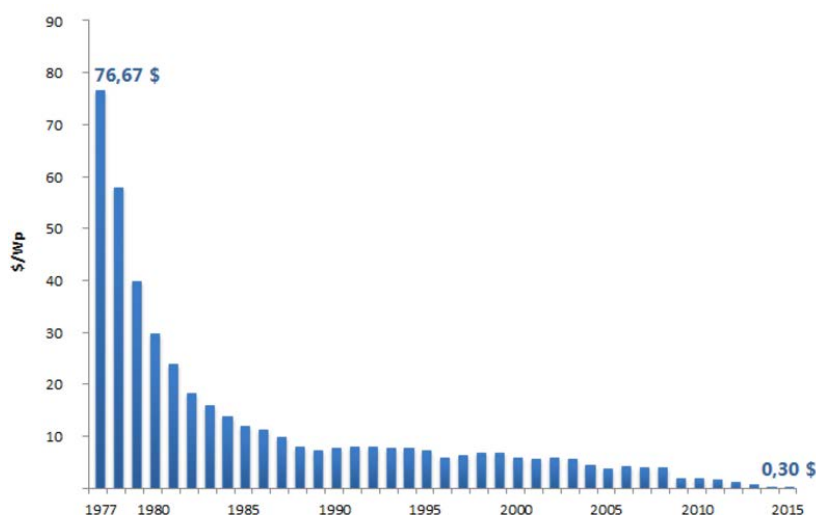


Gráfico 3. Evolución del coste de las células fotovoltaicas de silicio cristalino (\$/Wp).

Fuente: [https://es.wikipedia.org/wiki/Energía\\_solar\\_fotovoltaica](https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar_fotovoltaica)

### ➤ Células de Teluro de Cadmio (CdTe)

Son células de segunda generación, formadas por una película delgada cuyo espesor es de unas pocas micras. Están formadas por un compuesto cristalino de telurio y cadmio, el que se intercala sulfuro de cadmio para formar la unión PN. Son la principal competencia de las células de silicio, pues pueden alcanzar rendimientos similares, en torno al 17%, aunque para ello requieran una mayor superficie en comparación a un panel de silicio.

Esta tecnología presenta dos inconvenientes, el primero radica en que el cadmio es un metal altamente tóxico y puede generar un importante impacto ambiental si no se trata adecuadamente, mientras que el segundo hace referencia al telurio, el cual puede presentar escasez en un futuro.



*Ilustración 12. Paneles fotovoltaicos de CdTe.*

Fuente: <http://www.dmsolar.com/solar-module-111.html>

### ➤ Células de Arseniuro de Galio (GaAs)

Poseen la ventaja de mantener su rendimiento a elevadas temperaturas, además de soportar radiaciones ionizantes que sí afectan al silicio. Por el contrario, requieren aún un largo proceso de desarrollo debido a su elevado precio y a la escasez de material. Su rendimiento puede alcanzar una cifra del 27%.



➤ **Células de Cobre, Indio, Galio y Selenio (CIGS y CIS)**

Forman parte de las células de película delgada, y se caracterizan por obtener unos rendimientos comerciales y experimentales entre 12-20 % respectivamente. Presentan un menor coste de fabricación y su aplicación es apta tanto para elementos rígidos como el vidrio, como para elementos algo más flexibles como metales y polímeros. La diferencia entre ambas radica en que las células CIGS sustituyen parte de su composición de indio por galio.

➤ **Células de Sulfuro de Cadmio (CdS) y Sulfuro de Cobre**

Pertenecen también al grupo de células de película delgada. Su proceso de fabricación es sencillo y económico dado que es poca la cantidad de material que se utiliza. Sus rendimientos experimentales son inferiores al 10% y comercialmente pueden disminuir hasta la mitad.

➤ **Células bifaciales**

Estas células están formadas por una doble unión (NPN) y son capaces de absorber la radiación frontal y la reflejada en el suelo. Son las células que mayor rendimiento tienen, pudiendo ser del 30% experimentalmente.

Por otra parte, existen otra serie de células, denominadas de “*tercera generación*” que, se encuentran en período de investigación o aún no han comenzado a comercializarse en grandes cantidades [7]. Entre ellas encontramos:

➤ **Células de concentración**

También denominadas “CPV”, utilizan un sistema de lentes que permite enfocar o concentrar la luz solar en las células. Están compuestas por silicio o arseniuro de galio, que, aunque son bastante eficientes, su coste también es alto.

➤ **Células sensibilizadas por colorante**

También conocidas como celda solar de Graetzel (DSSC Dye-Sensitized Solar Cell). Básicamente están constituidas por un pigmento que facilita la absorción de la luz solar, como puede ser el dióxido de titanio.

### ➤ Células PERC y PERL

Son las denominadas células de alta eficiencia que mejoran la pasivación, es decir, la reconducción de la recombinación de portadores tanto por la parte frontal como por la parte posterior de las células. Obtienen una eficiencia superior al 20% aunque también presentan un alto coste.

### ➤ Células de Perovskita

Se trata de una tecnología reciente, pues su aplicación en paneles fotovoltaicos fue descubierta en el año 2009 cuando se utilizaron en células sensibilizadas por colorante mediante pigmentos que facilitaban la absorción de la luz solar. Su uso en células de módulos fotovoltaicos les permite alcanzar una eficiencia del 20% en los mejores casos, aunque también pueden emplearse en el recubrimiento de células convencionales mejorando su rendimiento hasta un 32%. Poseen la ventaja de tener un bajo coste, lo cual podría favorecer su aplicación frente a otras tecnologías incluso si no alcanzan mejores valores de eficiencia [8].

### ➤ Células orgánicas

Se componen de materiales biodegradables como polímeros orgánicos o pequeñas moléculas orgánicas. Presentan un bajo coste debido a los bajos requerimientos que necesitan en cuanto a materiales y proceso de fabricación. Sin embargo, su rendimiento es únicamente del 5% y presentan problemas de rapidez en la degradación de las células.



*Ilustración 13. Célula solar de tipo orgánico.*

Fuente: <https://phys.org/news/2014-04-environmentally-compatible-solar-cells.html>

### ➤ Células híbridas

Son una combinación de semiconductores orgánicos e inorgánicos.

En la siguiente tabla se resumen los rendimientos de las células en función de la tecnología. Vemos que los mayores rendimientos se obtienen para las células de concentración (CPV), seguidas por las células de silicio cristalino, no obstante, las primeras aún no tienen gran aplicación comercial pues están en fase de desarrollo y mejora.

Technology	Commercial efficiency	Laboratory scale efficiency
c-Si monocrystalline	13–19	25
c-Si polycrystalline	11–18	20.4
CIGS/CIS	7–12.7	20.3
CdTe	11	16.7
a-Si - $\mu\text{c Si}$	7–9.8	11.9–13.2
a-Si	4–8	10.4
CPV Multi-junction	25	25–30
Dye-sensitised solar	2–4	8–12

Tabla 1. Eficiencia de los módulos según su tecnología.

Fuente: Paiano, 2015 [7]

Por otra parte, para que sea posible el efecto fotovoltaico, los fotones de la radiación solar deben tener una energía mínima denominada *gap* de energía ( $E_g$ ), expresada en electrón-voltios (eV) y cuyo valor óptimo, según datos experimentales, está en torno a 1,5 eV [3].

A continuación, se muestra una tabla con los valores mínimos de *gap* para los semiconductores más utilizados en la construcción de células solares, además del espesor requerido por dichos semiconductores para que sea posible absorber el 90% de la energía procedente de los fotones que cumplan la condición del *gap*. Vemos que las tecnologías de CdTe y AsGa son las que más se acercan al valor óptimo de *gap*, requiriendo además un espesor bastante inferior al que necesita el silicio, lo que demuestra su facilidad para aprovechar el efecto fotovoltaico.

Material	$E_g$ (eV)	Espesor de absorción ( $\mu\text{m}$ )
Silicio	1,11	150
Fosforo de Indio	1,25	0,8
Arseniuro de Galio	1,40	2
Teluro de Cadmio	1,45	10
Sulfuro de Cadmio	2,43	1

Tabla 2. Gap de energía de algunos semiconductores.

Fuente: Castrol Gil, Carpio Ibañez, Guirado Torres, Colmenar Santos & Dávila Gómez, 2004 [3]

## 4. Instalaciones fotovoltaicas.

### 4.1. El módulo fotovoltaico.

Para la generación de electricidad debe disponerse una combinación de células conectándolas en serie y en paralelo, pues las células colocadas de forma aislada no suministran una cantidad suficiente de energía eléctrica. Este conjunto de células debe tener en lo posible los mismos parámetros eléctricos con el fin de no producir descompensaciones que limiten el rendimiento.

Respecto al panel, este constituye el elemento básico para la producción de electricidad y generalmente consta de un bloque donde se encuentra encapsulado el conjunto de células fotovoltaicas. Además, sirve como protección contra los agentes ambientales externos, ofrece una resistencia mecánica ante los posibles daños que puedan sufrir los componentes principales y garantiza la seguridad de los usuarios mediante un aislamiento eléctrico. Por otra parte, asegura una estanqueidad suficiente respecto a las células, además de favorecer la captación de radiación y la evacuación del calor, de manera que sea posible obtener un máximo rendimiento.

En las ilustraciones 14 y 15 se puede visualizar la estructura que presentan los paneles, la cual explicaremos a continuación.

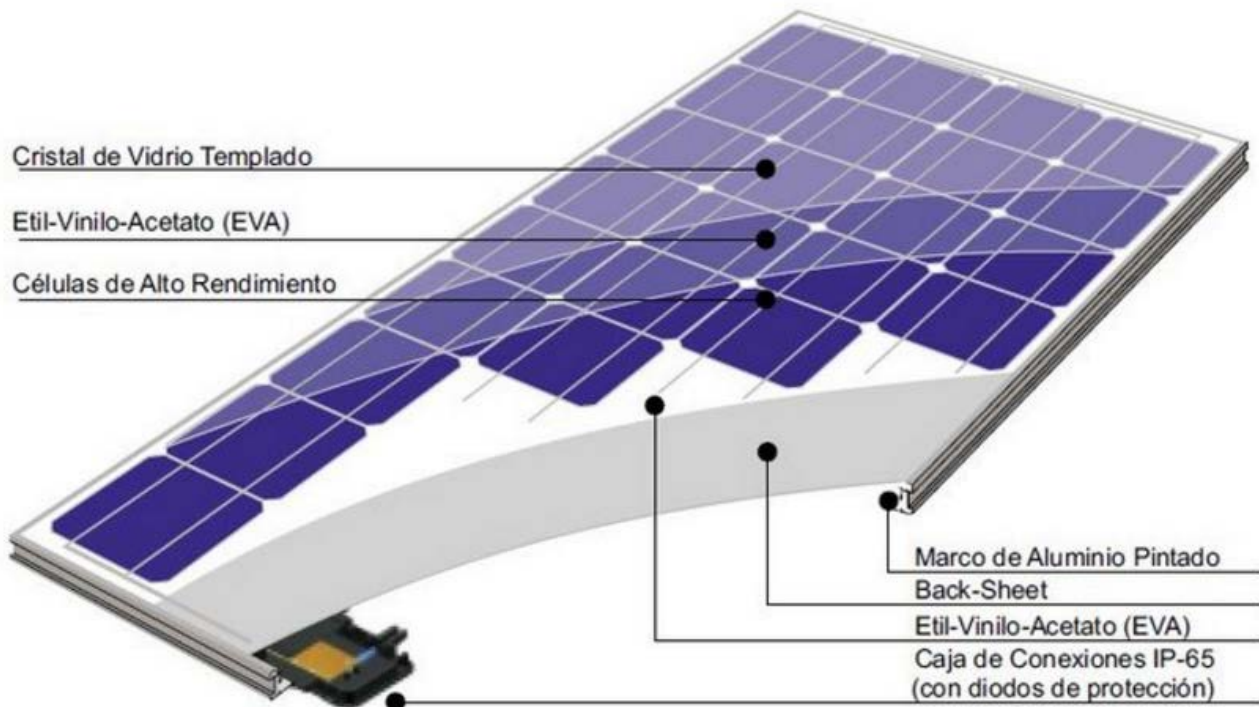


Ilustración 14. Estructura de un panel fotovoltaico.

Fuente: <http://eliseosebastian.com/elementos-de-un-panel-solar-fotovoltaico/>

La parte superior está formada por vidrio templado con bajo contenido en hierro, resistente a impactos, a la alta temperatura y a las condiciones climáticas extremas. Además, cuenta con una cierta transparencia que permite el paso de la radiación ultravioleta e infrarroja. A esto se le une una superficie lisa por la cara exterior que no permite la acumulación de suciedad en el panel.

La parte inferior suele estar construida mediante materiales sintéticos, vidrio o fluoruro de polivinilo (Tedlar). Es opaca y sirve como protección contra los agentes externos como puede ser la humedad, y, además, le otorga resistencia mecánica al panel.

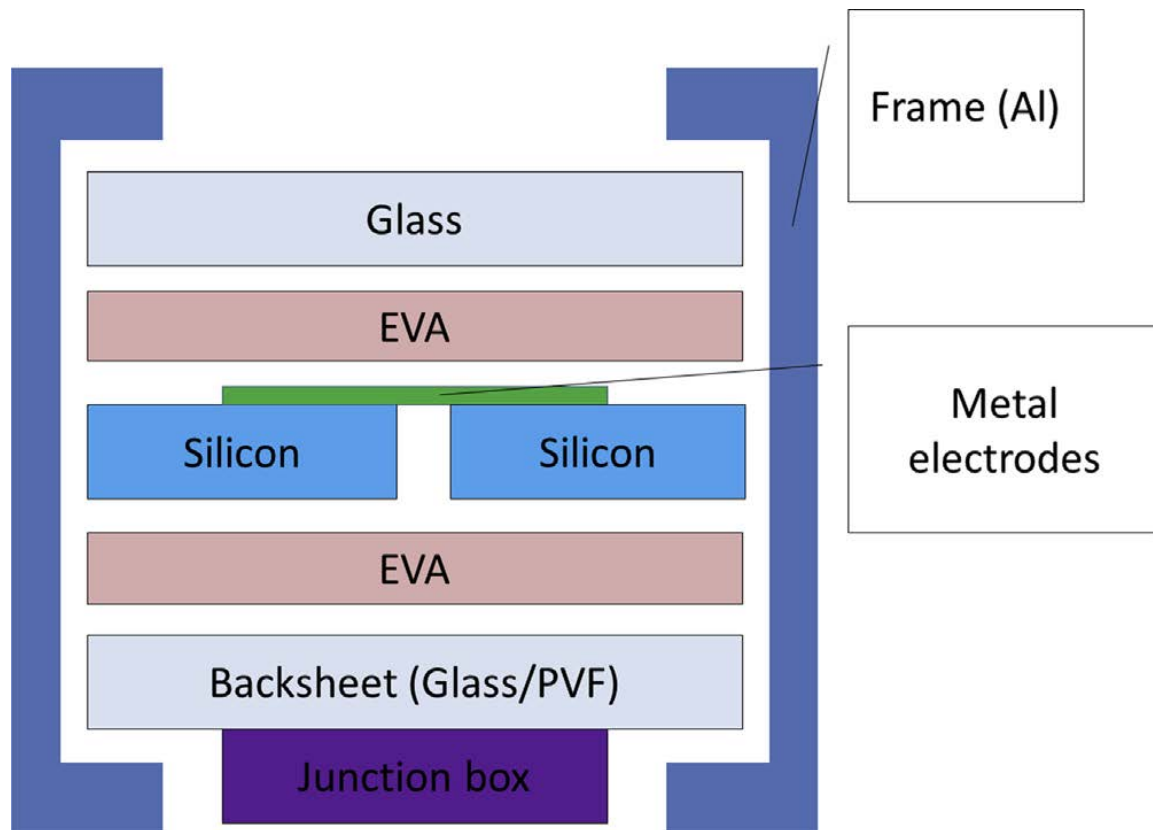
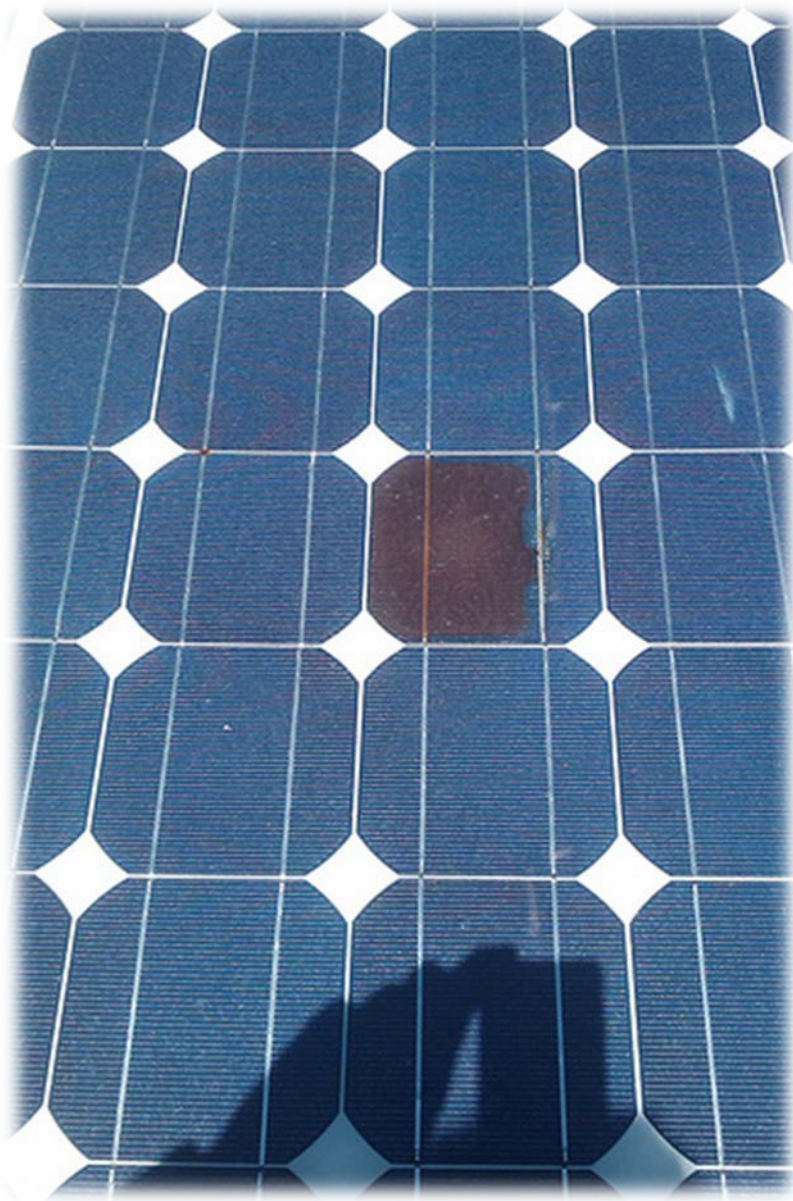


Ilustración 15. Estructura de un panel de silicio.

Fuente: Tammaro, Rimauro, Fiandra & Salluzzo, 2015 [9]

Entre ambas cubiertas, se encuentra el encapsulado, que envuelve las células y las conexiones eléctricas protegiendo ante vibraciones y adhiriendo a las cubiertas. El material encapsulante suele ser la silicona, el polivinilo o en mayor medida el etilvinilacetato (EVA), que ofrece las mejores características en la actualidad.

Este material debe reunir ciertas condiciones como ser fácilmente penetrable por la radiación solar, evitar la radiación ultravioleta y no absorber humedad. Las cubiertas y el encapsulado se unen mediante un cuadro metálico, de aluminio anodizado o acero inoxidable, que atribuye resistencia mecánica al panel. En la ilustración 16 se puede distinguir un caso particular donde se ha producido un fallo en el encapsulamiento de una de las células del panel.



*Ilustración 16. Panel defectuoso debido a un fallo en el encapsulamiento de la célula.*

*Fuente: <http://quintoarmonico.es/2010/08/27/?que-pasa-cuando-falla-el-tedlar-o-el-eva/>*

Por último, encontramos los elementos de conexión como pueden ser los cables, bornes, y elementos de protección como los diodos, que permiten una conexión correcta y segura de los paneles, tanto entre ellos como con la instalación exterior.

Las características comerciales de un módulo fotovoltaico pueden variar según su tecnología y componentes, aunque generalmente oscilan entre los siguientes valores [10]:

	Crystalline Silicon Modules	Thin Film Modules		
		<i>a-Si</i>	<i>CdTe</i>	<i>CIS/CIGS</i>
Total weight per module	5-28 kg	11.7-20 kg	9-15 kg	10.2-20 kg
Normal capacity	120-300 Wp	60-120 Wp		
Size range	Typically 1.4 to 1.7 m <sup>2</sup> , can be up to 2.5 m <sup>2</sup>	1.4 to 5.7 m <sup>2</sup>	0.6 to 1.0 m <sup>2</sup>	

Tabla 3. Especificaciones típicas de paneles según su tecnología.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

## 4.2. Elementos Auxiliares.

A parte del módulo fotovoltaico, que actúa como generador convirtiendo la radiación solar en corriente eléctrica, encontramos una serie de elementos presentes en una instalación típica [3]:

### ➤ Inversor o acondicionador

Adapta la corriente producida por el módulo fotovoltaico, o las baterías (corriente continua), a las condiciones de alimentación que requieren las distintas cargas (corriente alterna o continua). También adapta la inyección a la red de distribución.

### ➤ Regulador de carga

Protege la correcta carga de la batería, evitando sobretensiones.

### ➤ Batería o acumulador

Almacena la carga eléctrica, permitiendo consumirla durante períodos en los cuales la demanda pueda exceder la capacidad de producción del módulo fotovoltaico. Los principales tipos de baterías usados son Plomo-Ácido, Níquel-Cadmio, Níquel-Hierro, Plata-Cadmio y Zinc-Óxido de Plata.



### ➤ Generador auxiliar

Es un caso parecido al de la batería. Complementa la generación de energía en períodos en que el módulo fotovoltaico no pueda mantener la demanda.

### ➤ Elementos de protección

Utilizando componentes tales como diodos de bloqueo o interruptores de protección, protegemos la instalación contra las sobrecargas y las descargas, derivando en caso de fallo.

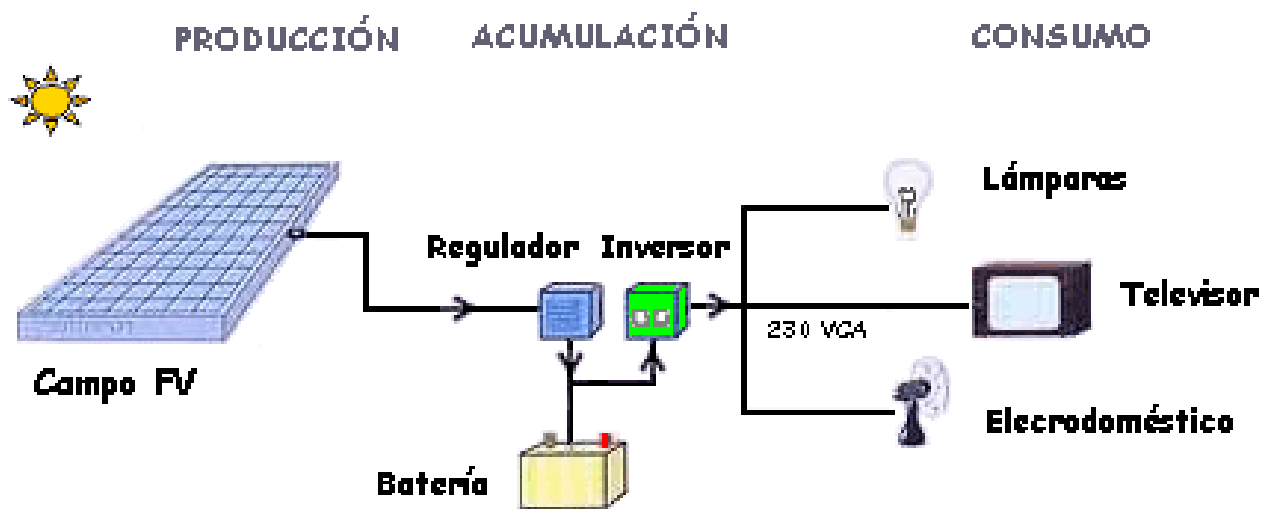


Gráfico 4. Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

Fuente: [http://perso.orange.es/marisolroj/x\\_fotov\\_230V.htm](http://perso.orange.es/marisolroj/x_fotov_230V.htm)

## 4.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas.

Según cómo se conecten los paneles, podemos diferenciar dos tipos de instalaciones [3]:

### ➤ Instalación aislada

Son aquellas que no tienen acceso a la red eléctrica. Por lo general se emplean en aplicaciones donde la electricidad generada se destina al autoconsumo. Es necesario disponer de baterías con el fin acumular la energía generada durante el día para poder consumirla durante la noche.

### ➤ Instalación conectada a la red

En este caso, la energía eléctrica que genera la instalación fotovoltaica se vierte a la red eléctrica. El productor continúa comprando la energía eléctrica que consume, al mismo tiempo que vende lo que produce la instalación fotovoltaica. Es necesario disponer de contadores que midan la energía producida y enviada a la red por los paneles fotovoltaicos.

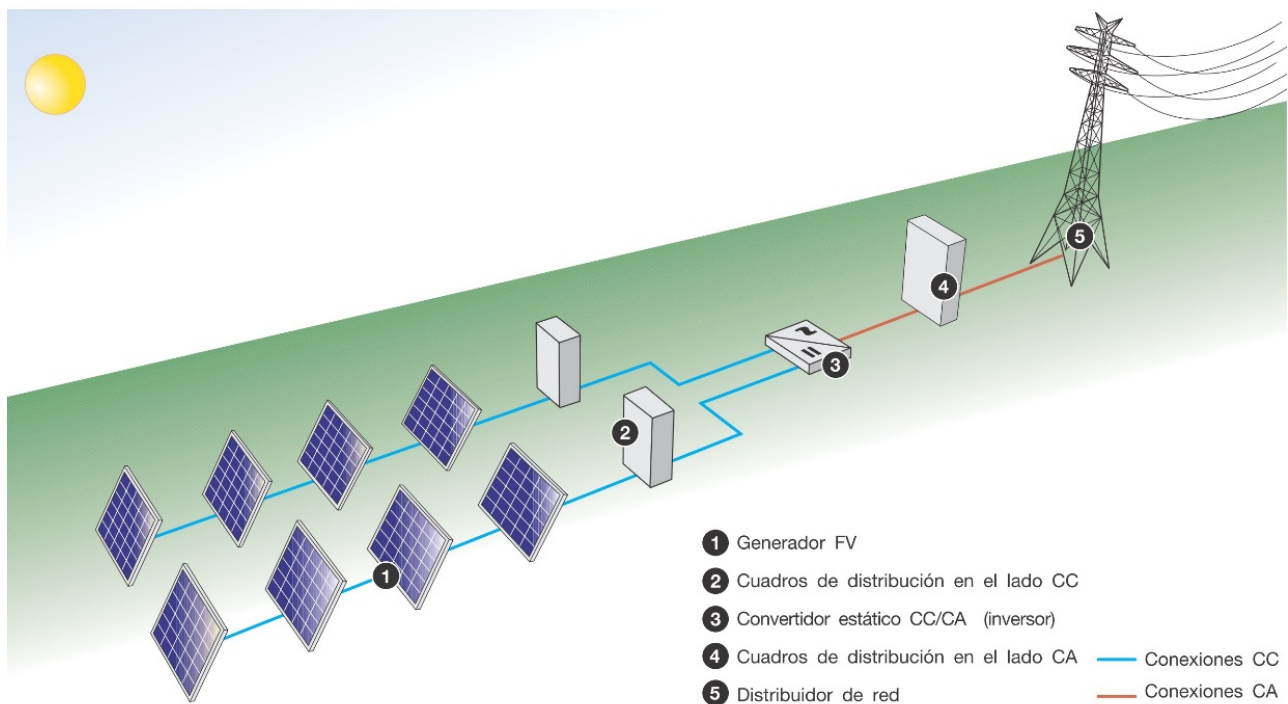


Ilustración 17. Instalación fotovoltaica conectada a la red.

Fuente: <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/09/30/instalaciones-fotovoltaicas-conectadas-a-la-red-electrica/>

## 4.4. Previsión de generación de residuos.

Para garantizar el éxito en el reciclaje de paneles fotovoltaicos, dentro de 10 o 20 años, cuando el volumen de paneles en desuso comience a ser significativo, es de vital importancia que todo lo que rodea al sector del reciclaje de módulos fotovoltaicos se desarrolle con antelación, con el fin de realizar una gestión eficiente de los residuos generados.

En cuanto al reciclaje, no sólo debemos tener en cuenta aquellos paneles que lleguen al final de su vida útil (30 años aproximadamente), sino también aquellos módulos que han de ser remplazados por la detección de problemas o fallos, o que hayan sufrido algún daño durante su transporte o instalación. Según un artículo de Concha Raso en el Economista [11], IRENA [12] prevé 8 millones de toneladas de residuos de paneles fotovoltaicos para el año 2030, una cantidad pequeña si se compara con los 78 millones de toneladas estimados para 2050. En cuanto a la potencia solar fotovoltaica instalada, ésta será de 1.630 GW para 2030 y de 4.500 GW para 2050, siendo esta última 17 veces superior a la actual. En el capítulo 6 se tratan con mayor detalle otro tipo de previsiones en cuanto a generación de residuos, valorización de elementos, costes derivados de vertidos o beneficios económicos como consecuencia del tratamiento de los paneles.

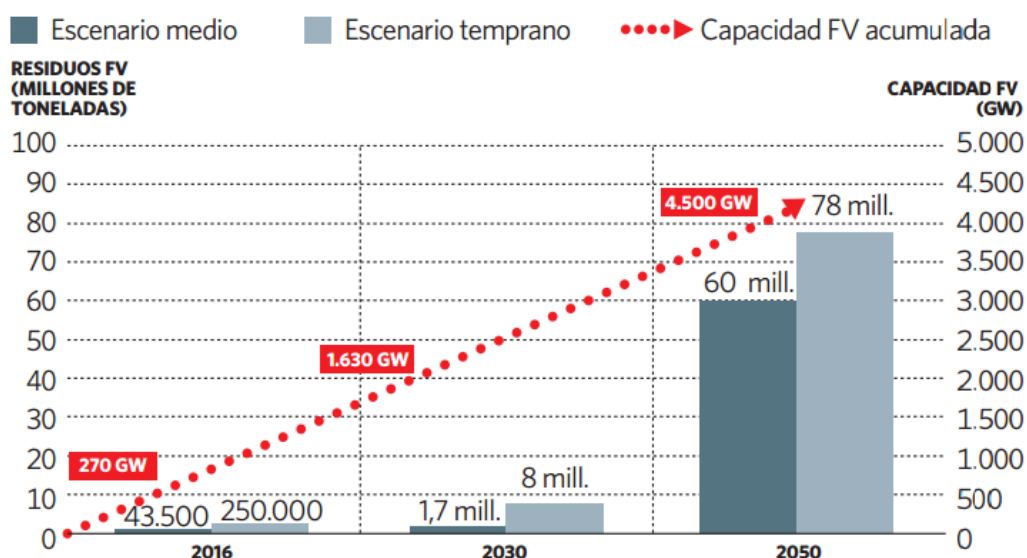


Gráfico 5. Previsión de residuos de paneles FV a nivel mundial (2016-2050).

Fuente: Raso, 2016 [11]

Actualmente, la Unión Europea es la única que dispone de un marco legal (Directiva 2012/19/UE) para el tratamiento de residuos de módulos fotovoltaicos, en el cual se considera los módulos fotovoltaicos como residuos de carácter electrónico que deben ser tratados y almacenados de forma específica para su correcto reciclaje. Además, establece que la recogida, transporte y tratamiento de los paneles en desuso se realice siguiendo una metodología específica. Esta normativa se implementó en España mediante el Real Decreto 110/2015, que se explicará con más detalle en el siguiente capítulo.

## Capítulo 2. Marco normativo y política de residuos.

### 1. Directiva 2012/19/UE (WEEE Directive).

La Unión Europea, mediante la Directiva 2002/96/CE (Waste Electrical and Electronic Equipment) que entró en vigor el 14 de febrero de 2003, estableció una normativa específica para residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE) y fue traspuesta al ordenamiento jurídico español a través del Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero. Su objetivo principal era regular el reciclado y el tratamiento de los dispositivos que habían llegado al final de su vida útil, y de los que por alguna circunstancia debían ser reemplazados. De esta manera, se pretendía, dentro de la Unión Europea, prevenir la generación de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, así como fomentar su reutilización, reciclado y otras formas de valorización. Esto supone, en un futuro próximo, una reducción en la cantidad de residuos generados, además de una mejora en la gestión medioambiental.

Posteriormente, en 2012 se aprobó la Directiva 2012/19/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, que sustituyó a la Directiva 2002/96/CE. Se estableció un plazo para que los Estados miembros de la Unión Europea la aplicaran a su marco regulatorio nacional, siendo Reino Unido, Bulgaria, Dinamarca, Luxemburgo, Holanda, Italia y Francia los primeros en hacerlo. Por su parte, en 2015 la incorporaron a su marco regulatorio nacional Alemania y España, en nuestro país a través del Real Decreto 110/2015.

Entre otras medidas, esta Directiva establece unos objetivos de recogida para los aparatos eléctricos y electrónicos (AEE) fuera de uso según el año a partir de la aplicación de la normativa. Por ejemplo, en 2016 se propuso recoger el 45% de los AEE introducidos en el mercado en los tres años precedentes. Asimismo, se propone recoger en 2019 un 65% de los AEE, o en su defecto, el 85% de los RAEE generados. También obliga a los fabricantes o productores a asumir los costes de gestión en relación a los residuos generados por los AEE. Esto supone una tasa adherida al precio a pagar por el consumidor a la hora de comprar el dispositivo, con motivo del reciclaje del mismo. Además, impone menos cargas administrativas con el fin de aclarar los requisitos necesarios, acelerar los registros de productores y disminuir los gastos derivados de los mismos.

## 2. Real Decreto 110/2015.

La Directiva RAEE2, como también se conoce al Real Decreto 110/2015 sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos [13], deroga el anterior Real Decreto 208/2005 e incorpora al ordenamiento jurídico español la Directiva 2012/19/UE que la Unión Europea aprobó en 2012. Entre sus cambios más relevantes respecto a las anteriores Directivas, podemos destacar la adopción de una regulación más específica que permita aumentar la seguridad jurídica y establezca las correspondientes obligaciones de las principales figuras que intervienen en el proceso como pueden ser los consumidores, productores, importadores, distribuidores y gestores, de manera que se garantice la unidad de mercado y los criterios de gestión.

Por otro lado, también integra una base de datos que permite acceder al cumplimiento de los objetivos, lo cual garantiza la trazabilidad del residuo y su adecuada gestión durante el tratamiento. Esto supone optimizar la gestión de los residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, además de aumentar la competitividad del sector de los fabricantes y de los gestores. Cabe destacar que también promueve la reutilización, de forma que estimula la creación de centros destinados a tal fin y la generación de empleo en el sector.

Los aparatos eléctricos y electrónicos están compuestos por numerosos componentes fabricados de diversos materiales que pueden incluir piezas metálicas, plásticas, componentes eléctricos y electrónicos, fluidos, etc. Básicamente se puede hacer una distinción entre metales féreos y no féreos, polímeros, vidrios, madera, caucho o el cartón entre otros materiales, variando la cantidad de cada uno según el dispositivo en cuestión.

No obstante, los AEE también pueden contener sustancias de cierta peligrosidad como son gases, aceites, cadmio, mercurio, plomo, arsénico, fósforo o compuestos como los clorofluorocarburos e hidrofurocarburos. Aunque estas sustancias permiten el funcionamiento del dispositivo, su emisión al medio natural puede provocar graves daños, o afectar al propio ser humano.

Por esta razón, tiene importancia cada una de las etapas de gestión de este tipo de residuos, es decir, su recogida, transporte, almacenamiento y tratamiento deben hacerse de forma separada, de manera que no se mezclen con otros flujos de residuos.

La normativa indica la necesidad de disponer de instalaciones adecuadas para el depósito y almacenamiento de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, implicando en la recogida de los mismos a los distribuidores y entidades locales. Por otra parte, en aplicación del principio de “quien contamina paga”, se obliga al fabricante a financiar la gestión de los residuos que proceden de sus aparatos. Esta medida pretende estimular el diseño y la reciclabilidad de los dispositivos, pues se espera que se presenten mejores soluciones a los diseños, facilitando así el desmontaje, reparación o reciclado, y, por tanto, abaratando la gestión de los residuos.

Añadir que existen otras obligaciones para las empresas o personas físicas que se dedican a la venta fabricación o importación de módulos fotovoltaicos en la Unión Europea, entre las que podemos destacar:

- Registrarse en los países de la Unión Europea donde sean considerados productores.
- Indicar, de forma periódica, la cantidad de paneles vendidos al registro nacional de RAEE.
- Notificar la composición del producto y el uso de sustancias potencialmente peligrosas.
- Explicar a sus clientes cómo deshacerse correctamente de los paneles.
- Etiquetar sus productos indicando que son AEE.



Ilustración 18. Símbolo para marcar AEE.

Fuente: Real Decreto 110/2015 [13].

En cuanto al reciclaje de paneles fotovoltaicos, es obligatorio en España desde la entrada en vigor del presente Real Decreto 110/2015, donde se consideran los paneles fotovoltaicos que hayan llegado al final de su vida útil como residuos de carácter electrónico, que deben ser tratados y almacenados de una forma específica para su correcto reciclaje. Además, establece que la recogida, transporte y el tratamiento los paneles se realice siguiendo una metodología específica.

Desde el 21 de febrero de 2015 hasta el 14 de agosto de 2018, se establece un período de transición donde el alcance del Real Decreto 110/2015 es similar al del anterior Real Decreto 208/2005. Aquí se establecen 10 categorías de AEE, añadiendo en la categoría de aparatos electrónicos de consumo (categoría 4), los módulos fotovoltaicos de silicio y los módulos fotovoltaicos de telurio de cadmio (CdTe). No obstante, a partir del 15 de agosto de 2018 se amplía el alcance de la aplicación del Real Decreto 110/2015, de manera que los paneles fotovoltaicos constituirán la séptima categoría, es decir, una categoría propia donde se diferenciarán los citados anteriormente, módulos de silicio y telurio de cadmio, y, además, se incluirán los paneles fotovoltaicos con una dimensión exterior superior a 50 centímetros. La razón de este cambio se debe a que los módulos fotovoltaicos presentan una mayor vida útil y características diferentes en comparación a otros AEE, de manera que se deben separar del resto para no alterar las cuotas y los objetivos de recogida.



Ilustración 19. Ámbito de aplicación del Real Decreto 110/2015.

Fuente: Ministerio de agricultura y pesca, alimentación y medio ambiente.

### 3. RoHS Directive 2011/65/EU.

La Directiva 2002/95/CE “RoHS” (Restriction of Hazardous Substances) de restricción de sustancias peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos, aprobada el 27 de enero de 2003 por el Parlamento Europeo y el Consejo en la Unión Europea, tiene como objetivos principales incrementar el nivel de protección para la salud humana y el medio ambiente, así como facilitar la correcta valorización y eliminación de los residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.

Para ello, esta Directiva limita el contenido de ciertas sustancias nocivas en la fabricación de los AEE, las cuales se corresponden con cuatro metales pesados y dos retardantes bromados, siendo estos últimos utilizados como aditivos (retardadores de fuego) en la producción de plásticos.

Metales pesados	Retardantes bromados
<b>Plomo (Pb)</b>	<b>Bifenilos polibromados (PBB)</b>
<b>Mercurio (Hg)</b>	<b>Éteres difenil polibromados (PBDE)</b>
<b>Cadmio (Cd)</b>	
<b>Cromo hexavalente</b>	

Tabla 4. Sustancias restringidas por la Directiva RoHS.

Fuente: Directiva 2011/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo.

El 8 de junio de 2011, esta Directiva sufrió ciertos cambios sustanciales y pasó a denominarse Directiva 2011/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, aunque también es conocida por “RoHS 2”. En España, la Directiva WEEE y la Directiva RoHS han sido transpuestas al Real Decreto 110/2015 (antiguo Real Decreto 208/2005) [14].



Ilustración 20. Diversos logotipos de la Directiva RoHS aplicados en AEE.

Fuente: Google Imágenes



En un principio, la Directiva RoHS se aplica a las siguientes categorías de productos:

- Grandes electrodomésticos
- Pequeños electrodomésticos
- Equipos de informática y telecomunicaciones
- Aparatos de consumo
- Dispositivos de alumbrado
- Herramientas eléctricas y electrónicas
- Juguetes, artículos deportivos y de ocio
- Productos sanitarios
- Instrumentos de vigilancia y control.
- Máquinas expendedoras
- Otros AEE no cubiertos por ninguna de las categorías anteriores.

No obstante, su alcance de aplicación aumentará a partir de las siguientes fechas para incluir los dispositivos que se relacionan:

- *22 de julio de 2017: Instrumentos de vigilancia y control industriales que estén cubiertos*
- *22 de julio de 2019: Aparatos eléctricos y electrónicos que se encontraban fuera del alcance de la Directiva RoHS original*

Aunque la Directiva RoHS no se aplica a los paneles fotovoltaicos, según lo dispuesto en el artículo 2 de la normativa:

*“La presente Directiva no se aplicará a los paneles fotovoltaicos previstos para ser utilizados en un sistema diseñado, ensamblado e instalado por profesionales para su uso permanente en un emplazamiento definido, destinados a la producción de energía solar para aplicaciones públicas, comerciales, industriales y residenciales (art. 2 Directiva RoHS)”*

Conviene tenerla en cuenta pues en un futuro sí puede tener aplicación en los mismos, ya que algunos módulos contienen cadmio y plomo, los cuales son metales altamente tóxicos.

#### 4. Norma ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006.

Ambas normas están relacionadas y tienen como objetivo establecer un marco normativo para la metodología del Análisis de Ciclo de Vida (ACV) de un determinado producto. ISO 14040:2006 define, de forma general, el objeto, alcance, análisis del inventario y la evaluación del impacto. Luego mediante un informe y revisión establece las limitaciones oportunas. A diferencia de la anterior, ISO 14044:2006 se enfoca a casos más concretos, estableciendo los requisitos y directrices específicas para llevar a cabo un Análisis del Ciclo de Vida.



Ilustración 21. Etapas del ciclo de vida de un producto.

Fuente: <https://www.ecointeligencia.com/2016/05/acv-marco-normativo/>

Estas normas también tienen aplicación en los módulos fotovoltaicos, pues mediante el ACV se pueden estimar los impactos ambientales que generan los módulos durante su ciclo de vida, que incluye la fabricación, uso, reutilización y reciclaje. Por tanto, es importante tenerlas presentes pues contribuyen a determinar la viabilidad de los módulos fotovoltaicos desde una perspectiva técnica, económica y ambiental.

## Capítulo 3. Análisis del ciclo de vida.

En relación al ciclo de vida de un módulo fotovoltaico, la metodología del ACV evalúa y cuantifica el impacto ambiental durante el transcurso de cada etapa de la vida del propio panel, es decir, en su fabricación, vida útil, reutilización y reciclaje. Se trata de un proceso estructurado en una serie de fases de trabajo relacionadas entre sí, que siguen las pautas de las ya mencionadas normas ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006. Estas proporcionan las guías generales para llevar a cabo un ACV, dividiéndose este en cuatro etapas independientes:

- Definición del objetivo y alcance.
- Análisis del Inventario del Ciclo de Vida (ICV).
- Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida (EICV).
- Resultados de la interpretación del Ciclo de Vida.

Durante la primera etapa se determina la unidad funcional y la frontera del sistema. En la segunda etapa, se descompone el ciclo de vida en etapas elementales donde se realiza el balance de energía y de materiales. Los impactos ambientales son evaluados en la tercera etapa, donde a través de un sistema de puntuación, se determina el impacto dentro de la categoría estudiada. También se puede emplear el método de normalización, donde es posible evaluar la relevancia o el impacto ambiental de los procesos y de los productos respecto a los valores de referencia como puede ser el impacto medio de un ciudadano europeo. Por último, en la cuarta etapa se discuten los resultados obtenidos en las fases anteriores. Añadir que no se deben confundir las etapas del ACV con las etapas del ciclo de vida de un panel fotovoltaico (gráfico 6) pues las primeras se encargan de analizar, en su conjunto, a las segundas.

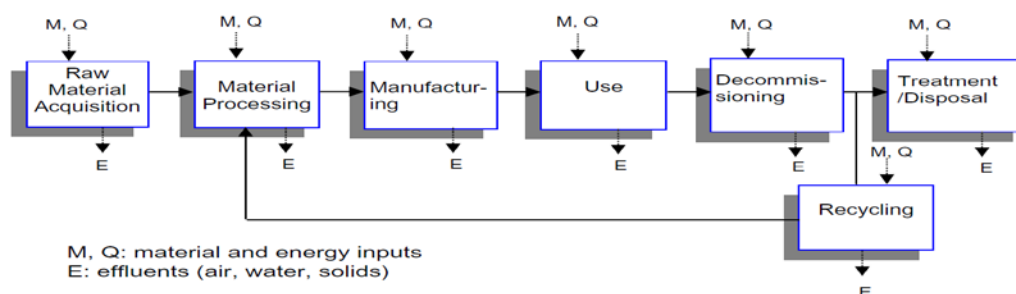


Gráfico 6. Etapas del ciclo de vida de un panel fotovoltaico.

Fuente: Fthenakis & Kim, 2011 [15]

## 1. Tiempo de amortización energética (EPBT)

El Tiempo de amortización energética (EPBT) se define como  $E_{\text{entrada}}/E_{\text{ahorrada}}$ , donde  $E_{\text{entrada}}$  es la energía utilizada durante la vida útil de módulo fotovoltaico, es decir, la requerida para su fabricación, instalación, operación y desmantelamiento; mientras que  $E_{\text{ahorrada}}$  es la energía que el módulo fotovoltaico es capaz de ahorrar como consecuencia de la generación de energía eléctrica por parte del mismo. Para obtener la magnitud en años,  $E_{\text{entrada}}$  se expresa en  $\frac{MJ}{m^2}$  y  $E_{\text{ahorrada}}$  en  $\frac{MJ}{m^2 \cdot \text{año}}$  [16].

Este tiempo depende, entre otras cosas, de la tecnología de células empleadas, del método de encapsulado, del tamaño del módulo y su eficiencia, del tipo de montaje, de la irradiación y finalmente de su aplicación, es decir, si se encuentra aislado o conectado a la red. El uso de esta magnitud pretende dar una idea del tiempo necesario para que los sistemas fotovoltaicos generen una cantidad de energía equivalente a la que fue utilizada en su momento para su producción.

En el gráfico 7 podemos observar unas estimaciones [17] sobre el EPBT de los tres principales tipos de módulos fotovoltaicos comerciales considerando un espesor de la oblea de 180 y 200 micras para mono-Si y mc-Si respectivamente. Cada componente del panel está representado por un bloque de diferente color donde su altura indica su respectivo EPBT. Sumando todos los bloques se obtiene el EPBT del panel fotovoltaico para las tecnologías mono-Si, mc-Si y CdTe. Los bloques “REC” hacen referencia a datos de la empresa REC Solar, la cual, aunque no representa el valor promedio de la industria fotovoltaica, sirve de ejemplo para un caso particular del proceso de obtención de silicio como materia prima.

En este caso, se consideró una instalación sobre tejado en zonas del sur de Europa (irradiación de 1.700 kWh/m<sup>2</sup> al año), y se obtuvo un EPBT de 1,7, 1,7 y 0,8 años para las tecnologías de mono-Si, mc-Si y CdTe, respectivamente. Como podemos observar, la tecnología CdTe reduce el EPBT a la mitad en comparación a la del silicio, lo cual da una idea de los buenos resultados que ofrecen los paneles de CdTe.

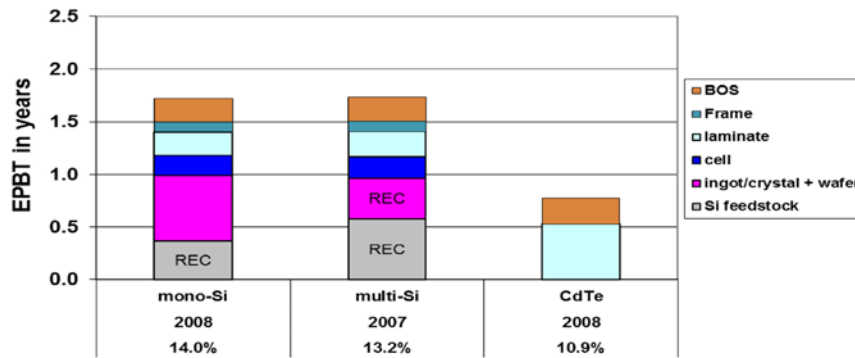


Gráfico 7. EPBT para las tecnologías fotovoltaicas más utilizadas.

Fuente: Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholte & Zhang, 2015 [17]

## 2. Emisiones de gases de efecto invernadero

Según Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten y Zhang [17], las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la fabricación de paneles fotovoltaicos son de 29 g CO<sub>2</sub>/kWh para la tecnología mono-Si, 28 g CO<sub>2</sub>/kWh para mc-Si y 18 g CO<sub>2</sub>/kWh para CdTe. Estas cifras reflejan una gran eficiencia y una reducción en el consumo de electricidad en las líneas de producción actuales.

Vemos que, para las tecnologías de silicio, el mayor impacto en emisiones de gases de efecto invernadero (GHG) procede del proceso de obtención de dicho material y la fabricación de las obleas, mientras que para la tecnología de CdTe, el mayor impacto proviene del proceso de laminado de los módulos.

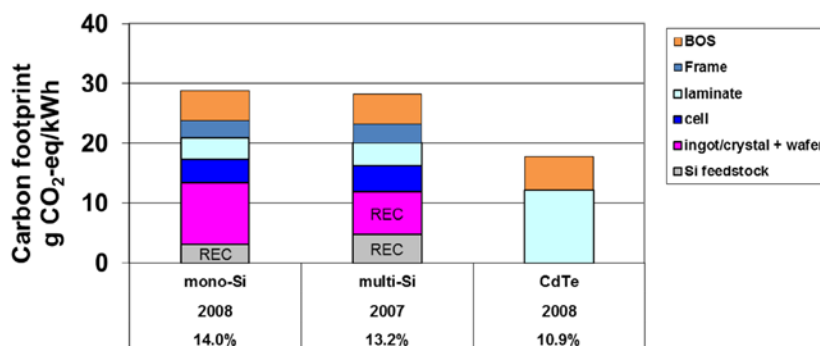


Gráfico 8. Emisiones de GHG para las tecnologías más utilizadas.

Fuente: Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten & Zhang, 2015 [17]

No obstante, hay que tener en cuenta que estos valores varían dependiendo de la zona de operación de los módulos, la cual ha sido en este caso el sur de Europa (irradiación de 1.700 kWh m<sup>2</sup> por año). Por ejemplo, suponiendo el funcionamiento de dichos paneles en el sudoeste de Estados Unidos (irradiación de 2.400 kWh m<sup>2</sup> por año), obtendríamos valores inferiores a los indicados con anterioridad, mientras que un punto de operación en el centro de Europa (irradiación de 1.100 kWh/m<sup>2</sup> por año) daría lugar a valores de emisiones más elevados.

### 3. Emisiones de contaminantes atmosféricos.

Algunos contaminantes atmosféricos como el SO<sub>2</sub> o el NO<sub>x</sub>, causantes de la lluvia ácida, son emitidos, en gran medida, por la quema de combustibles fósiles en las fases de producción de los paneles, correspondientes al ciclo de vida del mismo. A continuación, podemos observar los perfiles de emisión de dichos contaminantes, de los cuales se puede deducir que la mayor parte de las emisiones proceden de la elaboración del módulo, y no de elementos externos como el cableado, las baterías, o el propio marco de encaje.

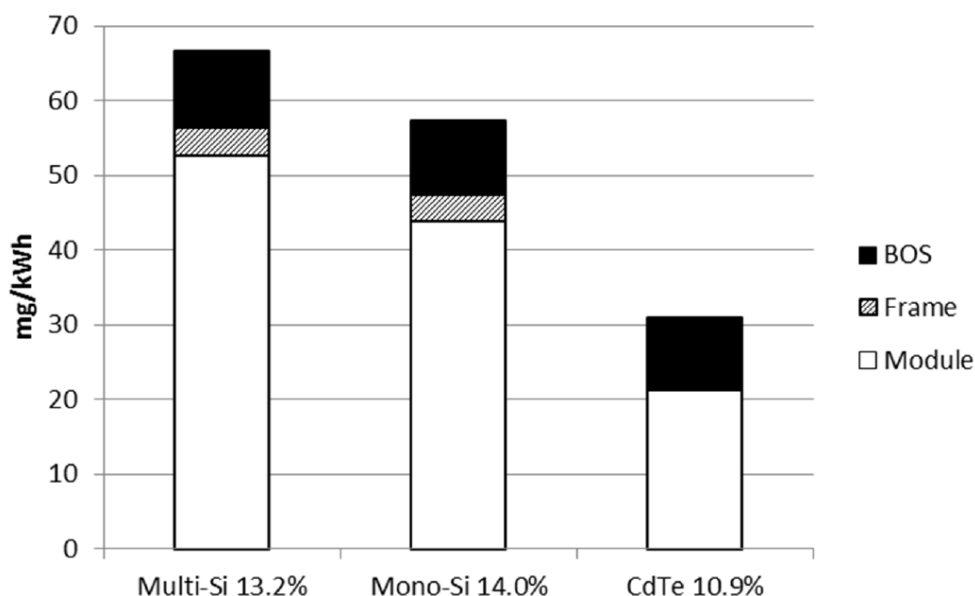


Gráfico 9. Emisiones de NO<sub>x</sub> durante el ciclo de vida de los paneles.

Fuente: Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten & Zhang, 2015 [17]

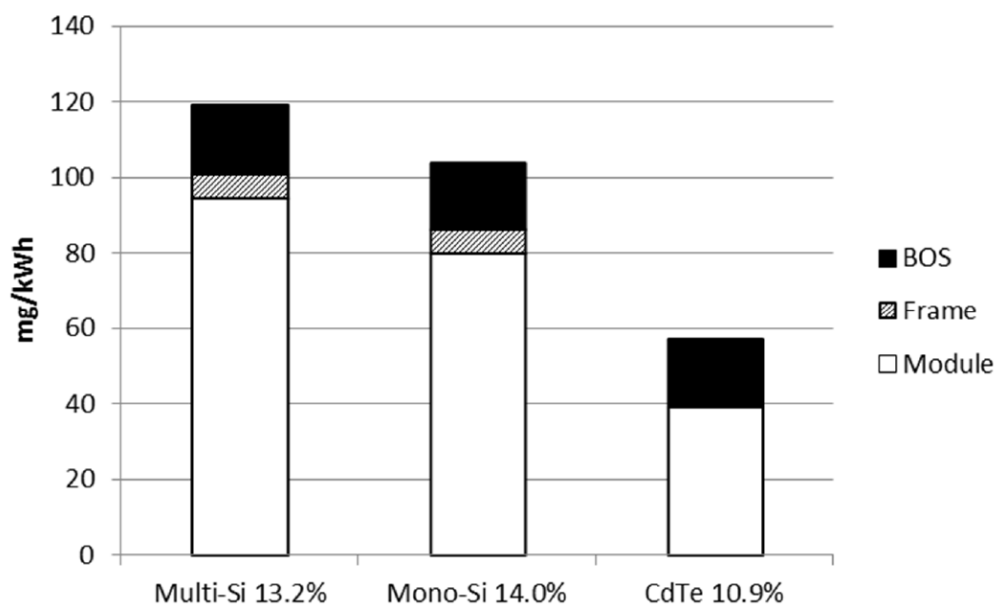


Gráfico 10. Emisiones de SO<sub>2</sub> durante el ciclo de vida de los paneles.

Fuente: Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten & Zhang, 2015 [17]

## 4. Emisiones de metales pesados.

Además de las mencionadas en el apartado anterior, también deben considerarse las emisiones de metales pesados, tanto las procedentes del proceso de fabricación de los componentes del módulo (emisiones directas), como las que proceden de la generación de energía para llevar a cabo dichas etapas (emisiones indirectas). Las primeras derivan principalmente de la tecnología de CdTe, mientras que las segundas son generales para cualquier tecnología de células, ya que todas requieren de un proceso de generación de energía para su fabricación.

### 4.1. Emisiones directas

Las emisiones directas tienen lugar, en un principio, durante la extracción y procesamiento de los elementos iniciales, y posteriormente, durante la aplicación de los mismos en la fabricación de los módulos fotovoltaicos.

En el caso de la tecnología de CdTe, el cadmio se obtiene de las emisiones y del flujo de residuos procedentes de la producción de zinc y plomo. En un principio, se logra una pureza del 99,5% mediante una recuperación electrolítica de zinc, la cual, a través de un proceso de oxidación y lixiviado posterior da lugar a una nueva solución electrolítica.

A esta, le sigue un proceso de precipitación por medio de electrólisis (electroobtención) donde la mayoría de impurezas son separadas y se obtiene un cadmio del 99,99% de pureza. Finalmente, éste se purifica por destilación a vacío al nivel requerido para su uso en la fabricación de módulos de CdTe.

Las emisiones generadas durante las fases descritas con anterioridad suman un total de 0,02 g Cd/GWh, lo cual revela el bajo impacto ambiental de la tecnología CdTe. Una vez el módulo entra en operación, las emisiones de cadmio durante el ciclo de vida del panel son despreciables, siendo la única vía de emisión posible el incendio del propio dispositivo. En caso de que tenga lugar dicho acontecimiento, y suponiendo un correcto encapsulamiento de las células de CdTe, únicamente se liberarían cantidades del orden del 0,4-0,6% del cadmio presente en el panel [17] [15].

## **4.2. Emisiones indirectas.**

Las emisiones indirectas están relacionadas con la producción de la energía requerida para llevar a cabo los procesos de fabricación de paneles fotovoltaicos. Por lo general, se genera cadmio como consecuencia del uso del carbón, petróleo, gas natural o combustibles nucleares para la generación de electricidad, pues es un elemento presente en dichos combustibles.

Se estiman entre 2 y 7 g Cd/GWh vertidos a la atmósfera como consecuencia de la quema de carbón para generar energía eléctrica, así como 140 g Cd/ GWh recogidos en forma de polvo por medio de calderas, precipitadores electrostáticos u otros sistemas de filtración. Según las estimaciones, una planta de generación eléctrica en la cual se use carbón como combustible, emite 1000 toneladas de CO<sub>2</sub>, 8 toneladas de SO<sub>2</sub>, 3 toneladas de NO<sub>x</sub>, y 0,4 toneladas de partículas por cada GWh generado.



En el caso de utilizar petróleo como combustible, las emisiones de cadmio suelen ser entre 12 y 14 veces más elevadas en relación a las plantas de generación con carbón, pues a pesar de que el petróleo contiene mucho menos cadmio que el carbón, sus centrales no disponen, generalmente, de equipos de control para las emisiones de partículas. Considerando el suministro por parte de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) a la producción de módulos de CdTe, las emisiones indirectas procedentes del uso de energía eléctrica son, por lo general, mayores que las directas, siendo en el caso de los módulos de CdTe del orden de 0,2 g Cd/GWh para las indirectas, frente a 0,02 g Cd/GWh para las directas [17] [15].

## 5. Resultados obtenidos en estudios científicos.

Según un estudio realizado por Gerbinet, Belboom y Léonard [18], se compararon una serie de módulos fotovoltaicos de silicio mediante metodologías de análisis como pueden ser Eco-Indicator99, CML, EPS 2000 o ReCiPe. En el primer caso, se comparan unos módulos instalados en el techo de la Universidad de Michigan, unos estaban compuestos de silicio policristalino (mc-Si) con eficiencia del 13% y otros de silicio amorfo (a-Si) con una eficiencia del 6,3%. Se obtuvo un tiempo de amortización energético (EPBT) de 7,4 años para los módulos de mc-Si, frente a 3,15 años para los a-Si. Por su parte, las emisiones fueron inferiores en módulos de a-Si (34,3 g CO<sub>2</sub>/kWh) frente a módulos de mc-Si (72,4 g CO<sub>2</sub>/kWh).

Otro experimento tuvo lugar en España [19], donde se realizó el ACV para una instalación de 200 kWp formada por paneles fotovoltaicos de mc-Si, incluyendo desde el período de extracción de la materia prima hasta la generación de electricidad. Basándose en una producción de 1 kWh de energía eléctrica, el EPBT se sitúa entre 3,5 y 5 años, dependiendo de la irradiación que obtenga el panel. En el caso del CO<sub>2</sub> PBT (PayBack Time), este varía entre 3,49 y 4,6 años para un mismo panel fotovoltaico colocado en diferentes lugares de nuestro país y dotado de un sistema de seguimiento solar. Este sistema permite la orientación automática de los módulos pudiendo obtener hasta un 30% más de irradiación. En estos casos, el EPBT de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red es siempre inferior a 5 años.

Se demuestra en este estudio [19] un caso particular para los paneles fotovoltaicos instalados en fachadas, donde el EPBT es inferior a 1 año en caso de que las obleas de silicio provengan directamente del flujo de residuos. Por el contrario, en el caso de producir las obleas desde cero y no aprovechar los residuos de mono-Si, el EPBT se eleva a 3,8 años.

Otra prueba realizada en China [20], estimó el coste relacionado a las emisiones de partículas, GHG, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, donde se obtuvo un beneficio de 0,135 €/kW por generación energética mediante paneles fotovoltaicos. Esto repercutirá en igualar el coste de generación por tecnología fotovoltaica con el de la generación por combustión de carbón para el año 2023, o como muy tarde para el año 2030.

En cuanto a los residuos generados por los módulos, se demuestra que, ante la posibilidad de enterrarlos en un vertedero o reciclarlos, es la segunda opción la que presenta un menor efecto en la producción de partículas con posibles efectos cancerígenos y de alto riesgo para la salud, mientras que en la primera opción se produce un menor agotamiento de los combustibles fósiles. En el caso de enterrar los residuos, el EPBT es inferior a 1 año y en caso de reciclarlos es de 3,8 años, mientras que el potencial de calentamiento global (GWP), calculado por la metodología del IPCC GWP100a es, respectivamente, de 10,2 y 60,5 g de CO<sub>2</sub>/kWh.

Se estudiaron, además, las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG) durante la producción de módulos de silicio policristalino, donde se observó que las emisiones indirectas (relacionadas al consumo eléctrico necesario para la fabricación) son las que generan un mayor impacto. Durante el proceso de producción de paneles, el hecho de utilizar electricidad procedente de generación fotovoltaica, supone una reducción del impacto ambiental de al menos un 25% en comparación a utilizar la red eléctrica convencional, quedando claro que cuanto mayor sea el número de módulos fotovoltaicos instalados, menores serán las emisiones de GHG.

En la tabla 5 se muestran los resultados obtenidos en el análisis del ciclo de vida de paneles fotovoltaicos de silicio por parte de los estudios descritos anteriormente. En general, se puede resumir que el EPBT de un módulo fotovoltaico es siempre menor a su tiempo de vida útil, mientras que los valores promedio de GWP son siempre inferiores a 150 g de CO<sub>2</sub>/kWh. Esto demuestra que, en líneas del ámbito energético, la energía solar fotovoltaica es respetuosa con el medio ambiente.

Panel type	PV system	Country	Modules efficiency	FU	Boundaries	Methodology	Mains results
Poly.	Roof-mounted	Spain		1 kW h	Production (BOS), installation and use	EPBT	EPBT 3.5–5 years
Poly. and amorphous	Roof-mounted	US	From 6.3 to 13%	1 kW h	Production (BOS) and use	EPBT CO <sub>2</sub>	EPBT: 3.15–7.4 year CO <sub>2</sub> : 34.2–72.4 g/kW h
Poly.	Roof-mounted	Severals locations (EU, Austria, US)	16%	0.65 m <sup>2</sup> panel	Production and use	EPBT CO <sub>2</sub>	EPBT 3.5–7 year CO <sub>2</sub> : 50–800 g/kW h
Crystalline	Tracking system	South Europe and North Africa	12.4%	1 kWp	Production (BOS) and use	EPBT	EPBT < 5 year
Mono.	Facade-integrated	US		1 kW h	Production (BOS) and use	EPBT IPCC (GWP)	EPBT=3.8 year GWP=10.2 g/kWh
Poly. and mono.	Roof and façade	Switzerland	From 13.2 to 14.8%	3 kWp	Production (BOS) and use	Eco-Indicator 99 EPBT	EPBT=3–6 year GWP=136–100 g/kW h
Poly.	Ground-mounted	Italy	14.4%	1 kWp	Production (BOS) to EoL	Eco-Indicator 99	CO <sub>2</sub> (with Eco-Indicator):8.74 g/kW h
Poly.	Tracking system	Spain	13.1%	1 kW h	Production (BOS) to EoL	IPCC 2007 (GWP) EPBT Eco-Indicator 99	EPBT=1.45–1.5 years
Mono.	Building Integrated Concentrated	Spain			Production	Eco-Indicator 99 (Norm) EPS 2000 (Norm)	
Poly.	Roof-mounted	Netherlands		1 kW h	Production (BOS) to EoL	Eco-Indicator 99 (Norm)	
Poly.	Ground-mounted	Germany	12.5%	1 kW h	Production (BOS) and use	Eco-Indicator 99	GWP=0.063 kg/kW h
Mono.	Tracking system	Italy	13.8%	1 MW h	Production and use	Eco-Indicator 99	EPBT= 5.5 years GWP=44.7 g/kW h.
Poly. and mono.	Roof-mounted	South-European locations	From 11.5 to 14%	1 kWp	Production and use	CML 2000	EPBT: 1.7–2.7 year CO <sub>2</sub> : 30–45 g/kW h
Crystalline			15%	1 kW h	Production	EPBT CO <sub>2</sub> CML 2000 (Norm)	Direct CO <sub>2</sub> emissions < indirect
Amorphous/nanocrystalline	Roof-integrated	Netherlands	10%	1 kW h	Production (BOS) and use	ReCiPe EPBT	EPBT=2.3 year

Tabla 5. Resultados obtenidos en el ACV de paneles fotovoltaicos de silicio.

Fuente: Gerbinet, Belboom & Léonard, 2014 [18]

En lo que respecta a los módulos de película delgada, se realizó el ACV de un módulo de CdTe con una eficiencia del 9%, donde se obtuvo un EPBT de 1,2 años y unas emisiones de gases de efecto invernadero de 23,6 g CO<sub>2</sub>/kWh [21]. También se estudiaron sistemas de concentración en base a esta tecnología, formados por paneles de GaInP/GaInAs/Ge que, con una eficiencia del 37% (una de las más elevadas), presentaban un EPBT inferior a 1 año, teniendo lugar la mayor demanda energética de los mismos durante su producción (88,3%) [22].

Por otra parte, se determinó la posibilidad de reducir el silano (SiH<sub>4</sub>) empleado en la fabricación de células de película delgada de silicio (a-Si). Para ello, se utiliza un procedimiento de reciclaje que reduce dicho componente desde un 85% hasta un 17%, reduciendo, además, el consumo de energía necesario para la producción (desde 1.146 MJ hasta 409 MJ) así como el GWP (desde 61,3 kg CO<sub>2</sub> iniciales hasta 22 kg CO<sub>2</sub>).

Finalmente, consultamos otro estudio realizado por Wong, Royapoor & Chan [23], que comparó las diferencias entre las tecnologías de células más utilizadas hoy en día: mono-Si y mc-Si. Observaron que, aunque los requerimientos han disminuido a lo largo de los últimos años, los paneles de silicio monocristalino siguen requiriendo una mayor cantidad de energía durante el proceso de fabricación del módulo en comparación a los de mc-Si. No obstante, una vez en funcionamiento, su eficiencia es mayor.

En cuanto al EPBT, los paneles policristalinos presentan cierta ventaja pues su amortización se sitúa en 2,33 años, frente a los 3,52 años de los paneles monocristalinos, y sus emisiones de GHG (41,2 g CO<sub>2</sub>-eq./kWh) son 4 veces inferiores a las emisiones procedentes de la tecnología monocristalina (171,2 g CO<sub>2</sub>-eq./kWh). En la tabla 6 se muestran los resultados obtenidos en dicho estudio.

Attributes	Sc-Si	Mc-Si
Efficiency <sup>a</sup>	15.84%	14.11%
EPBT (years) <sup>a</sup>	3.52	2.33
Processes	Siemens and Czochralski	Siemens
Si wafer production's electrical energy consumption relative to the total embodied energy requirement	56	52
Embodied energy requirement <sup>a</sup>	3532 MJ/m <sup>2</sup>	2876 MJ/m <sup>2</sup>
GHG emission (g CO <sub>2</sub> -eq./kWh) <sup>a</sup>	171.2	41.2
Silicon wafer thickness (μm)	155	200
Shape of wafer	Rounder thus inducing more waste space	Square thus inducing less waste space

Tabla 6. Resultados obtenidos en el ACV de módulos mono-Si y mc-Si.

Fuente: Wong, Royapoor & Chan, 2016 [23]

También se ha hecho hincapié en reducir el grosor de la oblea de silicio utilizadas en los paneles, lo cual ayuda a disminuir el coste derivado de la utilización del silicio de alto grado de pureza. Según este estudio [23], los espesores de la oblea se han reducido desde 300 μm hasta 200 μm, por lo cual, se debe añadir a la lámina posterior del panel un recubrimiento reflectante que permita aumentar la captura de fotones procedentes de la radiación solar.

Esto se debe a que el uso de una oblea más delgada repercute en una menor absorción de radiación, por lo tanto, hay que compensar de algún modo para mantener la eficiencia de dicha tecnología. Para los modelos actuales híbridos, mono-Si y mc-Si, se consideran unos espesores de 130, 155 y 200  $\mu\text{m}$ , respectivamente.

Por otra parte, existe la idea de unificar ambas tecnologías aprovechando la alta eficiencia de los paneles mono-Si y los bajos requerimientos energéticos de los mc-Si, creando así un modelo híbrido de silicio cristalino. Dado que las técnicas actuales del proceso de obtención de la oblea de silicio dan lugar a una serie de residuos, otra ventaja de utilizar este sistema híbrido sería la reducción dichos residuos, así como un mejor aprovechamiento de los mismos.

Por lo general, las principales ideas que se deducen a partir de los ACV realizados en paneles son:

- La mayoría de estudios demuestran que los módulos de película delgada de CdTe, en comparación a los basados en silicio, presentan mejores resultados en cuanto a EPBT, emisiones de GHG y un menor consumo de energía.
- En términos generales a nivel mundial, factores como el EPBT está entre 1,6 y 4,7 años para módulos fotovoltaicos instalados en el tejado de los edificios, y entre 2,7 y 4,7 años para los dispuestos en fachadas. El ERF (Energy Return Factor), que es el concepto inverso al EPBT, es decir, el número de veces que el sistema devuelve la energía utilizada para su producción a lo largo de su vida útil, se sitúa entre 8 y 17,9 veces para módulos dispuestos en tejado, y entre 5,4 y 10,1 veces para los dispuestos en fachadas. Por su parte, la reducción de emisiones es, en el mejor de los casos, 40 toneladas de  $\text{CO}_2/\text{kWp}$  para módulos en tejado y 23 toneladas de  $\text{CO}_2/\text{kWp}$  para los dispuestos en fachada.
- Aunque la energía solar fotovoltaica presenta importantes ventajas frente a fuentes de energía convencionales, la generación eólica le supera en términos de ahorro de combustibles fósiles y en una menor producción de partículas inorgánicas.
- A la hora de realizar el análisis del ciclo de vida, tiene relativa importancia en los resultados el BOS “Balance of System”, que comprende todos aquellos componentes que forman un sistema fotovoltaico a excepción del propio módulo, es decir, el cableado, los

interruptores, las baterías, el inversor, o el propio sistema de montaje, entre otros elementos. Factores como el tipo de conexión, el voltaje de operación, la degradación del módulo o la propia eficiencia del mismo pueden tener cierta influencia en los resultados del ACV.

➤ Los módulos de silicio son los más estudiados debido a ser, actualmente, los más utilizados en aplicaciones comerciales. En cuanto a los paneles de película delgada, los de CdTe obtienen mejores resultados en términos de EPBT y GWP que los basados en la tecnología del silicio. No obstante, faltan estudios que determinen, aún más, los resultados que ofrece esta tecnología, dada su reciente aplicación en comparación a la del silicio.

➤ Por otra parte, los estudios realizados ponen de relieve la importancia de definir los límites de operación del sistema fotovoltaico a tratar, pues en el caso de operar en una zona de alta irradiación, siempre se obtendrán mejores resultados referentes al ACV que en paneles instalados en zonas de menor irradiación.

➤ La mayor parte del consumo de energía y del impacto ambiental del módulo tienen lugar durante su proceso de fabricación. El uso de sustancias tóxicas, utilizadas en la fabricación de los paneles, supone el mayor riesgo de contaminación generado por los mismos. No obstante, una vez entren en funcionamiento, se produce una importante reducción en el consumo de combustibles fósiles, como el petróleo, el carbón o el gas natural.

Es evidente que el ACV constituye una herramienta útil para estimar el impacto ambiental de los paneles fotovoltaicos a lo largo de su ciclo de vida. Entre otras cosas, ayuda a reducir el consumo de energía durante la producción de módulos y nos da una idea de la eficiencia de las células instaladas en los mismos, así como otros datos relativos al reciclaje. Además, ayuda a diferenciar las ventajas de la generación de energía por medio de tecnología fotovoltaica frente a otros medios convencionales.

## 6. Optimización del ciclo de vida de un panel de silicio.

En el estudio realizado por Ra Kim, Goldsmidt, Pampena, Marcos y Martínez [24], se investigó el impacto generado en el ciclo de vida de un panel fotovoltaico, mediante la reutilización del vidrio y aluminio procedentes de un panel en desuso (modelo Siemens M60S) en la fabricación de un nuevo módulo.

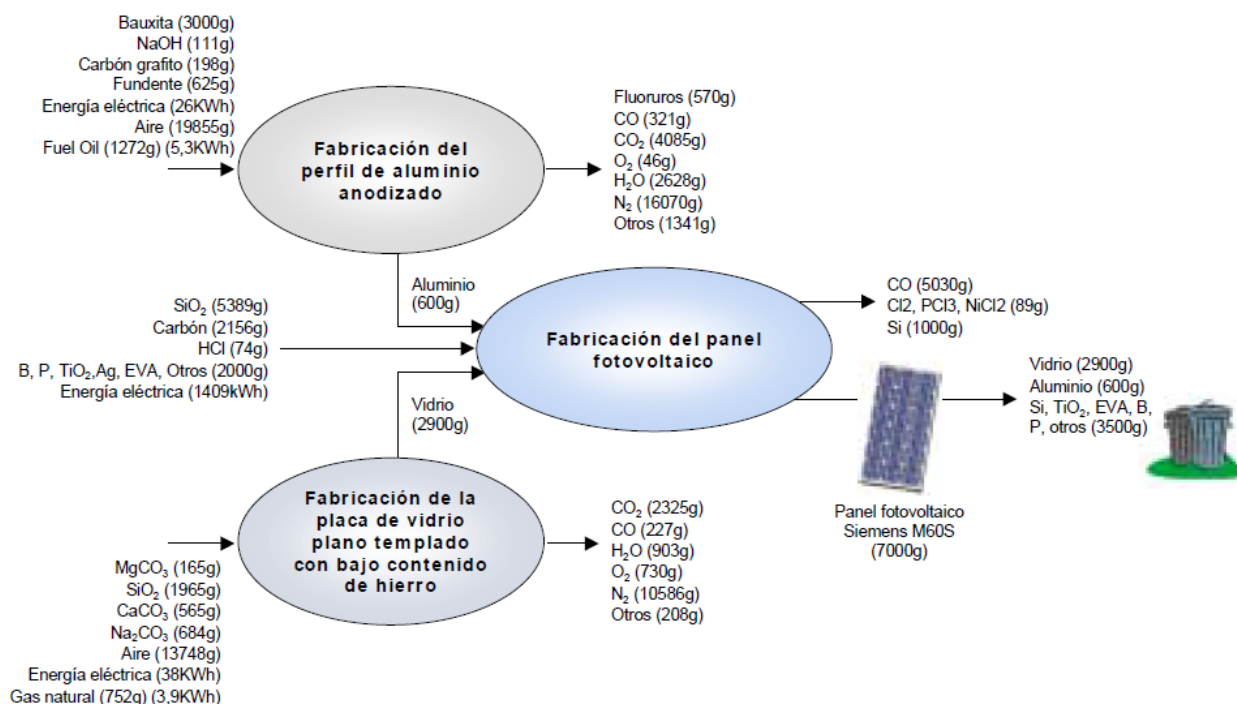


Gráfico 11. Ciclo de vida de un panel fotovoltaico.

Fuente: Ra Kim, Goldsmidt, Pampena, Marcos & Martínez, 2000 [24]

Entre los principales cambios, podemos observar una menor cantidad de residuos que se destinan al vertedero. En el gráfico 11 vemos que, para un módulo de 7 kg, se obtienen 2.900 g de vidrio y 600 g de aluminio que se destinan directamente al vertedero. El hecho de reutilizar estos elementos, 2.320 g de vidrio y 600 g de aluminio, supone una reducción de las materias primas empleadas para la fabricación del módulo, tal y como vemos en el gráfico 12.

Añadir que no todo el vidrio puede ser reciclado, pues la reutilización de una cantidad superior al 85% del vidrio obtenido puede derivar en un aumento de la fragilidad del mismo [24].

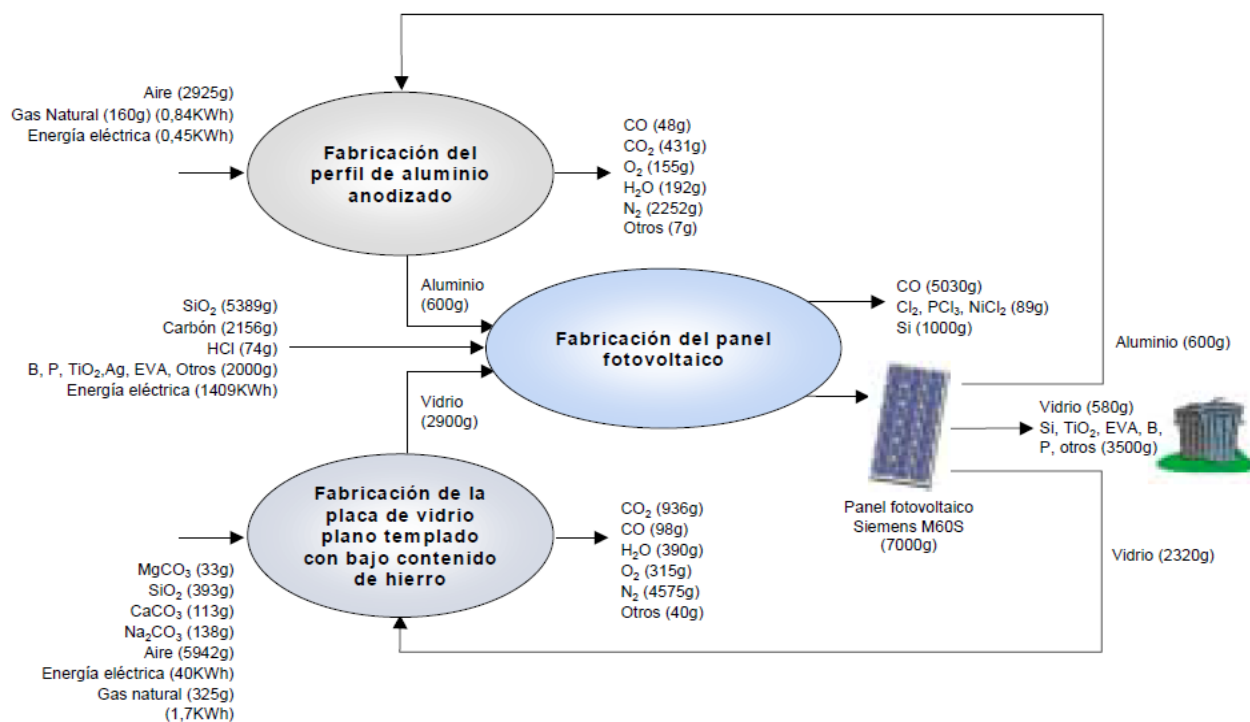


Gráfico 12. Optimización del ciclo de vida de un panel fotovoltaico.

Fuente: Ra Kim, Goldsmidt, Pampeña, Marcos & Martínez, 2000 [24]

A simple vista, observamos una reducción en los elementos necesarios para la fabricación del perfil de aluminio anodizado y del vidrio plano templado, así como una reducción en los contaminantes generados durante el proceso de producción de los mismos. Por ejemplo, para el caso del vidrio templado, el proceso sin optimizar requiere 165 g MgCO<sub>3</sub>, 1.965 g SiO<sub>2</sub> o 565 g CaCO<sub>3</sub>, entre otros elementos. En el caso de optimizar el proceso, se requerirían 33 g MgCO<sub>3</sub>, 393 g SiO<sub>2</sub> o 113 g CaCO<sub>3</sub> para la producción de un módulo de similares características.

En cuanto a las emisiones, se observa una reducción del 60% de CO<sub>2</sub> y del 57% de CO, H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>. No obstante, en el ciclo optimizado también se aprecia un ligero aumento (2 kWh) de la energía eléctrica necesaria para la fabricación de dicha placa de vidrio. En el caso del perfil de aluminio anodizado, vemos un considerable ahorro en energía eléctrica, que según los datos es de 26 kWh en el proceso sin optimizar frente a 0,45 kWh en el proceso optimizado, lo que supone un ahorro del 98%. Por último, también se observa una reducción del 85% de CO, 89% de CO<sub>2</sub>, 93% de H<sub>2</sub>O y 86 % de N<sub>2</sub>.



## Capítulo 4. Gestión y tratamiento de los paneles.

### 1. Gestión de paneles fotovoltaicos fuera de uso.

Después de realizar la inversión económica que permita implantar una instalación fotovoltaica, esta puede operar un promedio de 25 años tras su puesta en marcha. A este factor se añade un mantenimiento mínimo que le permite ofrecer unos costes de funcionamiento relativamente inferiores al resto de energías convencionales. Una vez los módulos lleguen al final de su vida útil o deban ser reemplazados con anterioridad, deben ser gestionados por algún gestor especializado. Actualmente, PV CYCLE en la Unión Europea y Recyclia en España, son las entidades que, sin ánimo de lucro y en mayor medida, trabajan en las operaciones de recogida y reciclaje de módulos fotovoltaicos. A continuación, se detalla con más profundidad las actividades que llevan a cabo estas entidades.

#### 1.1. Gestión en la Unión Europea.

PV CYCLE fue fundada en 2007 y constituye una asociación que, sin ánimo de lucro y financiada por fabricantes e importadores de paneles solares, tiene como objetivo la recogida y reciclaje de paneles fotovoltaicos que han llegado al final de su vida útil. Actualmente, es el principal servicio de recogida en Europa abarcando el 90% del mercado.



Ilustración 22. Logo de PV CYCLE.

Fuente: <http://www.pvcycle.org/es/>



Ilustración 23. Puntos de operación de PV CYCLE.

Fuente: <http://www.pvcycle.org>

PV CYCLE dispone de dos tipos de servicios dependiendo de las cantidades de módulos que deban tratarse [25]:

- Pequeñas cantidades: Se establecen distintos puntos de recogida mediante contenedores situados en los propios comercios de paneles fotovoltaicos o gestores autorizados.
- Grandes cantidades: En caso de que la cantidad a recoger supere los 40 paneles, se ofrece un servicio especial de recogida y adaptado a la situación.

Dentro de la Unión Europea, PV CYCLE recoge cualquier tecnología de panel disponible en el mercado de forma gratuita, haciéndose cargo del desmantelamiento, sustitución o renovación de los paneles que hayan sufrido algún percance durante su transporte, montaje o en aquellos casos asegurados por la garantía.

Tras la recogida, los módulos se envían a plantas de tratamiento para su correcto reciclaje, donde los materiales valorizables se emplean en la fabricación de nuevos módulos, o se destinan a la venta para otro tipo de industrias donde puedan servir como materia prima.



*Ilustración 24. Deposición de un panel fotovoltaico en un contenedor.*

Fuente: <https://mmta.co.uk/2016/06/30/photovoltaic-recycling/>

En el gráfico 13 se observan las toneladas de residuos de paneles gestionadas por PV CYCLE entre el período 2010-2016. Vemos que Alemania es el principal gestor para una cantidad de 13.409 toneladas, con un 57,2% del total. Le siguen Italia (15%), España (7,6%) y en menor medida países como Francia, Polonia, Bélgica o Reino Unido, entre otros.

## Treated waste tonnes

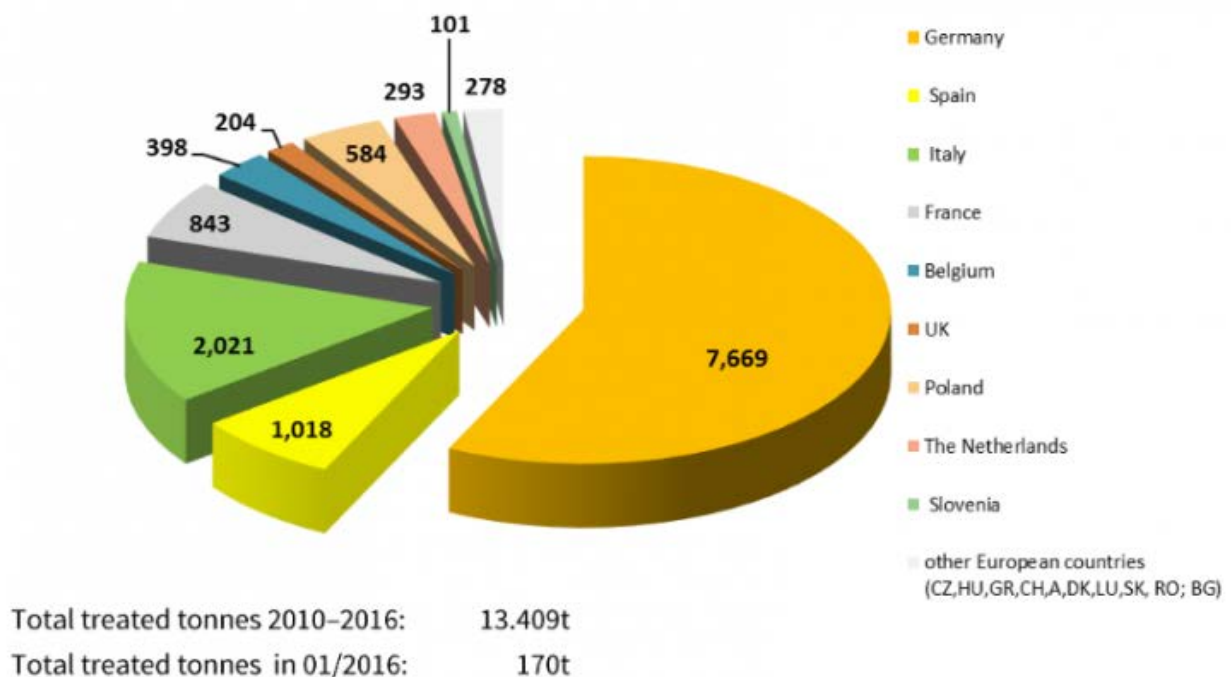


Gráfico 13. Toneladas de residuos gestionados por PV CYCLE entre 2010-2016.

Fuente: <https://www.pv-tech.org/news/pv-cycle-achieves-record-96-recycle-rate-for-silicon-based-pv-modules>

## 1.2. Gestión en España.

En nuestro país, Recyclia constituye la mayor plataforma medioambiental de recogida selectiva y gestión de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, disponiendo para ello de una serie de fundaciones medioambientales, también denominados SIG (Sistemas Integrados de Gestión), que le permite dar cobertura a todas las categorías de residuos incluidos en la normativa RD 110/2015. Estas fundaciones son:

- Ecopilas: Se encargan de la gestión y reciclaje de pilas y baterías.
- Ecofimática: Recicla equipos ofimáticos (impresoras, faxes y fotocopiadoras)
- Ecoasimelec - Tragamóvil: Para los residuos de aparatos de telefonía y comunicaciones.
- Ecolum: Se ocupa de los residuos procedentes de luminarias, bombillas y lámparas.



Ilustración 25. Recyclia y sus fundaciones.

Fuente: <http://www.recyclia.es>

Los anteriormente citados “Sistemas Integrados de Gestión” son organizaciones sin ánimo de lucro que recaudan dinero procedente de los productores de residuos (o fabricantes del dispositivo) para gestionar la recogida, transporte, almacenamiento y vigilancia de las operaciones de reciclaje de los residuos, así como promover campañas de concienciación medioambiental para las personas.



Gráfico 14. Funcionamiento de un Sistema Integrado de Gestión.

Fuente: <http://ecomedioambiente.com/wp-content/uploads/2015/08/SIG1.jpg>

Además de los mencionados con anterioridad, en España existen diversos SIG con distintas finalidades como son, por ejemplo:

- Ambilamp: Promueven la defensa del Medio Ambiente mediante la creación de un SIG para los residuos de lámparas.
- Ecovidrio: Se encargan de gestionar los envases de vidrio.
- Ecoembes: Realizan la recogida selectiva de envases domésticos.
- Sigre: Tratan de garantizar la correcta gestión ambiental de envases y medicamentos de origen doméstico.



Ilustración 26. Algunos de los sistemas integrados de gestión presentes en España.

Fuente: <http://ecomedioambiente.com/residuos/sig-sistemas-integrados-gestion-residuos/>

Mediante un acuerdo de colaboración con PV CYCLE en 2013, Recyclia gestiona a través de su fundación Ecoasimelec los residuos procedentes de paneles solares en España.

Como ya se mencionó en el capítulo 2, debido al principio de la Responsabilidad Ampliada del Productor (RAP), la normativa obliga a los fabricantes a financiar el proceso de recogida y el reciclaje de los paneles que distribuyan, así como de aquellos que no hayan fabricado ellos mismos y que deban ser sustituidos por otros (norma del 1x1). Por otra parte, Recyclia establece dos tipos de recogida según la procedencia del residuo. Para los fabricantes y distribuidores se dispone de un transporte directo a los almacenes dadas las mayores cantidades de residuos, mientras que para los comerciantes y usuarios finales se establecen varios puntos limpios además de los propios comercios.

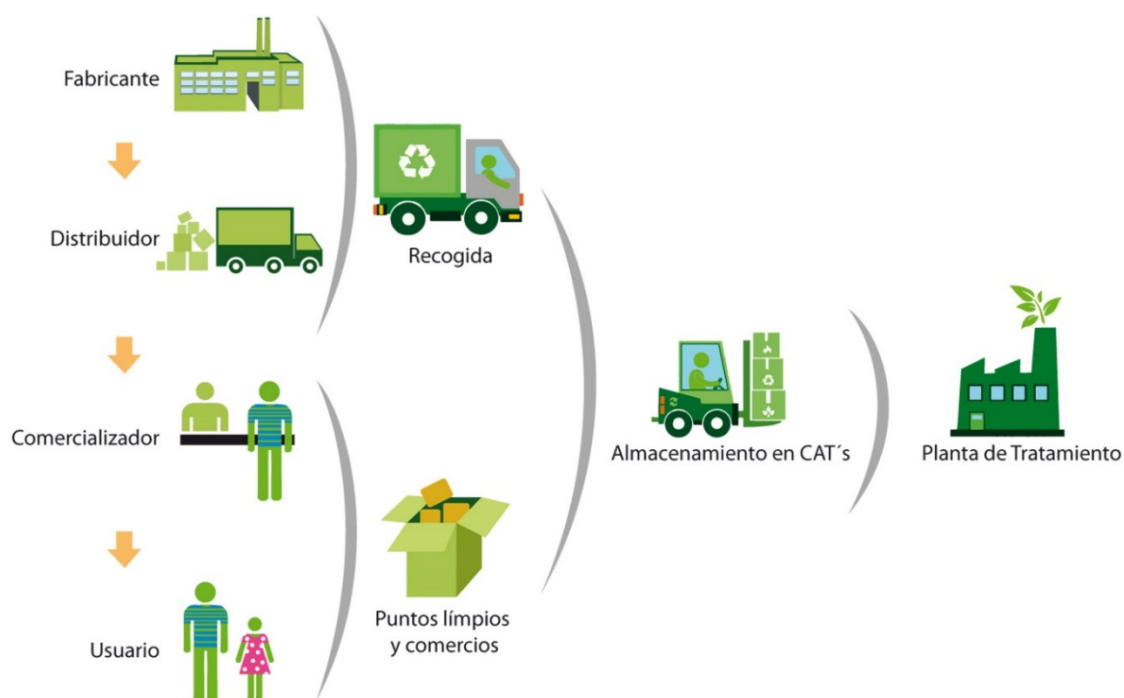


Gráfico 15. Proceso de recogida y gestión de Recyclia.

Fuente: <http://www.recyclia.es>

Añadir que, según una entrevista del diario el Economista a Gonzalo Torralbo [11], secretario general de Recyclia, este afirmó que el coste de gestionar los residuos procedentes de paneles solares estaría en torno a 200 €/tonelada, mientras que su posterior tratamiento rondaría entre 30 y 100 €/tonelada, dependiendo de si contiene o no elementos peligrosos. De esta manera, se estableció una cifra de 250 € como el coste general y promedio, necesario para reciclar una tonelada de residuos procedentes de módulos fotovoltaicos.

## 2. Operaciones de tratamiento.

En torno a 1990, tuvieron lugar las primeras investigaciones relacionadas con el tratamiento que deberían seguir los módulos fotovoltaicos una vez llegase el momento de su recogida como residuos. Una serie de empresas pioneras en este campo, como Pilkington Solar International, Siemens, AEG, BP Solar, Soltech o BNL, se enfocaron, en un principio, en recuperar los principales componentes que constituyen el panel, como son el vidrio y el aluminio [26]. Posteriormente, surgieron nuevos tratamientos que permitirían extraer con seguridad las células presentes en los paneles y con ello, los diferentes materiales semiconductores. Se consideró en su momento que estos elementos servirían como materia prima para la fabricación de nuevos paneles, o bien podrían tener aplicación en industrias de diferente sector donde las exigencias fueran inferiores.



*Ilustración 27. Fábrica de paneles fotovoltaicos de BP Solar.*

*Fuente: Google Imágenes*

Recientemente, el desarrollo de innovaciones tecnológicas referentes a los procesos de tratamiento de residuos ha permitido que gran parte de los módulos fotovoltaicos que llegan al final de su vida útil, o que por alguna razón deban ser sustituidos, puedan ser tratados correctamente. Esto conlleva a una alta recuperación del vidrio, aluminio y otros materiales semiconductores empleados en la fabricación de paneles fotovoltaicos como pueden ser silicio, galio, cadmio o el telurio, entre otros.



Los procesos de ensamblado de paneles, junto a la transformación del silicio metalúrgico a silicio de grado solar, producen entre ambos más de la mitad de los impactos ambientales derivados de la tecnología fotovoltaica. Por esta razón, a la hora de mejorar la eficiencia de los tratamientos, se debe comenzar diseñando un correcto proceso de fabricación de los paneles que perjudique lo menos posible al medio ambiente.

Para favorecer la reutilización es de gran importancia la creación de procesos de desmontaje y modelos de fabricación, conocidos como “ecodiseños”, que permitan extraer las células fotovoltaicas con facilidad y sin daños. Estas representan hasta un 50% del coste de producción del módulo y constituyen uno de los elementos que, por lo general, se mantiene intacto durante la vida útil del mismo. Por tanto, es importante tener presente el diseño del encapsulado de las células, pues según como esté estructurado, puede facilitar la recuperación de las mismas cuando llegue el momento de desensamblar el módulo.

Por otro lado, empleando una única capa de tereftalato de polietileno (PET) o polimetilmetacrilato (PMMA), se facilita la operación de desarme del panel, si bien puede provocar una reducción del rendimiento del mismo. De igual modo sucede con el uso de silicona, si bien esta última tiene un menor impacto en el rendimiento. Actualmente, se considera como una buena opción de encapsulado la combinación entre los anteriores elementos, es decir, una primera capa de silicona seguida de una capa de PET, permitiendo así una correcta eficiencia del módulo y una efectiva recuperación de las células en el futuro [26].

En el gráfico 16 podemos ver, a modo de esquema, un ejemplo de los flujos de entrada y salida del proceso de tratamiento para una tonelada de paneles de silicio. Se muestran las distintas fases que tienen lugar durante el tratamiento de un panel fotovoltaico, así como los recursos necesarios para llevarlas a cabo y los materiales resultantes tras dichas operaciones. Por ejemplo, vemos que se requiere energía eléctrica para llevar a cabo los procesos de desmontaje y separación de vidrio, combustible para descargar los residuos del medio de transporte, o agua y ácido nítrico para el tratamiento de lixiviado. En cuanto a los materiales obtenidos a la salida, están presentes el cobre, el aluminio, el vidrio, la plata y el silicio de grado metalúrgico, siendo este último el elemento que procede del tratamiento de las células. Por otro lado, se observa el trayecto y el destino al que van dirigidos los materiales, pues en el caso del vidrio, el contaminado se deposita en vertederos mientras que el vidrio tratado sirve como nueva materia prima.

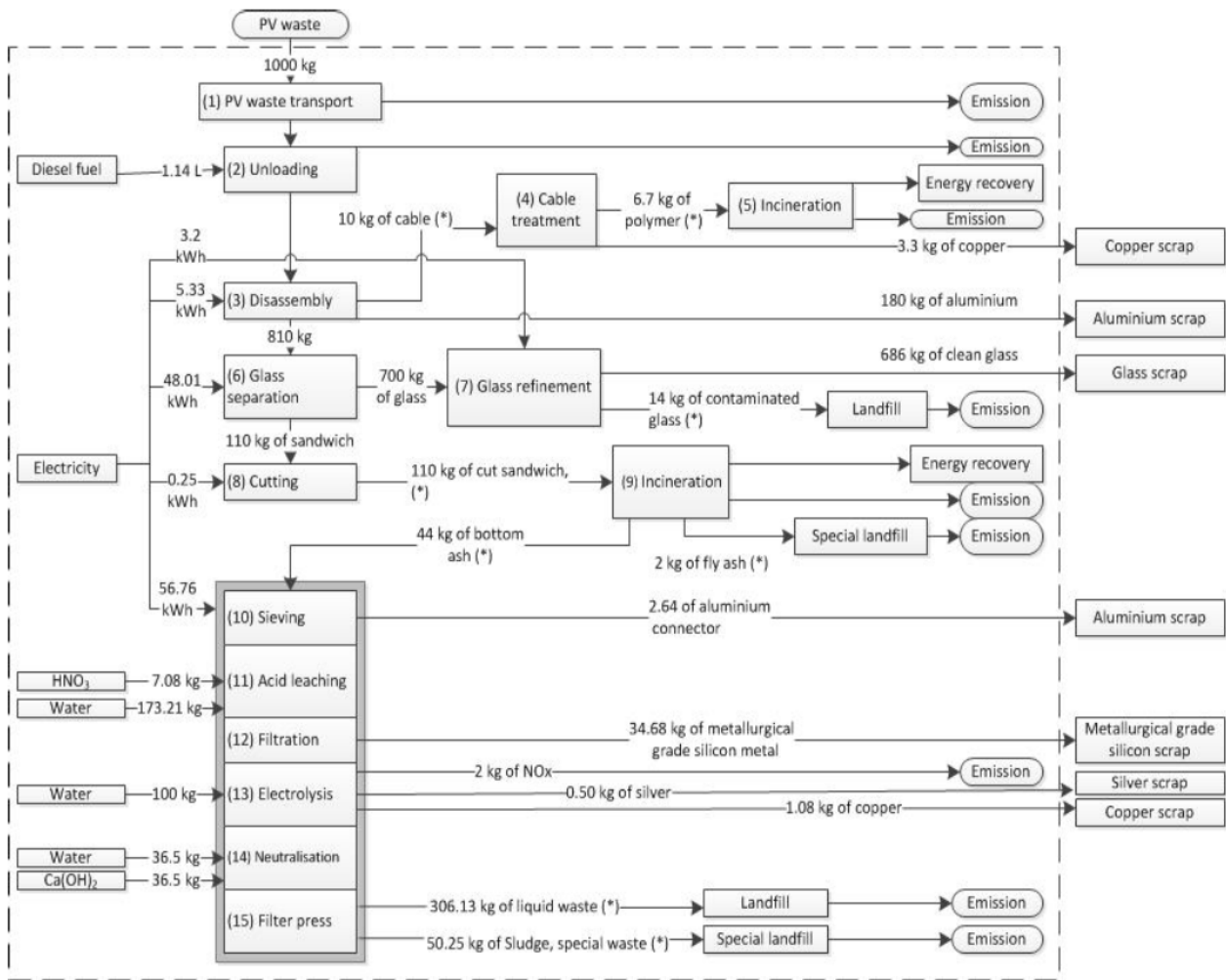


Gráfico 16. Ejemplo de un proceso de reciclaje de una tonelada de paneles de silicio.

Fuente: Latunussa, Mancini, Andrea Blengini, Ardente & Pennington, 2016 [27]

En España, el Real Decreto 110/2015 únicamente establece las operaciones de tratamiento para los paneles fotovoltaicos que contengan silicio o telurio de cadmio, dado que estas tecnologías son las más empleadas en la actualidad, abarcando más del 80% del mercado. Durante ambos procesos los gestores autorizados informarán de, entre otras cosas, los componentes extraídos, las fracciones valorizables y no valorizables, además de sus respectivas cantidades y los códigos LER asignados a los materiales. Esto permitirá establecer un balance de masas entre los flujos de entrada y de salida, así como de las cantidades almacenadas o en stock. En los siguientes apartados se detallarán con mayor profundidad las operaciones de tratamiento para paneles de silicio y CdTe.

## 2.1. Operación de tratamiento para paneles fotovoltaicos de silicio.

En España, de acuerdo al RD 110/2015 [13], todos los paneles fotovoltaicos que contengan silicio se someterán a este tratamiento, que constará de 3 fases:

- Fase 0: Recepción de los aparatos y desmontaje previo.

Esta fase comienza verificando que se cumplen los siguientes requisitos, tras su entrada en la instalación y su almacenamiento previo.

1. *Se clasificarán los RAEE según su origen doméstico o profesional, en base a la documentación que se acompañe.*
2. *Comprobación visual de los RAEE y su correspondencia con los que figuran en el albarán o documentación que acompañe al residuo.*
3. *Agrupación de los RAEE por códigos LER-RAEE y extracción de pilas y acumuladores extraíbles, si procede.*
4. *Pesado inicial de los RAEE por código LER-RAEE.*
5. *Incorporación de los datos en el archivo cronológico de la instalación y en la plataforma electrónica de gestión de RAEE según el anexo XII.*
6. *El área de las instalaciones de tratamiento específico destinada a almacenar los RAEE que están a la espera de ser tratados cumplirá con lo dispuesto en el anexo VIII relativos a las condiciones de almacenamiento.*
7. *La cantidad máxima de RAEE almacenados no excederá la cantidad indicada en la autorización de actividad de la instalación. El tiempo de almacenamiento de los RAEE antes del tratamiento no superará los plazos fijados en el artículo 20.4.a de la Ley 22/2011, de 28 de julio. Para ello, se registrarán las fechas de entrada y de tratamiento de los RAEE recibidos, por lotes o entregas.*

8. *Los stocks o residuos almacenados serán registrados anualmente y se considerarán en el balance de masas de la instalación.*

Una vez verificados los apartados anteriores, se clasifican los paneles fotovoltaicos de silicio de acuerdo a su respectiva categoría, separándolos del resto de RAEE. Luego, se proceden a retirar los elementos exteriores de los paneles, como pueden ser la carcasa de protección, el cableado o las conexiones.

Esto facilitará que, posteriormente, la reutilización y el reciclado de componentes y materiales se realice de manera respetuosa con el medio ambiente. En esta fase se comprobará también:

- *Registro de paneles recibidos en mal estado.*
- *Proceso de desmontaje manual previo.*
- *Registro de tipos de componentes extraídos, residuos generados, por códigos LER.*
- *Almacenamiento de las fracciones obtenidas en contenedores adecuados.*

Nota: Los códigos LER pueden consultarse en el apartado 3 del Anexo III del presente documento.

➤ **Fase 1: Tratamiento.**

Es esta fase se retirará, mediante un tratamiento térmico, el material encapsulante (generalmente el EVA), así como otros revestimientos y láminas plásticas que se usen como aislamiento para las celdas. Este tratamiento dispondrá de unas medidas de seguridad acordes al propio proceso, como pueden ser la extracción de gases para los procesos de combustión. Además, se comprobarán con detalle los siguientes aspectos:

- *El proceso de eliminación de polímeros plásticos y el sistema de extracción de gases.*
- *El control de emisión de gases a la atmósfera y/o vertidos, en cumplimiento de la normativa.*
- *El funcionamiento de los equipos y los protocolos de mantenimiento.*
- *El registro de tipos y cantidades de sustancias extraídas, materiales y componentes generados en la Fase 1; según el código LER, destino y operación de tratamiento de los mismos.*

➤ Fase 2: Separación del resto de fracciones.

Durante esta fase se separan las obleas de silicio del resto de residuos valorizables. Para ello, los componentes extraídos y las fracciones valorizables obtenidas en cada una de las fases anteriores se depositarán en contenedores específicos que serán enviados a los gestores autorizados para su tratamiento. Antes de su envío, se anotarán los siguientes datos:

*Entradas =  $\Sigma$  entradas en el proceso.*

a) *Código LER-RAEE:*

b) *Cantidad en toneladas (t).*

*Salidas =  $\Sigma$  componentes extraídos o retirados +  $\Sigma$  fracciones valorizables +  $\Sigma$  fracciones no valorizables.*

a) *Código LER/descripción.*

b) *Destino:*

– *Valorización energética: cantidad (t) y operación (R1, R2, etc.).*

– *Reciclado: cantidad (t) y operación (R1, R2, etc.).*

– *Eliminación: cantidad (t) y operación (D1, D2, etc.).*

– *Gestor de destino: nombre, nº de identificación medioambiental y provincia.*

*Pérdidas durante el proceso = entradas – salidas – stock.*

Para conocer el grado de cumplimiento en relación a los objetivos de reciclado y valorización se verificará también:

- *Desmontaje obleas de silicio.*
- *Almacenamiento de las fracciones obtenidas en contenedores adecuados.*
- *Registro de tipos y cantidades de fracciones separadas, por código LER, para su valorización.*

- *Registro del gestor autorizado al que se destinan las fracciones valorizables y operación de tratamiento.*

## **2.2. Operación de tratamiento para paneles fotovoltaicos de CdTe.**

De forma similar a la operación anterior y de acuerdo al RD 110/2015 [13], todos los paneles fotovoltaicos que contengan telurio de cadmio (CdTe) se someterán a este tratamiento, que constará de 3 fases:

- *Fase 0. Recepción de los aparatos y desmontaje previo.*

Esta fase comienza verificando que se cumplen los siguientes requisitos, tras su entrada en la instalación y su almacenamiento previo.

- 1. Se clasificarán los RAEE según su origen doméstico o profesional, en base a la documentación que se acompañe.*
- 2. Comprobación visual de los RAEE y su correspondencia con los que figuran en el albarán o documentación que acompañe al residuo.*
- 3. Agrupación de los RAEE por códigos LER-RAEE y extracción de pilas y acumuladores extraíbles, si procede.*
- 4. Pesado inicial de los RAEE por código LER-RAEE.*
- 5. Incorporación de los datos en el archivo cronológico de la instalación y en la plataforma electrónica de gestión de RAEE según el anexo XII.*
- 6. El área de las instalaciones de tratamiento específico destinada a almacenar los RAEE que están a la espera de ser tratados cumplirá con lo dispuesto en el anexo VIII relativos a las condiciones de almacenamiento.*

7. *La cantidad máxima de RAEE almacenados no excederá la cantidad indicada en la autorización de actividad de la instalación. El tiempo de almacenamiento de los RAEE antes del tratamiento no superará los plazos fijados en el artículo 20.4.a de la Ley 22/2011, de 28 de julio. Para ello, se registrarán las fechas de entrada y de tratamiento de los RAEE recibidos, por lotes o entregas.*
8. *Los stocks o residuos almacenados serán registrados anualmente y se considerarán en el balance de masas de la instalación.*

Una vez verificados los apartados anteriores, se clasifican los paneles fotovoltaicos con teluro de cadmio de acuerdo a su respectiva categoría, separándolos del resto de RAEE. Al igual que en la operación anterior, se procede a retirar los elementos exteriores de los paneles, como pueden ser la carcasa de protección, el cableado o las conexiones. Esto facilitará que, posteriormente, la reutilización y el reciclado de componentes y materiales se realice de manera respetuosa con el medio ambiente. En esta fase se comprobará también:

- *Registro de paneles recepcionados en mal estado.*
- *Proceso de desmontaje manual previo.*
- *Registro de tipos de componentes extraídos, residuos generados por códigos LER, destino y operación de tratamiento de los mismos.*
- *Almacenamiento de las fracciones obtenidas en contenedores adecuados.*

➤ Fase 1. Tratamiento.

Durante esta fase se extrae el teluro de cadmio de los paneles fotovoltaicos, de manera que no se contamine el resto de fracciones valorizables. Luego, los componentes extraídos en la fase 0 pasan por un proceso que puede ser una trituradora, abrasión mecánica, degradación térmica a elevada temperatura o un tratamiento químico. Esto permite obtener fracciones de menor tamaño que posteriormente, mediante un sistema de filtración y extracción de polvo consigue separar los semiconductores y los polímeros plásticos. Añadir que estas técnicas de tratamiento deberán disponer siempre de medidas de seguridad conforme al proceso que realicen.

Finalmente, se separarán las fracciones valorizables usando técnicas como pueden ser el tamizado, flotación, separación por corrientes de aire o la separación electrostática. Además, en esta fase se comprobará también:

- *Control de emisión de gases a la atmósfera y/o vertidos, en cumplimiento de la normativa sectorial vigente de aplicación.*
- *Medidas de protección activas y pasivas adecuadas para manejo de reactivos químicos.*
- *Funcionamiento y mantenimiento del sistema de extracción de polvo generado en la trituración.*
- *Rendimientos de extracción y captación de polvo (si aplica).*
- *Registro de tipos y cantidades de sustancias extraídas, materiales y componentes generados en la Fase 1, por códigos LER, destino y operación de tratamiento de los mismos.*
- *Funcionamiento de equipos y cumplimiento de protocolos de mantenimiento.*

➤ Fase 2. Separación del resto de fracciones.

Durante esta fase, se depositarán en contenedores específicos los componentes extraídos y las fracciones valorizables obtenidas en cada una de las fases anteriores. Estos serán enviados a los gestores autorizados para su tratamiento. Antes de su envío, se anotarán los siguientes datos:

*Entradas =  $\Sigma$  entradas en el proceso.*

*a) Código LER-RAEE: (160213\*-72\*).*

*b) Cantidad en toneladas (t).*

*Salidas =  $\Sigma$  componentes extraídos o retirados +  $\Sigma$  fracciones valorizables +  $\Sigma$  fracciones no valorizables.*

*a) Código LER/descripción.*

*b) Destino:*

*– Valorización energética: cantidad (t) y operación (R1, R2, etc.).*



- *Reciclado: cantidad (t) y operación (R1, R2, etc.).*
- *Eliminación: cantidad (t) y operación (D1, D2, etc.).*
- *Gestor de destino: nombre, NIMA y provincia.*

*Pérdidas durante el proceso = entradas – salidas – stock.*

Además, se verificarán los siguientes aspectos:

- *Almacenamiento de las fracciones obtenidas en contenedores adecuados.*
- *Registro de tipos y cantidades de fracciones separadas, por código LER, para su valorización.*
- *Registro del gestor autorizado al que se destinan las fracciones valorizables y operación de tratamiento.*

### **2.3. Procedimientos de tratamiento de paneles.**

El tratamiento de los paneles fuera de uso se puede realizar de diferentes maneras, aunque generalmente se distinguen dos casos: triturar el panel mediante procedimientos mecánicos o tratarlo mediante el uso de agentes químicos y procesos térmicos. No obstante, también cabe la posibilidad de combinar ambos procedimientos, lo que dependerá de la empresa que realice el tratamiento y de los objetivos propuestos en cuanto a la calidad del mismo. Ambos procesos deberán cumplir una serie de requisitos como son [26]:

- Crear un sistema de reciclaje de alto rendimiento, simple y rentable.
- Satisfacer las tasas de reciclado y los objetivos de coste.
- Evitar en la medida de lo posible el impacto ambiental.
- Adaptable a las distintas situaciones.

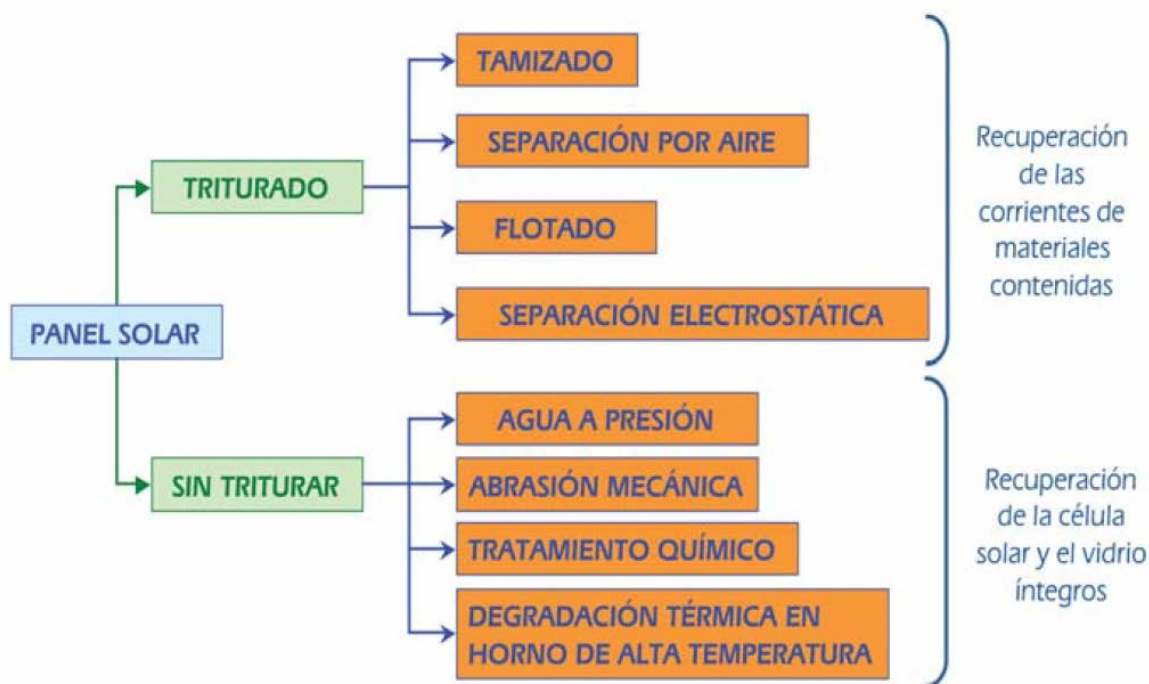


Gráfico 17. Tecnologías de tratamiento

Fuente: Info Power Solar, 2011 [26]

## 2.4. Métodos mecánicos de separación.

En el caso de triturar el módulo, tras el desmontaje del mismo a través de los marcos de aluminio y las cajas de conexiones, existen una serie de procedimientos [26] que permitan reducir el tamaño y separar con mayor facilidad los componentes del panel, basándose para ello en sus dimensiones, densidades y propiedades magnéticas y eléctricas. Entre estos métodos de separación, encontramos, principalmente, el triturado, el cribado, la clasificación neumática y la separación electrostática.

### ➤ Triturado

Se trituran los materiales a un espesor de 5 mm, donde la fracción de salida representa generalmente un 87% y consta principalmente de la célula triturada, trozos de metales y vidrio, y restos de EVA y Tedlar, además del polvo generado tras el triturado de cada uno de estos componentes. La fracción restante, que constituye un 13%, suele estar formada por restos de la célula con capas de EVA y Tedlar adheridas.

### ➤ **Cribado o tamizado**

A través de la aplicación de un movimiento de vibración a un sistema de cribado que normalmente suele ser una malla, se separa el vidrio, los metales y los polímeros de acuerdo a sus dimensiones. Este método provoca una división entre las partículas de diferentes tamaños, pues las más pequeñas se filtrarán por los orificios de menor tamaño, mientras que las mayores seguirán el avance de la cadena.

### ➤ **Clasificador neumático**

Esta tecnología permite separar las fracciones a través de impulsos de aire, en función de la densidad de los mismos. De esta manera, permite clasificar las fracciones ligeras, que se envían a depósito de descarga, y las pesadas, que se destinan al siguiente proceso.

### ➤ **Separación electrostática**

Mediante el uso de campos eléctricos, se pueden separar materiales no conductores como el vidrio presente en los paneles, de otros elementos conductores que se encuentran en el mismo, como pueden ser los metales (cobre, aluminio, plata, galio, indio, etc.).

## **2.5. Uso de disolventes químicos.**

En caso de no triturar el panel, existen otros procedimientos como los tratamientos químicos y los tratamientos térmicos (siguiente apartado), los cuales permiten separar los componentes del mismo. Aunque los procedimientos químicos no se consideran técnicamente viables, se pueden emplear para descomponer la capa de EVA de manera que se pueda recuperar la célula fotovoltaica y el vidrio de forma intacta. Sin embargo, la exposición prolongada a estos agentes, normalmente disolventes como el tricloroetileno o el ácido nítrico, pueden causar daños a la célula, que pueden ser minimizados implantando un sistema de depuración de gases [26].

Por otro lado, también existe un tratamiento químico que se aplica durante la fase final del proceso de recuperación de la célula, y que permite eliminar las impurezas metálicas presentes en la misma. Para ello, una vez se recupera la célula fotovoltaica, se procede a realizar un ataque químico sumergiéndola en una solución que contiene ácido fluorhídrico (HF), ácido nítrico

(HNO<sub>3</sub>), ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), ácido acético (CH<sub>3</sub>COOH) y agua destilada. Luego se procede a su agitación durante 60 minutos a temperatura ambiente.

Solvents	1 min	30 min	120 min	210 min	24 h	48 h
2-Propanol	x	x	x	x	x	x
4-Methyl-2-pentanone	△	△	△	△	△	△
Petroleum benzene	△	△	△	△	△	△
Tetrahydrofuran	○, △	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
Trichlorethylene	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
Toluene	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
o-Dichlorobenzene	△	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
Glycerin	x	x	x	x	x	x
Acetone	x	x	x	x	x	x
Ethyl alcohol	x	x	x	x	x	x

⊙: dissolved, ○: separated, △: swelled, x: no change.

Tabla 7. Efectos del uso de disolventes orgánicos sobre el EVA.

Fuente: Kang, Yoo, Lee, Boo & Ryu, 2012 [28]

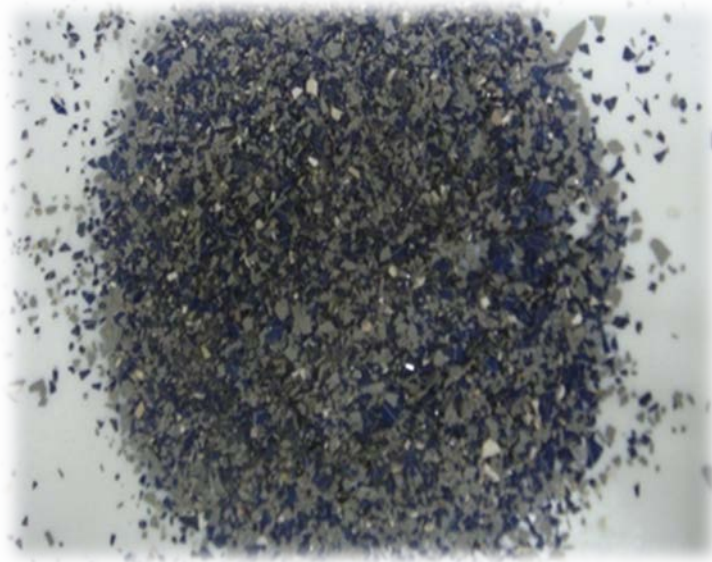
Mencionar también que el uso de disolventes sobre la resina de EVA puede causar, además de la disolución y la separación, el hinchamiento de dicho componente. Estos efectos se pueden ver en la tabla 7 para distintos disolventes [28].



Ilustración 28: Hinchazón del EVA por el uso de disolventes.

Fuente: Kang, Yoo, Lee, Boo & Ryu, 2012 [28]

Para finalizar este proceso de eliminación de impurezas, se añade un agente surfactante (como puede ser CMP-MO-2) y se mantiene en reposo un tiempo inferior a 20 min, que es la duración óptima para la recuperación en el caso del silicio. De esta manera, se obtiene dicho elemento separado de todas las impurezas metálicas presentes en la célula. En las ilustraciones 30 y 31 se pueden observar los resultados de aplicar este tratamiento.



*Ilustración 29. Silicio con impurezas.*

*Fuente: Kang, Yoo, Lee, Boo & Ryu, 2012 [28]*



*Ilustración 30. Silicio sin impurezas.*

*Fuente: Kang, Yoo, Lee, Boo & Ryu, 2012 [28]*

## 2.6. Degradación térmica.

A través de un gradiente de temperatura, es posible descomponer de forma progresiva la lámina de EVA, recuperando así el vidrio y la célula solar de forma intacta. Para ello deben disponerse los módulos sin triturar previamente en un horno de alta temperatura que trabaje en torno a 450°C y en una atmósfera inerte, pues el oxígeno favorece la combustión del EVA y, consecuentemente, la rotura de la célula fotovoltaica. Frente a esta situación, el uso de la silicona en el recubrimiento de las células puede favorecer la recuperación de éstas cuando se someten a este tipo de tratamientos de degradación térmica, pues facilitan la absorción de los impactos provocados por los gases procedentes de la descomposición del EVA.

Por otra parte, el sistema de tratamiento térmico deberá disponer de un medio de depuración de gases, pues componentes como el Tedlar emiten ácido fluorhídrico, un gas altamente tóxico. No obstante, se puede prescindir de este sistema de tratamiento de gases incorporando previamente al tratamiento térmico un sistema de radiación infrarroja, que permita eliminar la capa de Tedlar, para luego realizar la descomposición térmica de la capa de EVA. Este último procedimiento se ha considerado como una de las mejores alternativas para el tratamiento de los residuos de los módulos [26].

Un estudio realizado por Kang, Yoo, Lee, Boo y Ryu [28], utilizó un tratamiento térmico en un módulo de silicio con el objetivo de eliminar la capa de EVA y recuperar la célula fotovoltaica. Al comienzo del tratamiento, el EVA, hinchado previamente como consecuencia del uso de disolventes químicos, comenzó a descomponerse alrededor de 350°C, teniendo lugar la descomposición completa a 520°C. Luego se elevó la temperatura a 600°C y se mantuvo durante una hora, lo que supuso la eliminación por completo del EVA residual y la obtención de la célula. Añadir que, durante todo el proceso, se mantuvo la atmósfera bajo un gas inerte, como puede ser el gas argón, lo cual evitó la carbonización del EVA.

En la siguiente tabla podemos ver la aplicación de los procesos anteriormente citados, así como algunas empresas que lo realizan:

Procesos de reciclaje desarrollados desde la década de los noventa			
Operador	Procedimiento	Tamaño / Etapa de Desarrollo	Tecnología FV
Deutsche Solar AG	Separación térmica, química y procesado	Planta piloto	Cristalino, película fina en laboratorio
First Solar, BNL	Descomposición térmica en gas inerte	Laboratorio	Cristalino
Isofotón	Reciclado de células, reciclado, trituración y desensamblado	Laboratorio	Cristalino
AIST, Sharp, Asahi	Reciclado de las obleas con minerales ácidos. Separación de EVA por el proceso Cellsepa®. Desamblado	Laboratorio	Cristalino
Photovoltech	Reparación del mundo	Laboratorio	Cristalino
BP Solar, Soltech, Seghers	Reciclado de obleas con minerales ácidos. El reciclado de obleas en lecho fluidificado	Cristalino	Cristalino
Pilkington Solar Internacional	Separación térmica	Laboratorio / universidad	Cristalino
Siemens Solar, Shell Solar, Showa Shell	Producción de ferrosilicio producción. Agua a presión	Laboratorio	Cristalino, película fina
Otros	Fragmentación del módulo. Separación mecánica. Tratamiento con ácido. Fundición, MWI. Hormigón para construcción	Laboratorio	Cristalino, película fina
Triturador	Eliminación de los marcos y cableado. Incineración	Producción	Todas

Tabla 8. Operadores y procedimientos de tratamiento para paneles fotovoltaicos.

Fuente: Info Power Solar, 2011 [26]

## 2.7. Proceso de tratamiento para el vidrio.

Generalmente, una vez que el panel entra en desuso, los fragmentos de vidrio procedentes del mismo se trituran en trozos inferiores a 25 mm de diámetro. A continuación, mediante un proceso de tamizado y soplado, se filtra el polvo generado como consecuencia del triturado, lo cual evita una alta volatilización del mismo cuando se introduzca en el horno para su fusión. Luego, se elimina el polvo restante lavando las fracciones resultantes mediante un proceso de limpieza donde se emplea agua caliente y agitación. Finalmente, el compuesto resultante se separa mediante decantación y se seca antes de enviarse al horno para facilitar su posterior moldeo [24]. Tal y como comentamos anteriormente, también existe la posibilidad de tratar el vidrio sin medios mecánicos, por ejemplo, con el uso de disolventes químicos.

## 2.8. Proceso de tratamiento para el aluminio.

Al igual que con el vidrio, el primer proceso es el triturado, donde el aluminio se reduce a pequeñas dimensiones. Luego, mediante un proceso de fusión, las fracciones trituradas se funden en un horno rotativo, donde se realizan una serie de tratamientos para mejorar su composición química. Las impurezas restantes son separadas mediante un proceso de desgasificación a través del cual se inyecta gas inerte, generalmente hexacloroetano ( $C_2Cl_6$ ), que eleva las impurezas a la superficie de la masa fundida.

Estas impurezas son retenidas finalmente mediante un proceso de filtración en filtro cerámico, y pueden tener aplicación en el relleno que se utiliza en el asfalto y en el hormigón. Para terminar, mediante un procedimiento denominado “colada”, la fracción de metal resultante se cuela en lingotes o placas, obteniéndose un metal apto para la producción de nuevos artículos de aluminio [24].

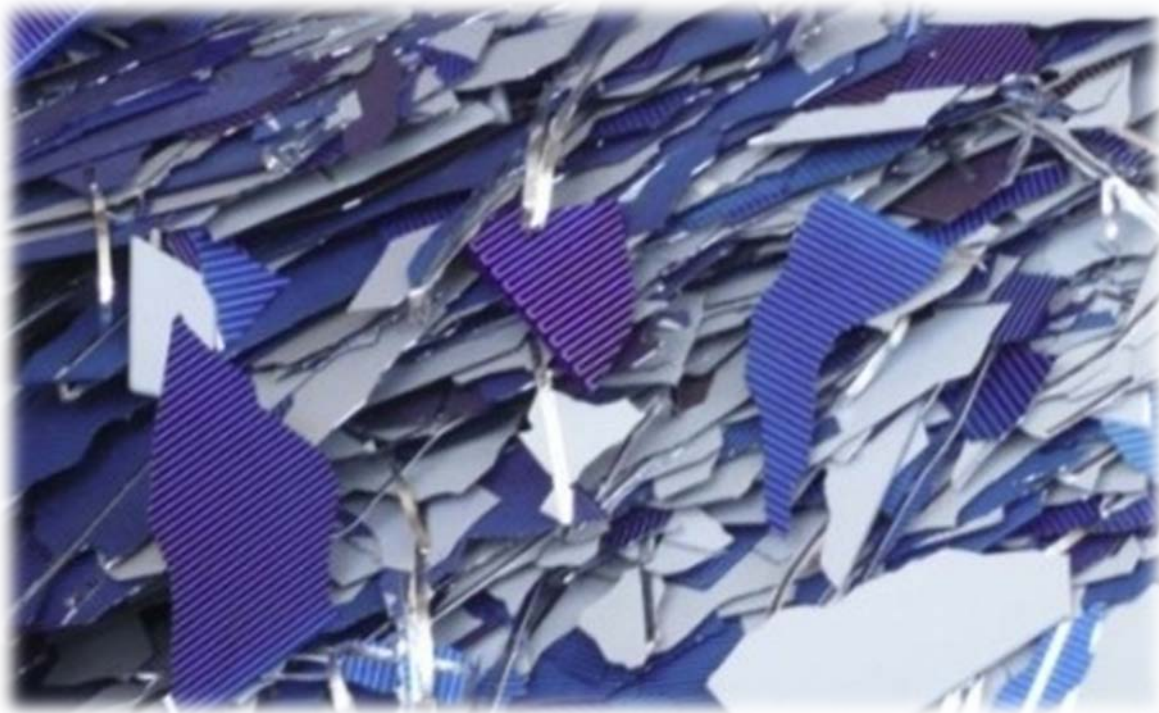
## 2.9. Proceso de tratamiento para las células.

En lo que respecta a las células, los procedimientos de tratamiento pueden variar según la tecnología de construcción de las mismas, de manera que nos centraremos en las más utilizadas. En primer lugar, tenemos los paneles de silicio (mono-Si, mc-Si y a-Si) cuyo reciclaje es menos favorable pues a diferencia de otras tecnologías más recientes, carecen de metales valiosos y los beneficios obtenidos por reciclaje son algo inferiores. Por otro lado, tenemos la tecnología de película delgada (CdTe y CIGS), donde elementos tales como el telurio, indio o galio, considerados como metales valiosos, constituyen una garantía para los recicladores.

### ➤ Células de Silicio:

El reciclaje de las células de silicio monocristalino y policristalino ha estado influenciado durante los últimos 15 años por los problemas de disponibilidad del grado de silicio requerido en las células fotovoltaicas, así como por el elevado coste derivado de la producción del mismo. Por tanto, el objetivo en el reciclaje de este tipo de células ha sido la reutilización de las obleas existentes, lo que genera un ahorro tanto energético como de materia prima. La empresa Deutsche Solar (tabla 8) aplicó tratamientos para el reciclaje de este tipo de células c-Si [29].





*Ilustración 31. Células fotovoltaicas de silicio trituradas.*

*Fuente: <http://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/recilaje-de-paneles-solares-una-actividad-de-20160620>*

En un estudio realizado por Kang, Yoo, Lee, Boo y Ryu [28], se observó que al emplear una disolución de ácido nítrico, se requería un tiempo prolongado para lograr una alta descomposición del EVA, debido a la difícil penetración del ácido nítrico a través del módulo. No obstante, incrementando la temperatura de la disolución se podía acelerar el proceso a unas 7-14 horas.

Empleando este tratamiento, se recupera la célula de silicio y el vidrio templado, sin embargo, aún quedan restos de EVA sobre la superficie de la célula. Por ello, idearon un tratamiento, cuyo esquema se muestra a continuación, que consta de 3 fases y que permite recuperar una alta cantidad del silicio procedente del módulo:

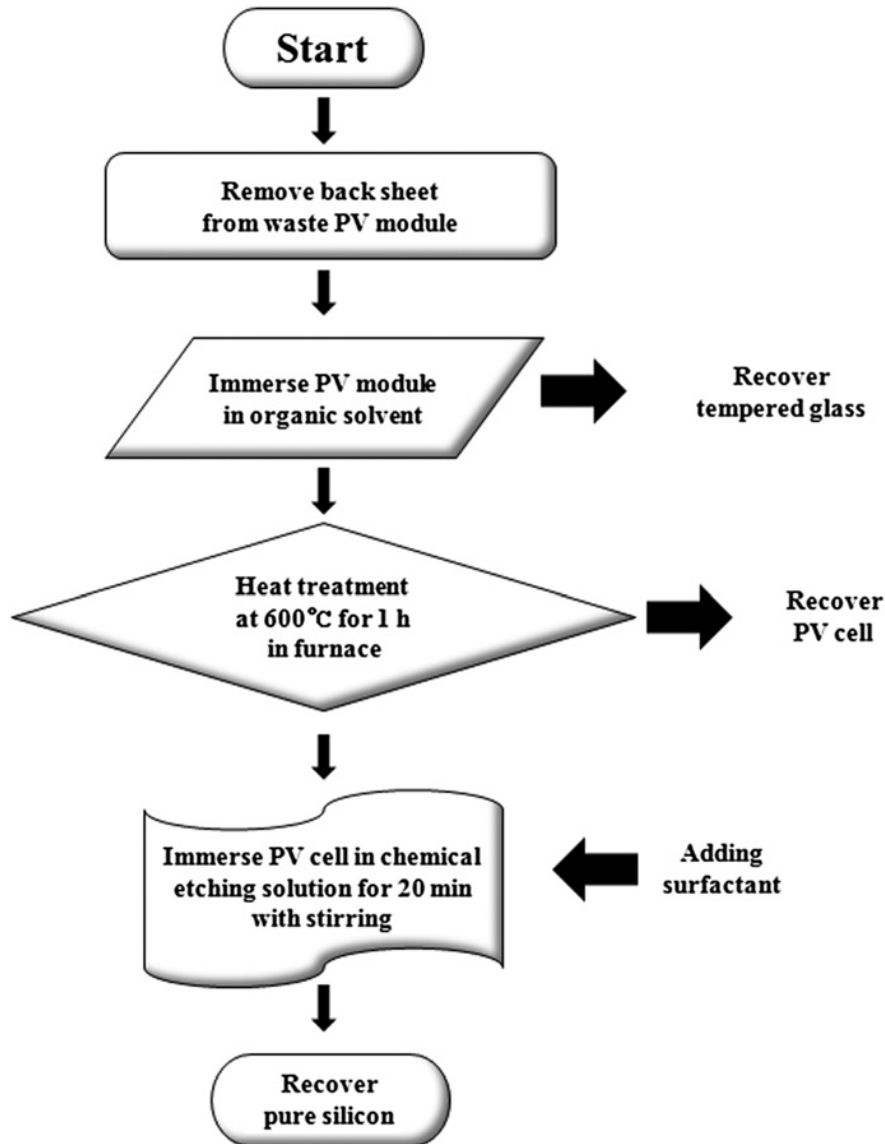


Gráfico 18. Proceso de recuperación de células de silicio.

Fuente: Kang, Yoo, Lee, Boo & Ryu, 2012 [28]

- 1ª Fase: Uso de un disolvente orgánico para recuperar el vidrio.
- 2ª Fase: Descomposición térmica para eliminar los restos de EVA, recuperando de forma intacta la célula.
- 3ª Fase: Obtención del silicio a través de un ataque químico que elimina las impurezas metálicas que aún quedan presentes en la superficie de la célula recuperada.

### ➤ Células de CdTe

Es de vital importancia realizar un correcto tratamiento de las células de CdTe, debido a la toxicidad del cadmio y por el elevado coste y escasez del telurio. Actualmente, la tasa de recuperación del cadmio y del telurio está en torno al 95%, siendo el proceso desarrollado por First Solar el principal tratamiento que se utiliza [30].

Una vez se trituran los módulos a un tamaño entre 4 y 5 mm, se procede a realizar el lixiviado de las capas de semiconductores mediante una mezcla de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) y peróxido de hidrógeno ( $H_2O_2$ ), la cual se rota lentamente en un tambor de acero inoxidable. Luego se vacía el tambor en un clasificador de tipo tornillo donde se separan por una parte el vidrio y el EVA, y por otra el fluido rico en cadmio y telurio. Este último se extrae hacia una unidad de precipitación donde se produce un aumento del pH mediante la adición de hidróxido de sodio (NaOH), que precipita en un molde de dichos semiconductores el cual se envía a un tercero para su procesado. [31]. En el gráfico 19 se observa cada una de las etapas de dicha operación de tratamiento.

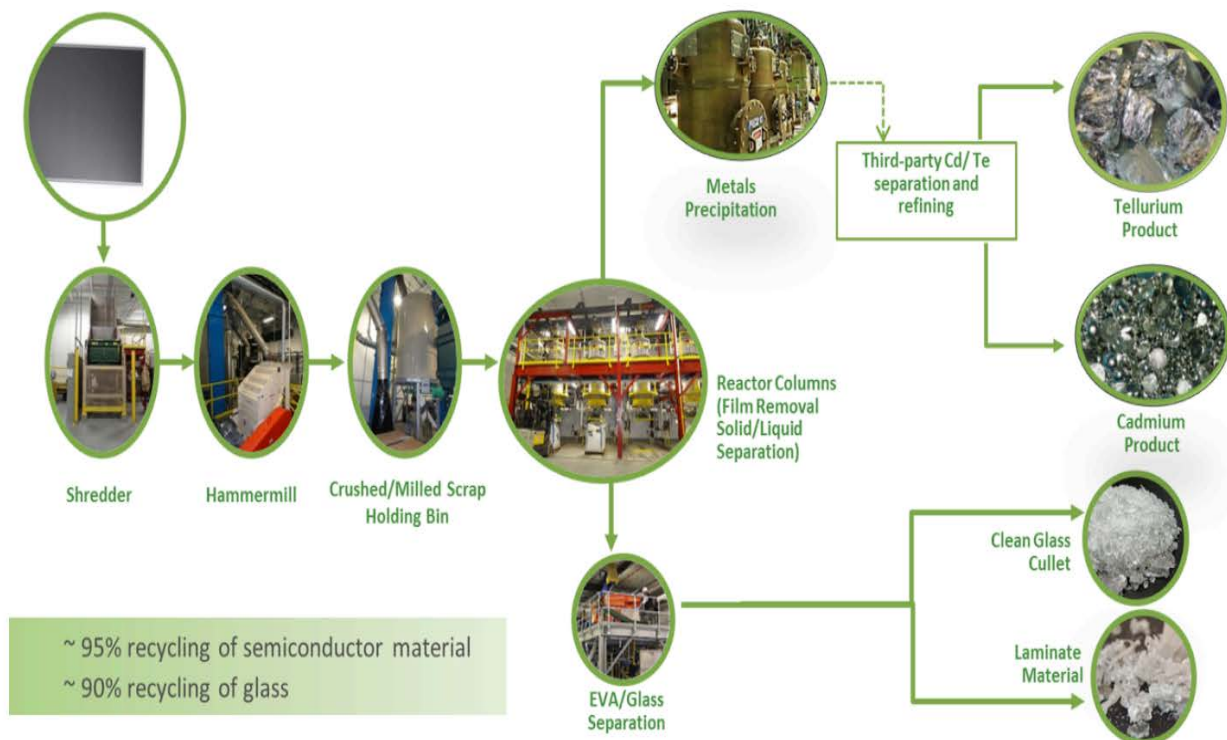


Gráfico 19. Proceso de tratamiento de First Solar para paneles CdTe.

Fuente: Departamento de Energía Solar Fotovoltaica, Centro Nacional de Energías Renovables (Chile) 2013 [31]

En cuanto al vidrio, este se separa del EVA mediante un proceso de tamizado, para posteriormente someterse a un lavado que elimina las fracciones de semiconductores residuales que no pudieron separarse con anterioridad [30] [31]. En el Anexo II se presenta un ejemplo de un tratamiento realizado por First Solar sobre un conjunto de paneles de CdTe.

### ➤ **Células CIGS/CIS**

Actualmente sólo unas pequeñas fracciones del indio y el galio utilizado en diversas aplicaciones son recicladas, por consiguiente, para asegurar un futuro suministro de estos elementos de difícil obtención es necesario el reciclaje de las células CIGS/CIS, el cual puede realizarse mediante dos procedimientos diferentes.

El primer procedimiento consiste en utilizar los residuos del semiconductor CIGS/CIS procedente de una célula fuera de uso en el sustrato de una nueva célula. Para ello, se modifica el potencial electroquímico de dicho material procedente de una célula usada, produciendo la disolución de su película y su posterior aplicación en una nueva célula. Este sistema presenta una serie de ventajas como son una mayor rapidez y seguridad durante el proceso, además de evitar la producción de contaminantes, los tratamientos intermedios, y el almacenamiento y transporte de residuos procedentes de las células CIGS/CIS [32].

En cuanto al segundo procedimiento, éste se basa en eliminar el material CIGS/CIS (con o sin galio) del sustrato para su posterior procesamiento, y existen a su vez, dos variantes del mismo. La primera variante está orientada a las células CIS, pues se realiza su lixiviado mediante ácido nítrico ( $\text{HNO}_3$ ) para luego separar electroquímicamente el cobre y el selenio del indio. Una vez hecho esto, la disolución de cobre y selenio se deposita en ácido sulfúrico (o nítrico), donde tiene lugar una evaporación del solvente, y se separa por destilación el cobre y el selenio del dióxido de selenio formado tras dicha operación. Tras la evaporación, se recupera el indio en forma de óxido de indio y una solución lixiviada de cobre y selenio.

A diferencia de la primera variante, la segunda está basada en el proyecto “SENSE” y se aplica a las células CIGS. En este caso, el proceso de tratamiento utiliza una variedad de técnicas hidrometalúrgicas, que incluyen el lixiviado, la extracción del solvente o la precipitación, las cuales resultan de utilidad para separar los elementos del semiconductor CIGS. Por ejemplo, el

indio se puede separar usando di (2-etilexil) ácido fosfórico (D2EHPA) y luego recuperarse tanto por precipitación como por electrodeposición. El selenio, por su parte, se puede recuperar tras un proceso de reducción con dióxido de azufre seguido de un procedimiento de filtración, mientras que el galio precipita como hidróxido de galio. Algunas empresas que realizan este tipo de reciclajes son Loser Chemie, 5N Plus y Umicore, pudiendo variar el modelo de tratamiento según cada una [30].

En la siguiente ilustración se muestran los procesos de separación de cada uno de los elementos que proceden de una célula CIGS. Para facilitar dicha separación, se retira primero el selenio debido a que es el elemento más dispar frente a los demás, y luego se procede a separar el galio, el indio y el cobre mediante tratamientos como son la cloración a alta temperatura, la disolución, la extracción del solvente o la electrodeposición.

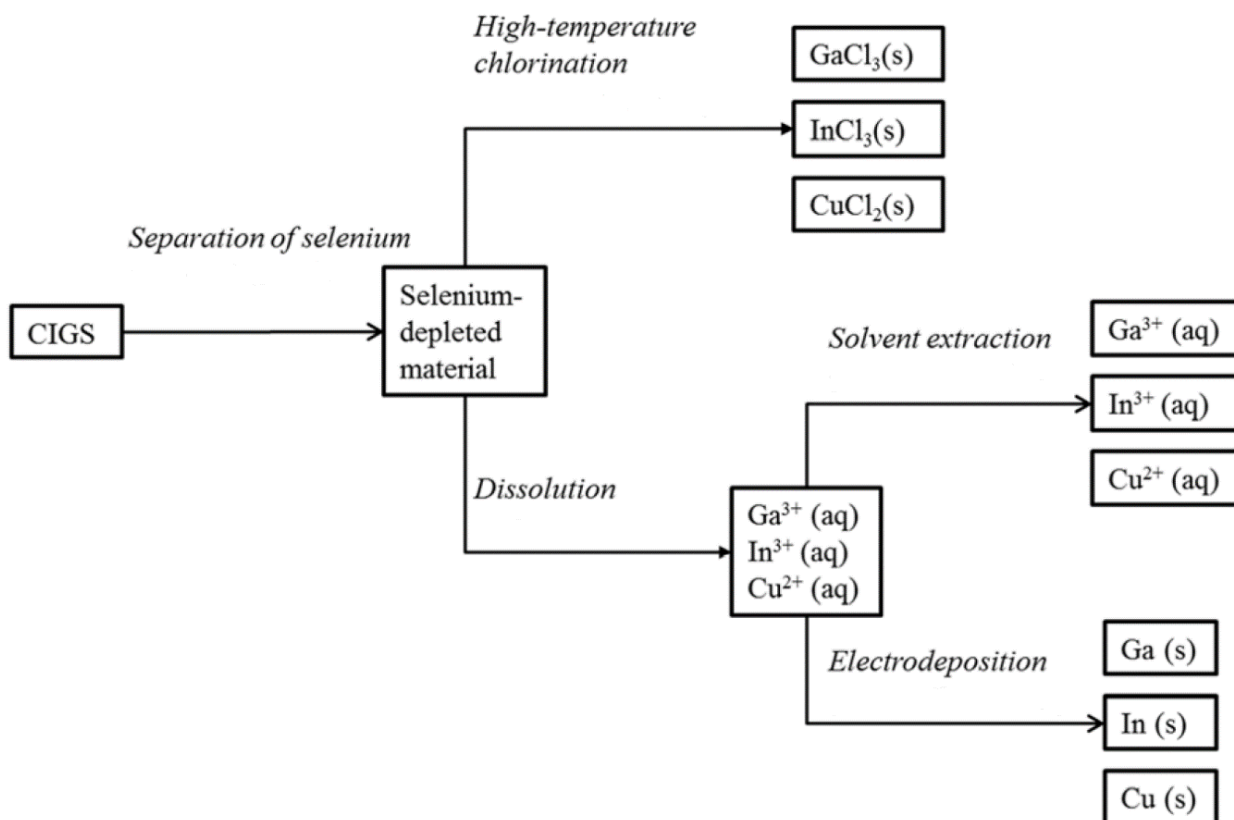


Gráfico 20. Diagrama de flujos de la separación de elementos en células CIGS.

Fuente: Gustafsson, 2014 [30]

## 2.10. Proceso de tratamiento para los polímeros.

Como ya hemos comentado, la capa de encapsulante está formada normalmente por EVA y se utiliza como elemento de protección para las células frente a la humedad, impurezas o daños mecánicos, además de servir como aislante entre las células y otras conexiones exteriores. Esta capa debe presentar también una buena predisposición a dejar pasar la luz solar, así como disponer de una buena conducción térmica. En cuanto a la lámina posterior de los paneles, esta puede estar constituida de policloruro de vinilo (PVC) o de polifluoruro de vinilo (PVF), también denominado Tedlar, siendo esta última la forma más extendida.

En el caso de los módulos de silicio, primero debe procederse a desmontar el panel, de manera que se separe el marco de aluminio. Posteriormente se procederá a la eliminación de la capa de EVA, con el fin de separar el vidrio de la célula. Para la eliminación de dicha capa, pueden emplearse varios métodos tales como la disolución empleando ácido nítrico o la descomposición térmica mediante pirólisis, siendo esta última la más extendida. En cuanto a la lámina de Tedlar, aunque puede ser tratada junto a la capa de EVA, lo ideal es que sus residuos sean tratados de forma aislada, mediante tratamiento térmico en una instalación autorizada.

En el tratamiento de pirólisis, el EVA comienza a descomponerse alrededor de 350°C, y completa su descomposición a 520°C aproximadamente. Como consecuencia del tratamiento térmico del panel fotovoltaico, ciertos componentes tóxicos, como metales, dioxinas y furanos, pueden ser liberados en fase gaseosa. Por consiguiente, la planta de tratamiento debe disponer de unos sistemas de limpieza y depuración adecuados para los gases y las cenizas, como puede ser un precipitador electrostático, con el fin de contener dichas sustancias evitando su propagación al entorno natural.

Las cenizas obtenidas tras el tratamiento deben gestionarse correctamente pues, por lo general, contienen metales valiosos como la plata, o tóxicos, como el plomo [9]. Por otra parte, también presentan una fracción residual, en torno al 0,2% del peso de un panel, la cual se considera residuo peligroso, por lo que debe recibir un tratamiento específico, como puede ser la inertización, con el fin de disminuir su potencial químico.

## Capítulo 5. Residuos, valorización e impacto ambiental.

Una vez realizadas las operaciones de tratamiento y los procesos de separación de los componentes que conforman el módulo, gran parte de los mismos pueden ser reciclados, pues elementos tales como el vidrio, aluminio y otros semiconductores pueden ser reutilizados, a diferencia de otros materiales como el EVA, que se considera recurso valorizable energéticamente. Aunque la preocupación por el reciclaje de módulos fotovoltaicos apenas ha comenzado dada la reciente instalación de la mayoría paneles, países como Alemania, donde la energía solar fotovoltaica fue implantada con más antigüedad, comienzan a atenderlo viendo el gran volumen de paneles que llegará al final de su vida útil en los próximos años, esperándose para el año 2030 la aparición de los primeros volúmenes significativos.

Como ya mencionamos, la Unión Europea, en un intento de hacer frente al futuro impacto ambiental, aprobó la Directiva 2012/19/UE que incluye a los módulos fotovoltaicos en las categorías de aparatos eléctricos y electrónicos, y, por tanto, sus residuos pasan a ser RAEE, que deberán ser recogidos y tratados adecuadamente por gestores autorizados. De esta manera, los Estados miembros de la Unión Europea dispondrán de una herramienta que les permita combatir eficazmente la gestión de este tipo de residuos, definir los alcances de los agentes que intervienen, impedir su exportación ilegal y aprovechar los recursos para obtener beneficios económicos, ambientales y sociales.



*Ilustración 32. Fragmentos de vidrio procedentes de un panel fotovoltaico.*

*Fuente: Palitzsch & Loser [33]*

## 1. Principales residuos generados.

En los módulos fotovoltaicos, los materiales que presentan una tasa de recuperación más elevada son principalmente el vidrio y el aluminio, siendo esta del 95% y 100%, respectivamente. Para el resto de los metales, suele ser del 87% para el telurio, 89% el cobre, 40% la plata y 30% para el indio, galio y germanio [10], si bien este último está reservado a aplicaciones espaciales o sobre células a-Si, GaAs y de concentración (CPV), en forma de pequeños sustratos para mejorar su eficiencia. Aunque estos metales representan el 1% de la masa del panel, su recuperación tiene gran importancia, no sólo por su alto valor, sino por la escasez de recursos en algunos, como es el caso del telurio.

Material	Waste (t)	Recovery rate (%)	Waste recovered (t)
Glass	6,430,255	95	6,108,742
Aluminium	617,658	100	617,658
Silicon	162,334	81	131,490
Tellurium	877	87.5	767
Copper	56,632	89	50,403
Silver	242	40	97
Indium	5132	30	1540
Gallium	95	30	29
Germanium	4942	30	1483

Tabla 9. Estimación de materiales recuperables procedentes de paneles fotovoltaicos en 2050.

Fuente: Paiano, 2015 [7]

En la tabla 9 se pueden ver los principales materiales recuperables que componen un módulo fotovoltaico, los cuales suponen aproximadamente el 88% del panel. El resto corresponde a polímeros, como el EVA, cuya eliminación es necesaria para obtener la célula, y que además pueden tratarse térmicamente obteniendo energía.

Tal y como podemos ver en la siguiente tabla, los primeros residuos de paneles fotovoltaicos comienzan a aparecer en 2012, suponiendo que los primeros paneles instalados datan de 1987 y considerando la vida media útil de un panel de 25 años. Se considera que los primeros volúmenes significativos aparecerán en torno al año 2030 [7].



Years of installations (x)	Years of waste generation (y)
$y = x + 25$	
1987	2012
1992	2017
1997	2022
1998	2023
1999	2024
2000	2025
2001	2026
2002	2027
2003	2028
2004	2029
2005	2030
2006	2031
2007	2032
2008	2033
2009	2034
2010	2035
2011	2036
2012	2037
<b>2013</b>	<b>2038</b>
2014	2039
2015	2040
2016	2041
2017	2042
2018	2043
2019	2044
2020	2045
2021	2046
2022	2047
2023	2048
2024	2049
<b>2025</b>	<b>2050</b>

Tabla 10. Año de instalación de paneles y comienzo de la recogida de residuos.

Fuente: Paiano, 2015 [7]

En el Anexo III se disponen un conjunto de tablas donde se muestran las estimaciones de residuos generados por paneles fotovoltaicos de silicio, tanto cristalinos (c-Si) como amorfos (a-Si), CdTe y CIGS hasta el año 2050, así como la composición de los módulos de dichas tecnologías.

Por lo general, los principales factores que marcan el período de vida útil de un panel fotovoltaico son la descomposición del EVA, debido a la incidencia de la luz solar, y el deterioro de los componentes externos como consecuencia de algunos defectos de fabricación, como puede ser la rotura del vidrio templado o fallos en el laminado de las células. En la actualidad, podemos diferenciar dos grandes grupos: paneles de silicio cristalino (c-Si) y paneles de película delgada. En los primeros se prima la recuperación del silicio y la plata, mientras que en los de película delgada prevalecen el telurio y el indio entre otros elementos.

En el caso de los módulos c-Si, el silicio presenta una tasa de recuperación del 81% y el reciclaje y la recuperación de componentes constituye en torno al 90%, mientras que el 10% restante corresponde a la valorización energética de los mismos, a través de la incineración de residuos procedentes de polímeros como el EVA.

En relación a las cantidades, se estiman para el período situado entre 2012 y 2050, unas 4.843.891 toneladas de residuos de paneles de este tipo, donde 3.592.229 toneladas serán de vidrio (74%), 498.921 toneladas de aluminio (10,3%), 317.275 toneladas de EVA (6,5%) y el resto, silicio (162.270 toneladas) (3,3%), cobre (27.610 toneladas) (0,56%), plata (242 toneladas) (0,005%) y otros materiales semiconductores [7]. Estos datos se pueden consultar en el Anexo III.

Material	Crystalline Silicon Modules	Thin Film Modules		
		a-Si	CdTe	CIS/CIGS
Glass	74%	86%	95%	84%
Aluminium	10%*	<1%	<1%	12%
Other components (including rare metals)	16%	14%	4%	4%
Other key materials (representing over 1% of composition)	EVA, Tedlar backing film, silicon, adhesive	Polyol, MDI	EVA	EVA
Rare metals included	Silver	Indium, Germanium		Indium, Gallium
Presence of Cadmium (Cd) and Lead (Pb)	Pb		Cd	Cd

\*Represents the frame, which is primarily aluminium

Tabla 11. Elementos presentes en un panel fotovoltaico.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

En relación a los módulos de película delgada, concretamente el CdTe, se desecharán 1.252.617 toneladas entre 2012 y 2050, las cuales se dividirán principalmente en 1.189.986 toneladas de vidrio (95%), 877 toneladas de cadmio (0,07%), 877 toneladas de telurio (0,07%) y 12.526 toneladas de cobre (1%). Estos datos también pueden consultarse en el Anexo III, tanto para las tecnologías descritas como para a-Si y CIGS.

## 2. Valorización de los residuos de paneles fotovoltaicos.

Como hemos mencionado anteriormente, una gran parte de los residuos pueden ser aptos para su reciclaje y valorización, evitando así su eliminación directa. Por ejemplo, en el caso de los paneles, su componente principal, el vidrio, tiene la ventaja de ser un material que puede reciclarse en infinidad de ocasiones. En este apartado abordaremos la valorización de los residuos desde tres puntos de vista diferentes: económica, material y energéticamente, siendo la primera y la segunda opción las más utilizadas.

Por otra parte, recordar que en España disponemos de los Sistemas Integrados de Gestión (SIG), compuestos por una serie de gestores que valorizan los principales tipos de residuos como son el papel, el cartón, el vidrio o los neumáticos, entre muchos otros. En los que nos ocupa, también se encargan de los aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE) que incluye a los módulos fotovoltaicos.

### 2.1. Objetivos mínimos de valorización.

A continuación, se detallan los objetivos mínimos aplicables por categoría de RAEE, según el Anexo XIV del RD 110/2015 [13], con período desde el 15 de agosto de 2015 hasta el 14 de agosto de 2018. Se hace referencia a las categorías del anexo I del RD 110/2015, donde los paneles fotovoltaicos entran en la categoría 4.

*“Para los RAEE incluidos en las categorías 3, 4 o 11: Se valorizará un 80 % y se preparará para la reutilización y reciclará un 70 %”*

A partir del 15 de agosto de 2018, según el Anexo XIV del RD 110/2015, los objetivos mínimos de valorización aplicables por categoría sufren una pequeña modificación. Ahora los paneles fotovoltaicos entran en la categoría 7, en referencia a las categorías del anexo III del RD110/2015.

*“Para los RAEE incluidos en las categorías 1, 4 o 7: Se valorizará un 85 % y se preparará para la reutilización y se reciclará un 80 %”*

## 2.2. Valorización económica.

La recuperación de materiales presentes en los paneles fotovoltaicos, principalmente el vidrio y el aluminio, así como el resto de metales (cadmio, telurio, plata, indio, galio, germanio, etc.) supondría un importante beneficio económico, que vendría determinado por: la cantidad de materiales recuperados, la tasa de reciclaje correspondiente, el precio de mercado del material y el nivel de pureza del mismo.

A continuación, se detalla la cotización del vidrio y de los polímeros reciclados, así como los precios de mercado del EVA y el Tedlar. Dado que para el vidrio existen distintos valores según las fuentes consultadas [10] [34], se propone un rango de cotización para el mismo.

Material	Precio (€/tonelada)	Precio (€/kg)
<b>Vidrio</b>	100 - 50 €/tonelada (Precio del material reciclado)	0,10 - 0,05 €/kg (Precio del material reciclado)
<b>Polímeros</b>	90 €/tonelada (Precio del material reciclado)	0,09 €/kg (Precio del material reciclado)
<b>EVA</b>	15.910 €/tonelada (Precio de mercado)	15,91 €/kg (Precio de mercado)
<b>Tedlar</b>	14.500 €/tonelada (Precio de mercado)	14,50 €/kg (Precio de mercado)

Tabla 12. Cotización de materiales procedentes de paneles a fecha de 2017.

Fuentes: European Commission DG ENV, 2011 [10]

Cucchiella, D'Adamo & Rosa, 2015 [34]

<https://es.aliexpress.com>

De la tabla anterior, decir que el precio de Tedlar y EVA hace alusión al precio de venta de estos materiales, pues ambos no suelen utilizarse como elementos valorizables económicamente, sino energéticamente, como se explicará más adelante. Esto se debe a que, llegado el final de la vida útil del panel, dichos componentes suelen presentar un alto desgaste.

En la siguiente tabla se pueden observar los diferentes elementos presentes en las tecnologías de paneles más utilizadas comercialmente en la actualidad: silicio, CdTe y CIGS. También se detallan los ratios de reciclaje para cada elemento, así como sus precios en el mercado.

Materials composition													
	Al	Cd	Cu	Ga	In	Mo	Plastics	Se	Si	Sn	Te	Glass	Zn
x-Si (%)	17.5		1.0				12.8		2.9			65.8	
CdTe (%)		0.08	0.03				3.0			0.02	0.07	96.8	
CIGS (%)			0.01	0.01	0.01	0.12	3.0	0.01				96.9	0.04
Recycling rates													
(%)	100	98	78	99	75	99	-	80	85	99	80	97	90
Market prices													
(€/kg)	1.3	1.24	4.8	199	543	19	0.09	42	1.52	16.5	77	0.1	1.45

Al: Aluminum, Cd: Cadmium, Cu: Copper, Ga: Gallium, In: Indium, Mo: Molybdenum, Se: Selenium, Si: Silicon, Te: Tellurium, Zn: Zinc.

Tabla 13. Precio y ratio de reciclaje de componentes de paneles FV.

Fuente: Cucchiella, D'Adamo & Rosa, 2015 [34]

Vemos que los semiconductores más cotizados son el indio, galio y telurio, mientras que los materiales menos valorados económicamente son los residuos plásticos (EVA, Tedlar) y el vidrio, siendo estos últimos los elementos de protección de las células, tal y como vemos en la siguiente ilustración.

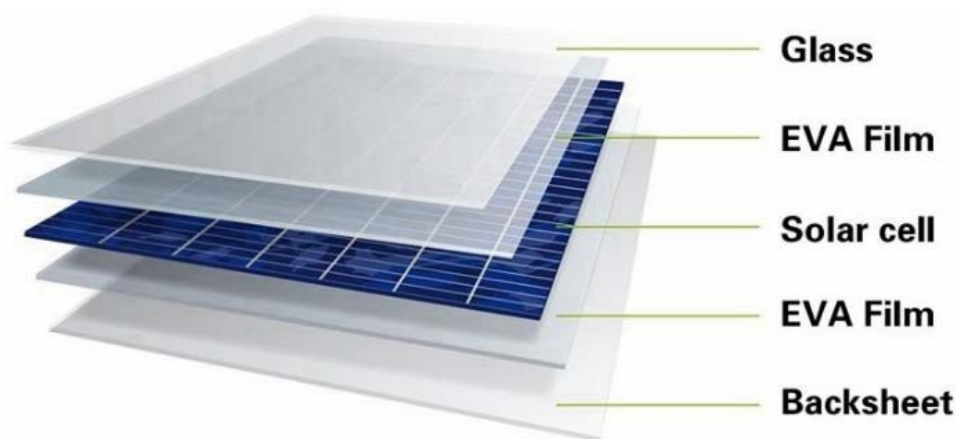


Ilustración 33. División en láminas de un módulo fotovoltaico.

Fuente: <https://es.aliexpress.com>

<b>Material</b>	<b>€/tonelada</b>	<b>€/kg</b>
<b>Aluminio</b>	1.805,18 €/tonelada	1,8 €/kg
<b>Arsénico</b>	2.246,77 €/tonelada	2,25 €/kg
<b>Cadmio</b>	1.182,18 €/tonelada	1,18 €/kg
<b>Cobre</b>	5.236,22 €/tonelada	5,24 €/kg
<b>Galio</b>	105.801,65 €/tonelada	105,8 €/kg
<b>Germanio</b>	1.167.940,26 €/tonelada	1.167,94 €/kg
<b>Indio</b>	219.160,47 €/tonelada	219,16 €/kg
<b>Plata</b>	635.600 €/tonelada	635,6 €/kg
<b>Plomo</b>	2.009,26 €/tonelada	2 €/kg
<b>Selenio</b>	9.600 €/tonelada	9,6 €/kg
<b>Telurio</b>	33,377.19 €/tonelada	33,38€/kg

Tabla 14. Cotización de metales valorizables procedentes de paneles a fecha de 2017.

Fuentes consultadas:

Mercado de metales de Londres: <https://www.lme.com>

<https://www.metalprices.com>

De la tabla anterior podemos observar que el aluminio se cotiza a 1,8 €/kg, siendo el elemento más representativo de los paneles tras el vidrio. La plata, aunque está bastante cotizada (635,6 €/kg) y se puede encontrar en algunos paneles, representa una cantidad mínima dentro de los mismos. Igualmente sucede con el plomo, aunque éste último presenta un valor muy inferior a la plata (2 €/kg).

En cuanto al resto de semiconductores, el germanio es el más cotizado (1.167,94 €/kg) y aunque sus aplicaciones fotovoltaicas son reducidas conviene tenerlo presente dado su elevado coste. Le siguen indio (219,16 €/kg) y galio (105,8 €/kg), y en menor medida el telurio que, aunque presenta un alto valor (33,38 €/kg) es bastante inferior a los anteriores. Dada la baja concentración

de estos elementos en los paneles, la cual se sitúa en torno al 1% en peso, la recuperación de los mismos supondrá un desafío para la industria de tratamiento fotovoltaica.

Por otra parte, en un estudio realizado en 2011 por European Commission DG ENV [10] para los paneles fotovoltaicos de silicio, se estimó que se obtiene un beneficio por módulo reciclado de 46,31€ para los de primera generación y de 37,23€ para los de segunda generación, que traducido a beneficio por tonelada equivale a 2.105€ y 2.349€ respectivamente.

Material	Price (per kg)	Recovery rate	Crystalline Silicon (1st generation)		a-Si model (2nd generation)	
			Mass (kg/Wp)	Price per Wp	Mass (kg/Wp)	Price per Wp
Glass	0,05 €	95%	0,0734	0,0037 €	0,2371	0,0119 €
Aluminium	1,20 €	100%	0,0107	0,0128 €	0,0001	0,0001 €
Rare metals	Variable*	30%	0,0003	0,1989 €	0,0009	0,6086 €
<b>Total</b>				<b>0,22 €</b>		<b>0,62 €</b>
<b>Per Average Module</b>				<b>46,31 €</b>		<b>37,23 €</b>
<b>Per Tonne</b>				<b>2 105 €</b>		<b>2 349 €</b>

\* Estimated at €650 for c-Si panels (contain Silver), €700 for a-Si panels (contain Indium and Germanium), based on market pricing as of February 2011

Tabla 15. Estimación de los ingresos a través del reciclaje de paneles de silicio.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

Esto da una idea del beneficio total que puede obtenerse por unidad o tonelada reciclada de los mismos, teniendo en cuenta las grandes cantidades previstas para su tratamiento en los próximos años. Sin embargo, también deben considerarse los gastos derivados del reciclaje. Estos se obtienen del mismo estudio mencionado anteriormente [10], donde se valoraron una serie de casos posibles:

- Caso 1: Paneles fuera del ámbito de aplicación de la WEEE. Es el peor caso posible pues se considera una eliminación inadecuada de los paneles donde no hay gastos derivados del reciclaje.
- Caso 2: Paneles fuera del ámbito de aplicación de la WEEE. A diferencia del anterior, sí tiene lugar el reciclaje mediante las prácticas actuales de tratamiento.

- Caso 3: Paneles de uso residencial dentro del ámbito de la WEEE.
- Caso 4: Todos los paneles, tanto de uso residencial como comercial, dentro del ámbito de la WEEE.

No se tendrá en cuenta la primera hipótesis, ya que no hay costes procedentes del reciclaje, y únicamente se considerarán los casos 2, 3 y 4, donde si están presentes dichos importes. En los casos seleccionados, los costes de logística se han estimado en 150 €/tonelada, basándose en los datos de recogida de PV CYCLE durante 2010. No obstante, los precios pueden variar dependiendo del sistema de recogida, el medio de transporte o la distancia entre el punto de recogida y el centro de reciclaje.

En cuanto al caso 2, no se hace distinción entre las tecnologías de células analizadas, siendo los costes derivados del proceso de logística, el pretratamiento y el reciclado de los paneles recogidos, iguales para todas. Estos, suman un total de 175 €/tonelada, y en ellos están reflejados la recogida, el transporte, el tratamiento previo y el reciclaje del vidrio. Por el contrario, no se tiene en cuenta la recuperación del aluminio y de los elementos valiosos.

El ingreso obtenido por cada tonelada de panel reciclado es de 15 €, una cantidad baja y no rentable para los fabricantes, pues están obligados a financiar dicho proceso debido al principio de responsabilidad ampliada del productor (RAP). En las tablas 16 y 17, se muestran los costes y beneficios asociados al caso 2.

Tecnología	Coste logístico por unidad (€)	Coste de tratamiento y reciclaje por unidad (€)	Coste total por unidad (€)
<b>c-Si</b>	150,00 €	25,00 €	175,00 €
<b>a-Si</b>	150,00 €	25,00 €	175,00 €
<b>CdTe</b>	150,00 €	25,00 €	175,00 €
<b>CIGS/CIS</b>	150,00 €	25,00 €	175,00 €

Tabla 16. Costes derivados del caso 2.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]



Tecnología	Coste de logística y reciclaje por tonelada (€)	Ingresos del reciclaje de materiales por tonelada (€)	Coste neto de reciclaje por tonelada (€)
<b>c-Si</b>	175,00 €	15,00 €	160,00 €
<b>a-Si</b>	175,00 €	15,00 €	160,00 €
<b>CdTe</b>	175,00 €	15,00 €	160,00 €
<b>CIGS/CIS</b>	175,00 €	15,00 €	160,00 €

Tabla 17. Costes e ingresos derivados del caso 2.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

Los casos 3 y 4 se han hecho de forma conjunta y haciendo distinción entre las tecnologías de células de paneles. Los costes de logística son iguales que en el caso anterior (150 €/tonelada), mientras que los costes totales de reciclado oscilan entre 210 €/tonelada y 290 €/tonelada, pues varían dependiendo de los tratamientos y de las técnicas de reciclaje utilizadas.

A diferencia del caso 2, aquí sí se tiene en cuenta la recuperación tanto del aluminio como de los elementos valiosos. Esto supone que los ingresos derivados del reciclaje sean en torno a 150 veces superiores oscilando entre 2.105 €/tonelada y 2.349 €/tonelada, frente a los 15 €/tonelada del segundo caso. En las tablas 18 y 19 se muestran los costes y beneficios asociados a los casos 3 y 4.

Tecnología	Coste logístico por unidad (€)	Coste de tratamiento y reciclaje por unidad (€)	Coste total por unidad (€)
<b>c-Si</b>	150,00 €	140,00 €	290,00 €
<b>a-Si</b>	150,00 €	60,00 €	210,00 €
<b>CdTe</b>	150,00 €	119,00 €	269,00 €
<b>CIGS/CIS</b>	150,00 €	120,00 €	270,00 €

Tabla 18. Costes derivados de los casos 3 y 4.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

Tecnología	Coste de logística y reciclaje por tonelada (€)	Ingresos del reciclaje de materiales por tonelada (€)	Coste neto de reciclaje por tonelada (€)
<b>c-Si</b>	290,00 €	2.105,00 €	-1.815,00 €
<b>a-Si</b>	210,00 €	2.349,00 €	-2.139,00 €
<b>CdTe</b>	269,00 €	2.349,00 €	-2.080,00 €
<b>CIGS/CIS</b>	270,00 €	2.349,00 €	-2.079,00 €

Tabla 19. Costes e ingresos derivados de los casos 3 y 4.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

El hecho de que los costes sean negativos indica que no deberán abonarse, sino que serán beneficios netos obtenidos por el reciclaje de los paneles. Añadir que en el Anexo II se dispone de un caso particular de gestión y tratamiento de una tonelada de paneles CdTe. En él se detalla, de forma más concreta, los distintos costes asociados al proceso de tratamiento.

Para terminar este apartado, se muestra a continuación una tabla con los ratios totales de reciclaje para cada uno de los casos expuestos con anterioridad, así como los puestos de trabajo generados como consecuencia del incremento de mano de obra necesaria para llevar a cabo los procesos de reciclaje. El caso 4 es el más favorable, con un 85% de ratio de reciclaje y 20.000 puestos de trabajos generados para el año 2050.

	<b>CASO 1</b>	<b>CASO 2</b>	<b>CASO 3</b>	<b>CASO 4</b>
<b>Ratio total de reciclaje</b>	0 %	24 %	76 %	85 %
<b>Año</b>	<b>Números de puestos de trabajo creados</b>			
<b>2030</b>	0	100	3.250	5.000
<b>2040</b>	0	240	7.800	12.000
<b>2050</b>	0	400	13.000	20.000

Tabla 20. Ratios de reciclaje y puestos de trabajo creados.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

### 2.3. Valorización material.

Este tipo de valorización consiste en la obtención de nuevos materiales tras el proceso de reciclaje de los paneles fotovoltaicos, evitando con ello el uso de nuevas materias primas en el proceso de fabricación, o destinando estos recursos como materia prima para otro tipo de industria.

Material	End-product destination
Silicon wafer	Sale
Silicon granulates	Sale, own use
Silver	Sale, metal recycling
Aluminium	Sale, metal recycling
Steel	Sale, metal recycling
Copper	Sale, metal recycling
Glass	Sale, metal recycling
Packaging	Disposal, recycling
Residuals	Disposal (mixed waste)

Tabla 21. Destino de los materiales valorizables en paneles de silicio.

Fuente: Latunussa, Mancini, Andrea Blengini, Ardente & Pennington, 2016 [27]

En el caso de los módulos fotovoltaicos, los componentes más valorizables desde el punto de vista material son el vidrio y el aluminio, pues son los presentes en mayor proporción en los paneles. Le siguen, en menor medida y según la tecnología de células que utilice el panel, los materiales semiconductores presentes en los mismos, como el silicio, el cadmio, el telurio, el galio o el indio, entre otros. En la siguiente ilustración se muestra un ejemplo de los elementos valorizables, desde el punto de vista material, de un panel de silicio.

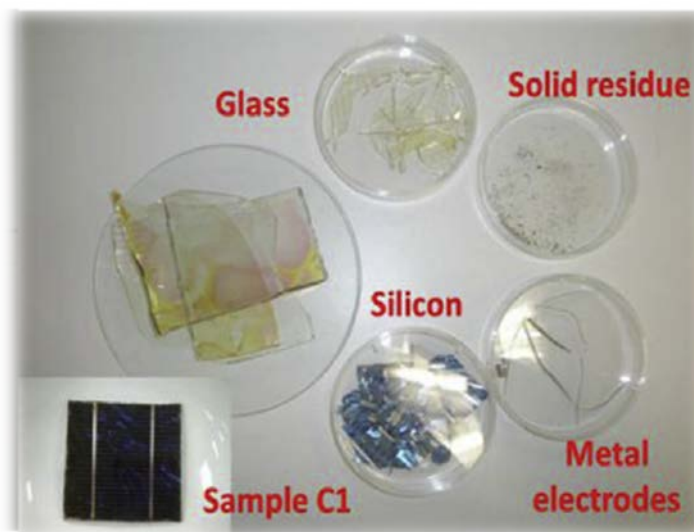


Ilustración 34. Residuos obtenidos de un panel de silicio.

Fuente: Tammaro, Rimauro, Fiandra & Salluzzo, 2015 [9]

A continuación, se detallan las posibilidades de valorización material de los distintos componentes presentes en el panel, independientemente de la tecnología de células utilizada.

### ➤ Vidrio

En la fabricación de módulos fotovoltaicos se emplea un vidrio templado con bajo contenido en hierro y en impurezas. Se trata de un material que podría ser empleado como materia prima hasta en un 80%, pues, aunque una mayor cantidad es aceptable, también es susceptible de incrementar la fragilidad del mismo, y dar lugar, por tanto, a un material de menor calidad [35]. El vidrio reciclado se puede emplear, entre otras cosas, como adición al cemento de edificaciones, lo cual incrementa la durabilidad y resistencia del mismo, así como su aislamiento térmico.

Otra opción puede ser utilizar el vidrio reciclado en aplicaciones arquitectónicas, concretamente a través del denominado vidrio “Low E”. Básicamente, este material, debido a su composición, permite el paso de la luz visible e impide el paso de radiaciones ultravioletas e infrarrojas, reduciendo así las pérdidas de calor en las viviendas y generando, por tanto, un ahorro en la calefacción. Por último, cabe la posibilidad de aplicar dicho vidrio en la elaboración de un tipo de asfalto denominado “glassphalt”, el cual utiliza vidrio triturado hasta en un 20% de su peso y representa una alternativa al pavimento común basado en la mezcla de betún y arena.

### ➤ **Aluminio**

El aluminio empleado en paneles fotovoltaicos es de tipo anodizado, lo cual le confiere una mayor resistencia y durabilidad. Este material puede ser reciclado hasta en un 100%, pues al refundirse, no pierde sus características físico-químicas. Normalmente, los residuos de aluminio recuperados se transportan a gestores específicos para su tratamiento y se consideran aptos para la producción de aluminio secundario. Este tipo de aluminio, a pesar de que se obtiene por la fusión de fragmentos procedentes de aluminio primario y de restos de chatarra de dicho material, se puede emplear como sustituto del aluminio primario en la fabricación de nuevos marcos para los módulos, evitando de esta manera los impactos debidos a la producción de aluminio primario [27].

En cuanto a otras aplicaciones del aluminio secundario, al mantener las mismas propiedades que el aluminio primario siendo además más económico, es válido para su producción en diversos formatos por medio de la extrusión y en aleaciones por inyección, donde se emplea hasta en un 80%.

### ➤ **Polímeros**

Entre los polímeros presentes en panel, destacamos el EVA, como encapsulante, y el Tedlar, como protección de la parte posterior del panel, siendo estas las combinaciones más comunes en el mercado. Como ya hemos comentado, estos componentes, por lo general, no tienen un valor material, sino energético, pues teniendo en cuenta el alto desgaste que sufren a lo largo de la vida útil del panel, lo habitual es que se sometan a un tratamiento térmico, del cual se obtiene una cierta cantidad de energía. [27]. Este se explicará con más profundidad en el apartado 2.4 “Valorización energética”.

### ➤ **Otros materiales presentes**

#### – **Silicio**

El silicio presenta una tasa de recuperación del 95%. Tras su proceso de recuperación, la denominada “chatarra” de silicio mantiene las propiedades del silicio de grado metalúrgico, pudiendo ser útil para su tratamiento hasta lograr el silicio de grado solar, utilizado en la producción de nuevas células. De esta manera, contribuye a frenar los impactos ambientales relacionados con la fabricación [27].

### – **Cobre**

El cobre es un metal que puede ser reciclado en su totalidad, mediante un proceso de refinado y fundición. Los residuos de cobre recuperados tras el tratamiento de los paneles se destinan a una planta de reciclaje especializada en dicho metal, donde se produce cobre secundario, cuyo valor vendrá determinado por la eficiencia del proceso de tratamiento y por la calidad de los residuos. Se considera para este proceso una tasa de reciclaje de cobre del 96,5%, y se estima una cantidad de cobre recuperado de 1,14 kg por cada tonelada de panel [27].

Dado que el cobre tiene una gran variedad de aplicaciones, tanto en sus formas más puras como en aleaciones con otros materiales, los destinos del cobre secundario son diversos, abarcando desde tuberías, láminas para techos, chips electrónicos, piezas de motores y transformadores o monedas, entre otros usos. Para cables conductores se precisa de un cobre refinado de mayor pureza, pues si se utiliza cobre secundario se limitaría la conductividad eléctrica del mismo.

También debemos tener en cuenta el beneficio energético y ambiental derivado del reciclaje de cobre, pues utilizar cobre secundario supone un ahorro en los costes de producción dado que se utiliza un material que ya ha sido extraído, transportado, fundido y refinado, a diferencia del cobre primario o recién extraído, el cual debería recibir una serie de tratamientos específicos que supondrían un mayor impacto ambiental y un mayor gasto energético.

### – **Plata**

En los paneles fotovoltaicos la plata suele utilizarse como elemento de protección a través del revestimiento de los módulos mediante una pasta metalizada. A pesar de que está presente en cantidades muy bajas, estimándose estas en 10 g/m<sup>2</sup> de módulo o 0,5 Kg por tonelada de panel, representa uno de los mayores costes en relación al proceso de fabricación de las células fotovoltaicas.

Su reciclaje constituye, por tanto, una parte importante en el mercado de la plata pues podría representar un tercio del mismo. Tras una serie de tratamientos para su recuperación como pueden ser la electrólisis o la precipitación mediante lixiviado, la plata obtenida, denominada también plata secundaria, puede ser utilizada como sustituta de la plata primaria u original, tal como sucedía con el aluminio. De esta manera, se reducen los impactos ambientales derivados de la producción de plata [27].

### – **Cadmio**

Teniendo en cuenta que el cadmio presenta alta toxicidad y no se prevén problemas de disponibilidad en un futuro, pues su producción está en torno a 20 millones de toneladas por año, sus principales destinos son la venta en el mercado o su reutilización, tanto en la fabricación de nuevos módulos como en acumuladores eléctricos recargables NiCd.

### – **Plomo**

El plomo secundario conserva las propiedades del obtenido a partir de minerales, y además de las aplicaciones fotovoltaicas, sus usos son muy diversos entre los que destacan: baterías, protección contra radiaciones, soldadura, revestimiento de cables, recubrimiento de vidrios, etc.

### – **Resto de semiconductores**

Por lo general, los elementos valiosos cuya disponibilidad es limitada, como son: el telurio, indio, galio, germanio o el selenio, suelen destinarse a su venta en el mercado o en la producción de nuevos paneles, siendo ésta última una opción muy rentable pues repercutiría en un menor coste de fabricación para los paneles y en una mayor estabilidad frente a los posibles problemas de stock de materias primas. No obstante, también existen algunas aplicaciones a las que pueden ser destinados [36] [37].

Indio y galio pueden emplearse en la elaboración de nitruro de galio (InGaN), un semiconductor aplicado a la tecnología LED. El selenio también se utiliza, aunque en menor medida que los anteriores, para la fabricación de diodos LED de color. El galio, mediante el compuesto arseniuro de galio (GaAs) también puede utilizarse en aplicaciones de circuitos integrados y en láseres. Igualmente, el indio puede aplicarse en paneles electroluminiscentes y el selenio en tóner para fotocopadoras.

En cuanto al telurio, es un subproducto de cobre, plomo, oro y bismuto, que además presenta un alto grado de escasez en la naturaleza por lo que su reciclaje es de suma importancia. Recientemente, se ha encontrado en las aguas al sur de Canarias un importante yacimiento de telurio, el cual permitirá extraer 2.670 toneladas de dicho elemento según el diario ABC.

Aunque las cantidades recuperadas de este elemento son mínimas, podrían destinarse a aplicaciones de telefonía móvil, o como telururo de bismuto ( $\text{Bi}_2\text{Te}_3$ ) en la refrigeración de dispositivos termoeléctricos. Respecto al germanio, en torno al 30% de sus aplicaciones comerciales provienen de su reciclaje, y por lo general, además de sus aplicaciones fotovoltaicas también puede emplearse en los dispositivos LED.

### ➤ Caja de conexiones

No debemos olvidar este componente presente en los paneles fotovoltaicos, el cual representa un medio para albergar las conexiones que hacen posible aprovechar el efecto fotovoltaico. En cuanto al cableado, se considera que la parte de cobre se destina a una planta de tratamiento para reciclar dicho material y obtener cobre secundario, mientras que la parte de polímero del cable, que podría contener PVC, se destinará a una planta de incineración para la recuperación de la energía. Por lo general, la tasa de recuperación de metales procedentes del tratamiento referente al cableado se sitúa entre el 94 - 99%, donde el cobre, como ya comentamos anteriormente, tiene una tasa de recuperación del 96,5% [27]. En la siguiente tabla se detallan los diferentes materiales presentes en una tonelada de paneles de silicio, así como sus cantidades. En relación a este apartado, se muestra que el cableado únicamente representa el 1% del panel, y dentro del mismo se encuentran además de los polímeros, los conductores de aluminio (5,3 kg) y de cobre (1,14 kg), así como otros elementos como el plomo, el estaño o la plata (0,53 kg).

Component	Quantity	Unit	Percentage (%)
Glass, containing antimony (0.01–1%/kg of glass)	700	kg	70
PV frame, made of aluminium	180	kg	18
Polymer-based adhesive (EVA) encapsulation layer	51	kg	5.1
Solar cell, containing silicon metal	36.5	kg	3.65
Back-sheet layer (based on Polyvinyl Fluoride)	15	kg	1.5
Cables (containing copper and polymers)	10	kg	1
Internal conductor, aluminium	5.3	kg	0.53
Internal conductor, copper	1.14	kg	0.11
Silver	0.53	kg	0.053
Other metals (tin, lead)	0.53	kg	0.053
<b>Total</b>	<b>1000</b>	<b>kg</b>	<b>100</b>

Tabla 22. Composición de residuos procedentes de 1000 kg de paneles de silicio.

Fuente: Latunussa, Ardente, Blengini & Mancini, 2016 [38]



## 2.4. Valorización energética.

Aunque gran parte del flujo de residuos se pueda destinar a procesos de reciclaje o a vertido en última instancia, una parte de los mismos podrían destinarse a plantas de valorización para la recuperación energética. Esta opción es muy recomendable cuando los polímeros se encuentren muy deteriorados o mezclados con otros materiales que dificulten su separación, como el vidrio o las células, en el caso que nos ocupa.

La valorización energética viene determinada por el poder calorífico que tengan los polímeros en cuestión, pudiendo ser ésta, en algunos casos, equivalente a la quema de ciertos combustibles fósiles como el Fuel-oil (44 MJ/kg), pues algunos plásticos pueden alcanzar hasta 45 MJ/kg. Aunque los polímeros procedentes del tratamiento de paneles fotovoltaicos no alcanzan dicho valor energético, su valorización energética será un aspecto muy a tener en cuenta dado el gran volumen de paneles fuera de uso que irá surgiendo con el paso de los años.

Según un estudio de Latunussa, Mancini, Andrea Blengini, Ardente y Pennington [27], la incineración de forma común de la capa de EVA y de la capa de Tedlar, puede generar tanto energía eléctrica como térmica, siendo estas de 3,48 MJ/kg de para la generación de electricidad y 7,03 MJ/kg como generación de calor. Lo mismo sucede, aunque en menor medida, con el PVC empleado para el aislamiento del cableado. Este presenta una recuperación energética por kg de polímero incinerado de 2,86 MJ/kg destinados a la generación de electricidad y 5,8 MJ/kg en forma de energía térmica, tal y como se puede visualizar en la tabla 23.

Material	Recuperación en forma de energía eléctrica	Recuperación en forma de calor
<b>EVA + Tedlar</b>	3,48 MJ/kg	7,03 MJ/kg
<b>Aislamiento de PVC</b>	2,86 MJ/kg	5,8 MJ/kg

Tabla 23. Recuperación energética tras el tratamiento de polímeros.

Fuente: Latunussa, Mancini, Andrea Blengini, Ardente & Pennington, 2016 [27]

En la planta de recuperación energética, mediante un proceso como puede ser la combustión, se logra reducir el volumen de los residuos, generando escorias y cenizas, al mismo tiempo que se genera energía térmica. Esta energía térmica puede utilizarse para calentar agua, generar vapor, y posteriormente, mediante una turbina, generar energía eléctrica. Por lo general, las escorias generadas se emplean para el pavimento de carreteras y elementos de construcción, canteras o cementeras; mientras que las cenizas se inertizan en depósitos controlados, donde se disminuye su potencial químico [26].

En el caso de los paneles fotovoltaicos, polímeros como el EVA constituyen el componente que presenta una mayor valorización energética, pues pueden desprenderse de las células fotovoltaicas mediante el uso de disolventes orgánicos o por procesos de descomposición térmica como puede ser la pirólisis a 500°C, donde dicho material se descompone en CO y CO<sub>2</sub>. Esto sucede debido a la diferencia de temperaturas de fusión para el vidrio y el EVA, pues mientras que el vidrio ronda los 1500-1600°C, el segundo comienza a fundirse a 76°C [26]. En la tabla 24 vemos un ejemplo de las entradas y salidas del proceso de tratamiento de una tonelada de paneles de silicio, donde se observa que la energía recuperada tras la incineración del encapsulado (EVA), la protección posterior (Tedlar) y los polímeros de los cables equivale a 248,84 MJ de energía eléctrica y 502,84 MJ en forma de energía térmica por tonelada de panel.

Input/output	Quantity	Unit	Note
<b>Input</b>			
PV waste panels	1000	kg	
Electricity	113.55	kW h	Required in various treatment processes as: disassembly, glass separation, module cutting, sieving, leaching, electrolysis.
Diesel fuel	1.14	l	Forklift work
Water	309.71	kg	Water consumption for acid leaching, electrolysis, and neutralization process
HNO <sub>3</sub>	7.08	kg	Acid leaching process
Ca(OH) <sub>2</sub>	36.5	kg	Neutralization of acid solution
<b>Output, recovered materials</b>			
Aluminium scrap	182.65	kg	
Glass scrap	686	kg	
Copper scrap	4.38	kg	
Silicon metal (Metallurgical Grade)	34.68	kg	
Silver	0.5	kg	
<b>Output, energy recovery</b>			
Electricity	248.84	MJ	Produced by the incineration of PV Encapsulation, back-sheet layer and polymers from cables
Thermal Energy	502.84	MJ	Produced by the incineration of PV Encapsulation, back-sheet layer and polymers from cables
<b>Output, waste to landfill</b>			
Contaminated glass	14	kg	Disposal in landfill
Fly ash (hazardous waste)	2	kg	Disposal in hazardous waste landfill
Liquid waste	306.13	kg	Disposal in landfill
Sludge (hazardous waste)	50.25	kg	Contains metallic residue, disposal in special landfill
<b>Output, emission to air</b>			
NO <sub>x</sub>	2	kg	Emission from electrolysis

Tabla 24. Entradas y salidas del proceso de tratamiento de una tonelada de paneles Si.

Fuente: Latunussa, Ardente, Blengini & Mancini, 2016 [38]

### 3. Posible impacto ambiental.

Aunque los paneles fotovoltaicos no se clasifican como residuos peligrosos, ni siquiera los CdTe, pues el porcentaje de sustancias tóxicas está por debajo del límite fijado por la Unión Europea, sí contienen algunas sustancias altamente contaminantes. Estas sustancias son el plomo y el cadmio, y aunque únicamente constituyan el 0,052% en peso de los residuos totales para 2050, su eliminación debe ser controlada con el fin de evitar posibles daños sobre el medio ambiente y la salud humana.

Entre los principales problemas se encuentra la contaminación debida al lixiviado del plomo y del cadmio tras la deposición de paneles en vertederos, causados por la exposición de los mismos a un bajo pH como puede ser la lluvia; así como la pérdida de recursos convencionales que se encuentran en los paneles, como pueden ser el vidrio y el aluminio, o metales valiosos como pueden ser la plata, indio, galio o el germanio, entre otros.

#### 3.1. Daños en el ecosistema.

El plomo es un metal pesado presente, principalmente, en los paneles de primera generación de silicio cristalino (c-Si) y su proceso de lixiviado debido a la exposición del módulo a elementos como el ácido nítrico o la lluvia puede aumentar desde el 13% hasta el 90%, derivando en altas concentraciones del mismo y, por tanto, en consecuencias para el medio ambiente. Entre ellas destacan la pérdida de biodiversidad, disminución del crecimiento y tasa de reproducción de plantas y animales y efectos neurológicos en vertebrados.

Si consideramos un panel de silicio de 22 kg, en él estarán presentes aproximadamente 13 g de plomo. Esto representa unas cantidades de plomo, según la dimensión del panel, de entre 1,6 g y 11,4 g por unidad de desecho, o 75 g y 518 g por tonelada de desecho. Añadir que el coste de una fuga de plomo, por lo general, suele ser de 1,17 €/g Pb liberado, aunque puede variar dependiendo de si la contaminación es debida al lixiviado.



*Ilustración 35. Contaminación del agua por metales pesados.*

Fuente: <https://albertogarciaespinoso.wordpress.com/category/la-tierra/>

Otro metal pesado altamente tóxico es el cadmio, que está presente en paneles fotovoltaicos de película delgada de segunda generación, principalmente CdTe y CIGS. El contacto de un panel de estas características con el ácido nítrico o la lluvia (bajo pH), aumenta la posibilidad del lixiviado del cadmio entre 29% y 40%. Para nuestro entorno, esto puede presentar consecuencias como la contaminación de los ecosistemas acuáticos y terrestres, pues es un elemento que se acumula en órganos como el riñón y el hígado de los vertebrados causando daños renales, y en invertebrados como algas y plantas.

En un panel de CdTe de 12 kg hay aproximadamente 4,6 g de cadmio, lo cual representa entre 0,32 g y 1,84 g por unidad de desecho o 27 g y 153 g por tonelada de desecho. En comparación a la fuga de plomo, el coste de una fuga de cadmio es más económico, pudiendo ser de 0,046 €/g Cd liberado.

### **3.2. Consecuencias en la salud de las personas.**

En el caso de los seres humanos, el plomo puede llegar a acumularse en nuestros tejidos, derivando en una enfermedad conocida como saturnismo. Los efectos principales de esta patología son la anemia, daños en el sistema nervioso e inmunológico, problemas renales y los sistemas de reproducción, así como en el sistema cardiovascular.

Por su parte, el cadmio presenta una alta toxicidad y puede acumularse en el organismo, con una vida media de 30 años. Aún en pequeñas concentraciones, puede generar problemas como daños renales, daños en el sistema nervioso central, debilidad ósea, infertilidad y, según algunos estudios recientes, puede ser cancerígeno.

### **3.3. Pérdida de recursos.**

Una gestión ineficiente de las fracciones recuperables procedentes de los residuos de los paneles fotovoltaicos, puede derivar en una pérdida de recursos que son potencialmente reutilizables, y al mismo tiempo, causar impacto medioambiental.

De estas fracciones recuperables, nos referimos principalmente al vidrio y aluminio, que, independientemente de la tecnología, son los que constituyen la mayor parte de los materiales que componen un panel fotovoltaico. Por poner un ejemplo, los paneles fotovoltaicos de primera generación constituidos por silicio cristalino están formados principalmente de vidrio (74,16%) y el aluminio que conforma el marco de encaje (10,30%). Esto, expresado en términos de peso, representa 16,6 kg de vidrio y 2,3 kg de aluminio para un panel de 22 kg (valor promedio) [10].

Durante el año 2000 y 2009, el precio de mercado del vidrio se mantuvo relativamente estable, con un precio de alrededor de 50 €/por tonelada [10]. El aluminio por su parte, tuvo un precio de mercado de aproximadamente 1.200 €/por tonelada. Para el cálculo de estos precios, se consideró valorizar los materiales recuperados por el mismo precio que el material nuevo, así como un reciclado de alto rendimiento, con tasas de recuperación del 100% para el aluminio, 95% para el vidrio y 30% para los metales. En la tabla 25 se reflejan estos datos junto con las tecnologías de paneles donde se encuentran presentes dichos elementos.

Materiales	Relación precio/peso	Tipología de panel donde están presentes
<b>Aluminio</b>	1,20 €/kg	c-Si, a-Si, CIS, CIGS, tecnologías emergentes
<b>Vidrio</b>	0,05 €/kg	c-Si, a-Si, CIS, CIGS, tecnologías emergentes

Tabla 25. Cotización del vidrio y aluminio entre 2000 y 2009.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

En cuanto a los metales, también se debe tener en cuenta la posibilidad de su pérdida como recurso valorizable, pues, aunque únicamente representan en torno al 1% de la masa de un panel fotovoltaico, su valor económico es elevado. Nos referimos particularmente a los mostrados en la tabla 26.

Metales	Tipología de panel donde están presentes
<b>Plata</b>	c-Si
<b>Indio</b>	a-Si, CIS, CIGS
<b>Telurio</b>	CdTe
<b>Galio</b>	CIGS, CPV, tecnologías emergentes
<b>Germanio</b>	a-Si, CPV, tecnologías emergentes

Tabla 26. Elementos de alto valor presentes en paneles fotovoltaicos.

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

Por último, añadir que se prevé un aumento en los precios de los recursos anteriormente citados, debido, entre otros motivos, a la posible inflación e incremento de la futura demanda, al agotamiento de los recursos naturales y a las dudas sobre la disponibilidad de tecnologías de reciclaje para este tipo de materiales. De no ser capaces de hacer frente a estas cuestiones y no realizar una correcta gestión durante el reciclaje del panel, la situación repercutiría negativamente suponiendo unos mayores costes de obtención de recursos debido a la no reutilización de los mismos, generando con ello, además, un mayor impacto medioambiental.

## Capítulo 6. Previsiones de futuro y conclusiones.

Tal y como comentamos en el capítulo 1, IRENA [12] estima que para el año 2030 deberán ser tratados 8 millones de toneladas de residuos generados por módulos fotovoltaicos, una cifra bastante inferior a los 78 millones de toneladas que se prevén para el año 2050. La cantidad de residuos generados irá acorde a la capacidad fotovoltaica instalada en cada país, siendo China (20 millones de toneladas), Japón (7,5 millones de toneladas), Alemania (4,3 millones de toneladas), India (7,5 millones de toneladas) y EEUU (10 millones de toneladas) los principales productores de residuos (unos 50 millones de toneladas), teniendo en cuenta que entre ellos albergan el 60% de la potencia instalada.

En el gráfico 21 distinguimos dos casos, un escenario medio, donde se considera una vida útil promedio del panel de 30 años, y un escenario temprano, donde se tienen en cuenta los posibles fallos y el desgaste prematuro que puedan sufrir los paneles a lo largo de su vida útil.

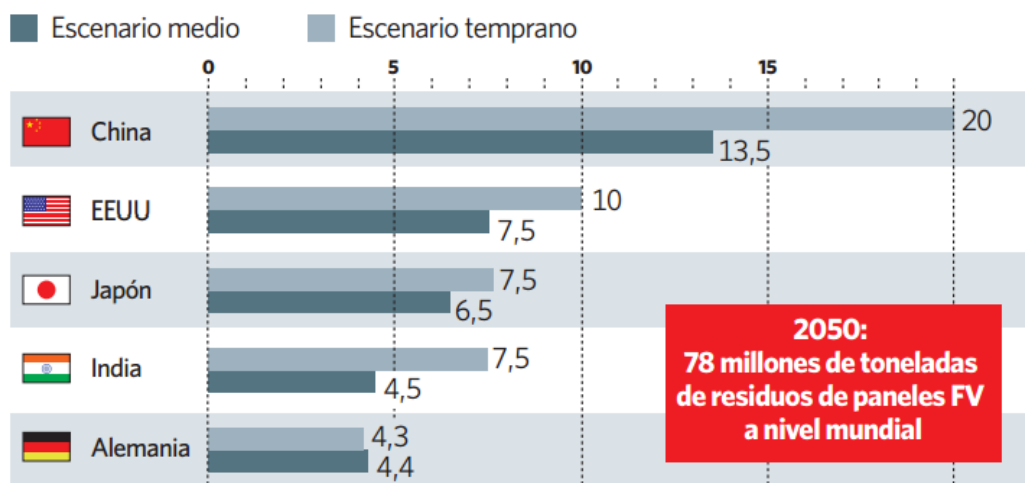


Gráfico 21. Estimación del volumen de residuos acumulados en 2050.

Fuente: Raso, 2016 [11]

Por otra parte, se estima que el valor económico generado por la recuperación de materias primas procedentes de módulos fotovoltaicos podría alcanzar en el año 2030, 450 millones de dólares y en 2050, 15.000 millones de dólares. En términos de producción, este impacto económico sería capaz de fabricar 60 millones de nuevos paneles en 2030 y en torno a 2.000 millones de nuevos paneles fotovoltaicos en 2050, que traducido a potencia fotovoltaica instalada equivaldría a 18 GW y 630 GW respectivamente.

De acuerdo a las estimaciones de IRENA [1], la demanda de silicio se reducirá desde 17 megatoneladas hasta 13 megatoneladas en el año 2040 y todo gracias al reciclaje, pudiendo haber incluso un excedente de paneles de este tipo. En el caso de otras tecnologías como el CdTe, CIS o CIGS, hay mayores incentivos económicos para mejorar su fase de reciclaje, pues dado el futuro incremento de la demanda y la escasez de elementos semiconductores tales como el telurio o el indio, entre otros, se hace necesario elaborar un plan estratégico que garantice la futura disponibilidad de dichos componentes.

En la tabla 27 se muestran los precios estimados de algunos metales para 2050, según European Commission DG ENV [10]. Se puede observar un considerable aumento del valor, respecto a los descritos en el capítulo 5, en la plata, indio y galio, y en menor medida en el germanio.

<b>Metal</b>	<b>Relación precio/peso</b>
<b>Plata</b>	1.348 €/kg
<b>Indio</b>	773 €/kg
<b>Galio</b>	754 €/kg
<b>Germanio</b>	1.163 €/kg

Tabla 27. Estimación de precios para metales de paneles fotovoltaicos (año 2050).

Fuente: European Commission DG ENV, 2011 [10]

En cuanto a los vertidos, la contaminación como consecuencia de la lixiviación de plomo y cadmio, considerando únicamente los daños a la salud humana, supondrán en 2050 un coste de casi 2.000 millones euros en el caso del plomo y 14 millones de euros para el cadmio. Esto se deduce del coste del lixiviado, que se supone 1.174 €/kg para el plomo y 46 €/kg para el cadmio, y de la posible eliminación inadecuada de 3.381 toneladas de plomo (promedio de lixiviación de 1.741 toneladas) y 877 toneladas de cadmio (promedio de lixiviación de 303 toneladas). Es, por tanto, un problema a tener muy en cuenta pues se puede reducir su impacto realizando una correcta gestión de la situación.



Por otra parte, habría que mencionar la posible futura aplicación del grafeno en los módulos fotovoltaicos. Como bien sabemos, el rendimiento del panel depende de las condiciones climatológicas, viéndose reducido en caso de clima adverso como es la lluvia. Sin embargo, según el diario el Economista, en China se están desarrollando paneles solares recubiertos de grafeno capaces de absorber la energía procedente de la lluvia. Esto se debe a que el grafeno conduce muy bien la electricidad y teniendo en cuenta que la lluvia está formada por elementos (iones) como el sodio, el calcio o el amonio que, al impactar con el grafeno, reaccionan generando una mayor diferencia de potencial.

Tras el desarrollo de este trabajo de fin de grado podemos destacar que el tratamiento de los residuos generados por los módulos fotovoltaicos, así como su reciclaje, repercutirán muy positivamente en un futuro próximo, generando beneficios para nuestra sociedad y para el medio ambiente. Aunque supondrá un desafío ambiental, también será una oportunidad para la creación de riqueza y la apertura de nuevas vías económicas. El crecimiento de una infraestructura de gestión de residuos llevará consigo la aparición de nuevas industrias y un aumento en la oferta de puestos de trabajo.

Por otro lado, también habrá que tener presente la aportación de la I+D+i en la gestión de residuos y en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, pues facilitaría entre otras cosas, el reciclaje, la recuperación de componentes procedentes de los paneles que entren en desuso y una reducción en la utilización de materiales peligrosos durante los procesos de fabricación. A tal efecto, deberá aplicarse una política que permita sustituir ciertos componentes utilizados en la elaboración de los módulos y considerados dañinos para el medio ambiente y la salud de las personas, como puede ser la plata, el cadmio o el plomo, por otros que no tengan tales consecuencias.

Los paneles fotovoltaicos están compuestos de materiales altamente valorizables desde el punto de vista económico, material y energético, por lo que es de vital importancia adoptar con antelación un plan estratégico que permita realizar una correcta gestión de los módulos una vez estén fuera de uso, así como de aquellos que por alguna razón deban ser reemplazados. Entre otros factores, este plan deberá establecer una normativa y una tecnología acorde, que permitan una gestión eficiente de los residuos, permitiendo alcanzar un futuro energético sostenible y viable económicamente. De esta manera, surgirán nuevas oportunidades de negocio, al mismo tiempo que se irá consumando la transición hacia un futuro basado en el uso de fuentes de energía renovables.

## Conclusions

After the development of this work, we can highlight that the treatment of waste generated by photovoltaic modules, as well as their recycling, will have a positive impact in the near future, generating benefits for our society and for the environment. Although it will be an environmental challenge, it will also be an opportunity for the creation of wealth and the opening of new economic channels. The growth of a waste management infrastructure will lead to the emergence of new industries and an increase of jobs opportunities.

On the other hand, we have to take into account the contribution of R&D in waste management and efficiency of photovoltaic modules, because it would facilitate recycling, recovery of components from end-of-life photovoltaic panels and a reduction in the use of hazardous elements during the manufacturing processes. Therefore, a regulation should be applied to replace certain components used in the development of modules and considered harmful for the environment and human health, such as silver, cadmium or lead, by others without that consequences.

Photovoltaic panels are composed by highly value materials from an economically, materially and energetically perspective. Consequently, we have to adopt a strategic plan which will allow a suitable management for the end-of-life and damaged modules. In addition, this plan must establish an appropriate politics and technologies, that allow to get an efficient waste management and to achieve an economically viable and sustainable future. In this way, new business opportunities will emerge while the transition towards a future based on the use of renewable energy sources will be consummated.

## Bibliografía

- [1] IRENA (International Renewable Energy Agency), «The power to change» 2016.
- [2] J. Pérez, «Reciclaje de paneles fotovoltaicos o el reto medioambiental de los residuos del futuro» *IndustriAmbiente*, 2017.
- [3] M. Castrol Gil, J. Carpio Ibañez, R. Guirado Torres, A. Colmenar Santos y L. Dávila Gómez, de *Energía solar fotovoltaica*, PROGENSA, 2004.
- [4] M. Salvador Andaluz, «Análisis del mercado eléctrico en España» Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona (UPC), Barcelona, 2010.
- [5] Red Eléctrica de España, 2017. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es>.
- [6] M. C. T. Vázquez, de *Energía solar fotovoltaica*, CANO PINA S.L. - Ediciones Ceysa, 2005.
- [7] A. Paiano, «Photovoltaic waste assesment in Italy» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Italy, 2015.
- [8] R. F., «Perovskite Solar Cells Keep On Surging» *Science*, 2014.
- [9] M. Tammaro, J. Rimauro, V. Fiandra y A. Salluzzo, «Thermal treatment of waste photovoltaic module for recovery and recycling» *Renewable Energy*, 2015.
- [10] European Commission DG ENV, «Study on photovoltaic panel supplementing the impact assessment for a recast of the WEEE directive» 2011.
- [11] C. Raso, «Reciclar una tonelada de paneles solares cuesta 250 euros» *El economista - Suplemento Energía*, 2016.
- [12] IRENA, «End-of-life Management. Solar Photovoltaic Panels» 2016.

- [13] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, «Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos» 2015.
- [14] Parlamento Europeo y del consejo, «Directiva 2011/65/UE sobre restricciones a la utilización de determinadas sustancias peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos» 2011.
- [15] V. Fthenakis y H. Kim, «Photovoltaics: Life-cycle analyses» *Solar Energy*, 2011.
- [16] K. P. Bhandari, J. M. Collier, R. J. Ellingson y D. S. Apul, «Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015.
- [17] R. Frischknecht, R. Itten, P. Sinha, M. de Wild-Scholten y J. Zhang, «Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems» *Photovoltaic Power Systems Programme*, 2015.
- [18] S. Gerbinet, S. Belboom y A. Léonard, «Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaics panels: A review» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [19] A. Sumper, M. Robledo-García, R. Villafáfila-Robles, J. Bergas-Jané y J. Andrés-Peiró, «Life-cycle assessment of a photovoltaic system in Catalonia (Spain)» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011.
- [20] D. Zhang, S. Tang, B. Lin, Z. Liu, X. Zhang y D. Zhang, «Co-benefit of polycrystalline large-scale photovoltaic power in China» *Energy*, 2012.
- [21] V. M. Fthenakis y H.-C. Kim, «Energy Use and Greenhouse Gas Emissions in the Life Cycle of Thin Film CdTe Photovoltaics» *Proceedings of the symposium G-Life Cycle Analysis*, 2005.
- [22] V. M. Fthenakis y H. C. Kim, «Life cycle assessment of high-concentration photovoltaic systems» *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, 2012.
- [23] J. Wong, M. Royapoor y C. Chan, «Review of life cycle analyses and embodied energy requirements of single-crystalline and multi-crystalline silicon photovoltaic systems» *Renewable and sustainable Energy Reviews*, 2016.

- [24] M. Ra Kim, V. Goldsmidt, R. Pampena, K. Marcos y A. M. Martínez, «Optimización del ciclo de vida de los paneles fotovoltaicos» *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente (AVERMA)*, 2000.
- [25] PV CYCLE, «El programa de recogida y reciclaje de paneles fotovoltaicos en Europa» 2012.
- [26] Info Power Solar, «Reciclaje de paneles solares: Convertir a la industria fotovoltaica en doblemente ecológica.» 2011.
- [27] C. E. L. Latunussa, L. Mancini, G. Andrea Blengini, F. Ardente y D. Pennington, «Analysis of Material Recovery from Silicon Photovoltaic Panels» JRC Science Hub, 2016.
- [28] S. Kang, S. Yoo, J. Lee, B. Boo y H. Ryu, «Experimental investigations for recycling of silicon and glass from waste photovoltaic modules» *Renewable Energy*, 2012.
- [29] W. Berger, F.-G. Simon, K. Weimann y E. A. Alsema, «A novel approach for the recycling of thin film photovoltaic modules» *Resources, Conservation and Recycling*, 2010.
- [30] A. M. K. Gustafsson, «Recycling of CIGS solar cell waste materials» Tesis Doctoral, Chalmers Univ. of Technology, Gothenburg, 2014.
- [31] Departamento de Energía Solar Fotovoltaica. , «Tecnología Fotovoltaica de CdTe de First Solar: Evaluación Medioambiental, de salud y seguridad» Fundación Chile, Chile, 2013.
- [32] S. Menezes, «Electrochemical solutions to some thin-film PV manufacturing issues» *Thin Solid Films*, vol. 361, 2000.
- [33] W. Palitzsch y U. Loser, «Economic PV waste recycling solutions - results from R&D and practice» 2011.
- [34] F. Cucchiella, I. D'Adamo y P. Rosa, «End-of-life of used photovoltaic modules: A financial analysis» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015.
- [35] M. Ra Kim, R. Pampena, V. Goldsmidt y K. Marcos, «Ciclo de vida del vidrio de los paneles fotovoltaicos» *Tecnología, Universidad y Empresa*, n° 24, 2002.

- [36] Appropedia.org, «Viability of Recycling Copper Indium Gallium Selenide (CIGS) in Photovoltaic Cells» 2014.
- [37] K. Salazar y M. K. McNutt, «Mineral Commodity Summaries 2012» U.S. Geological Survey, 2012.
- [38] C. E. Latunussa, F. Ardente, G. A. Blengini y L. Mancini, «Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels» *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2016.
- [39] J.-K. Choi y V. Fthenakis, «Economic Feasibility of recycling photovoltaic modules» *Journal of Industrial Ecology*, 2010.

# Anexo I. Caso práctico. Desmontaje de un panel.

## 1. Descripción del trabajo.

En el siguiente ejemplo veremos el desmontaje de un módulo fotovoltaico fuera de uso, el cual se encontraba en las instalaciones de la Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología de la Universidad de La Laguna, con motivo de realizar un caso práctico de acuerdo a la temática del presente trabajo de fin de grado. A continuación, se detallan las características del modelo utilizado:

- Fabricante: Suntech
- Modelo: STP165S-24/Ab.
- Tecnología de las células: Silicio monocristalino (mono-Si).
- Lugar de fabricación: China.
  
- Potencia máxima ( $P_{\text{máx}}$ ): 165 W.
- Intensidad máxima ( $I_{\text{mp}}$ ): 4.74 A.
- Tensión máxima ( $V_{\text{mp}}$ ): 34.8 V.
- Intensidad de cortocircuito ( $I_{\text{sc}}$ ): 5.04 A.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{\text{oc}}$ ): 43.6 V.
- Temperatura nominal de funcionamiento de las células ( $T_{\text{NOCT}}$ ): 50 °C.
  
- Peso: 16 kg.
- Dimensiones: 1580 x 808 x 50 mm.
- Tensión máxima del sistema: 1000 V.
- Máximo valor tolerado por el fusible: 8 A.
- Masa de aire (AM): 1.5
- Irradiancia (E): 1000 W/m<sup>2</sup>.
- ( $T_c$ ): 25 °C.

<b>Suntech</b>	
Model Number	STP165S-24/Ab
Rated Maximum Power	( $P_{max}$ ) 165W
Current at Pmax	( $I_{mp}$ ) 4.74A
Voltage at Pmax	( $V_{mp}$ ) 34.8V
Short-Circuit Current	( $I_{sc}$ ) 5.04A
Open-Circuit Voltage	( $V_{oc}$ ) 43.6V
Nominal Operating Cell Temp.	( $T_{NOCT}$ ) 50°C
Weight	16kg
Dimension	1580×808×50 (mm)
Maximum System Voltage	1000V
Maximum Series Fuse Rating	8A
Cell Technology	mono-Si
All technical data at standard test condition	
AM=1.5 E=1000W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =25°C	
   	
Add:17-6 ChangJiang South Road New DistrictWuxi,China	
Tel:(+86)0510-5345000 Fax:(+86)0510-5343049	
Made in China	

Ilustración 36. Especificaciones del módulo desmontado.

Fuente: Elaboración propia.

## 2. Proceso de desmontaje.

Durante el desarme del panel se han utilizado diversas herramientas entre las que se pueden destacar: martillo, destornillador, tijeras, cúter y alicates. La parte más complicada ha sido extraer la capa de vidrio, pues dada la adhesión a la lámina de EVA y al marco de aluminio, resultó imposible realizar su desmontaje de forma manual sin que sufriera daños. Por ello, tuvimos que ir rompiendo, mediante un martillo y un destornillador, la capa de vidrio correspondiente a cada una de las 72 células.

A continuación, se detallan una serie de ilustraciones de los paneles utilizados antes de realizar el desarme, así como de todo el proceso de desmontaje.





*Ilustración 37. Parte frontal del panel desmontado.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 38. Parte posterior del panel desmontado.*

*Fuente: Elaboración propia.*

En primer lugar, procedimos a desmontar la caja posterior, que alberga el cableado y las protecciones. Para su apertura, tuvimos que ejercer una presión a través del destornillador sobre una de las tapas, que cedió con facilidad.



*Ilustración 39. Desmontaje de la caja de conexiones del panel.*

*Fuente: Elaboración propia.*

Como vemos en la ilustración anterior, un conjunto de diodos de paso modelo P600D protegen al panel actuando como bypass en caso de que se produzca el denominado efecto del “punto caliente”, el cual puede originarse por un defecto de fabricación en la célula o, más comúnmente, como consecuencia de la proyección de una sombra sobre la superficie del panel.

El hecho de que alguna zona de la superficie del panel se encuentre a la sombra supone una carga respecto a las zonas que reciben radiación, de manera que la célula sombreada se calienta llegando a disipar una potencia similar a las células que reciben radiación. A este suceso se le denomina fenómeno del “punto caliente” en la célula, y puede derivar en la rotura de la misma.

En caso de que se produzca dicho fenómeno, el diodo bypass de la célula sombreada entraría en conducción impidiendo que la corriente atravesase la célula, evitando los posibles daños en la misma. En este caso, disponemos de 3 diodos de paso, que, de acuerdo a las 72 células dispuestas en el panel equivale a un diodo por cada 24 células.



*Ilustración 40. Diodos de paso (o bypass).*

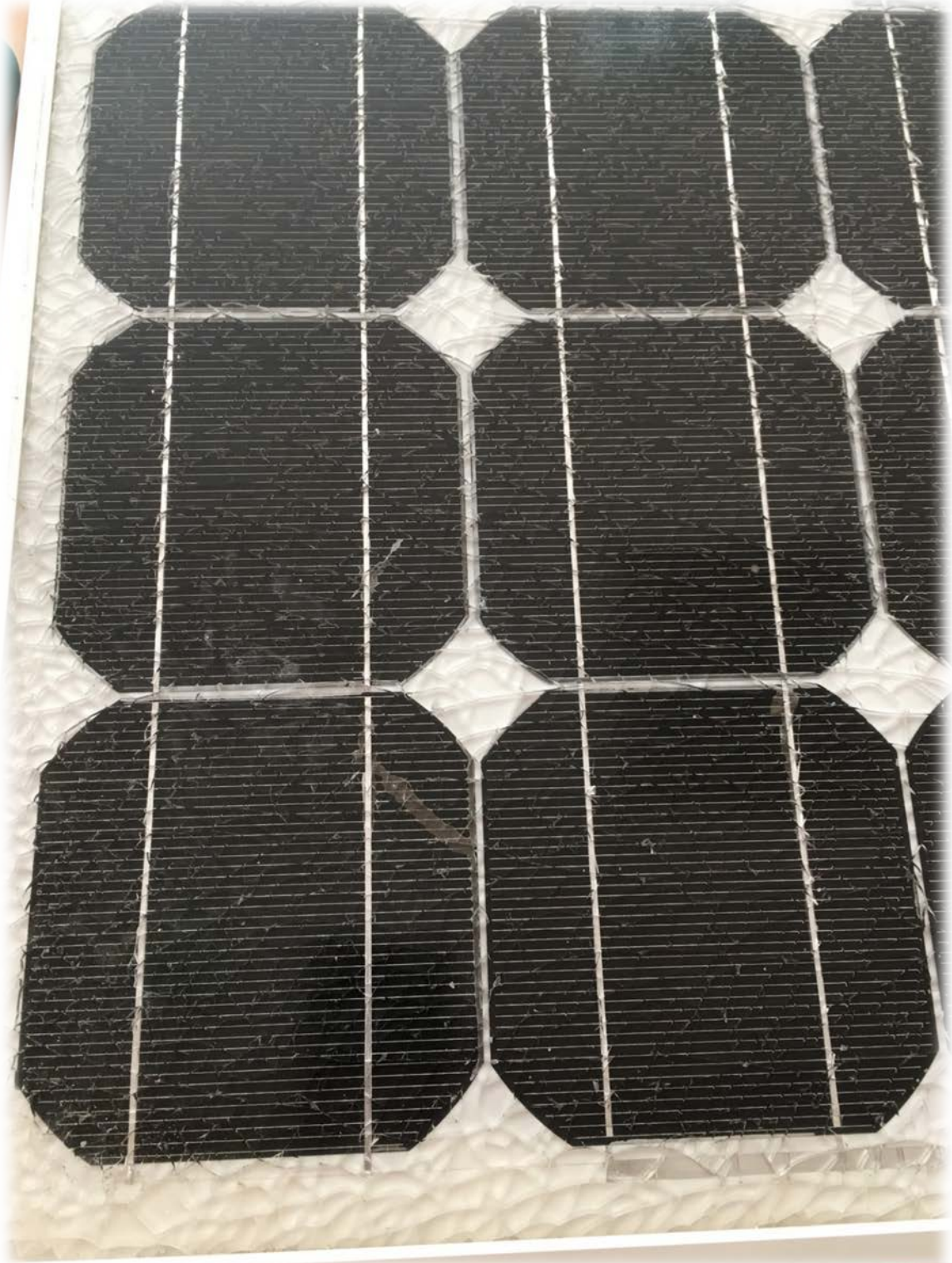
*Fuente: Elaboración propia.*

Luego, tratamos de desencajar el marco de aluminio, pero dada la dificultad, pasamos a extraer la placa de vidrio. Sin embargo, la placa se fracturó al intentar sacarla, así que, tal y como comentamos anteriormente, tuvimos que ir rompiendo, uno a uno, los fragmentos de vidrio mediante un martillo y un destornillador. A continuación, podemos ver una comparación entre la placa de vidrio intacta (antes del desmontaje) y la placa fracturada (durante el desmontaje).



*Ilustración 41. Placa de vidrio intacta.*

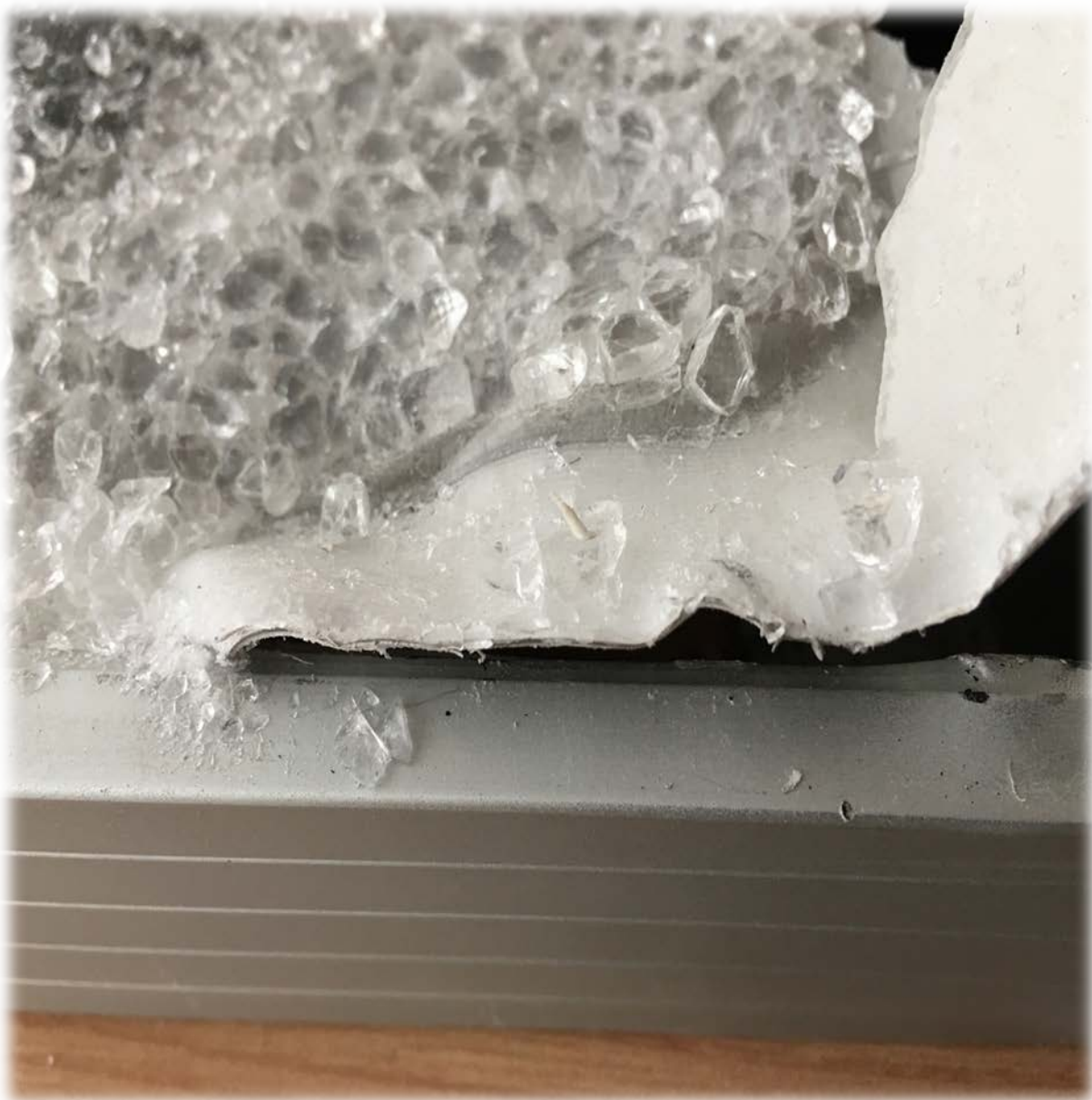
*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 42. Placa de vidrio fracturada.*

*Fuente: Elaboración propia.*

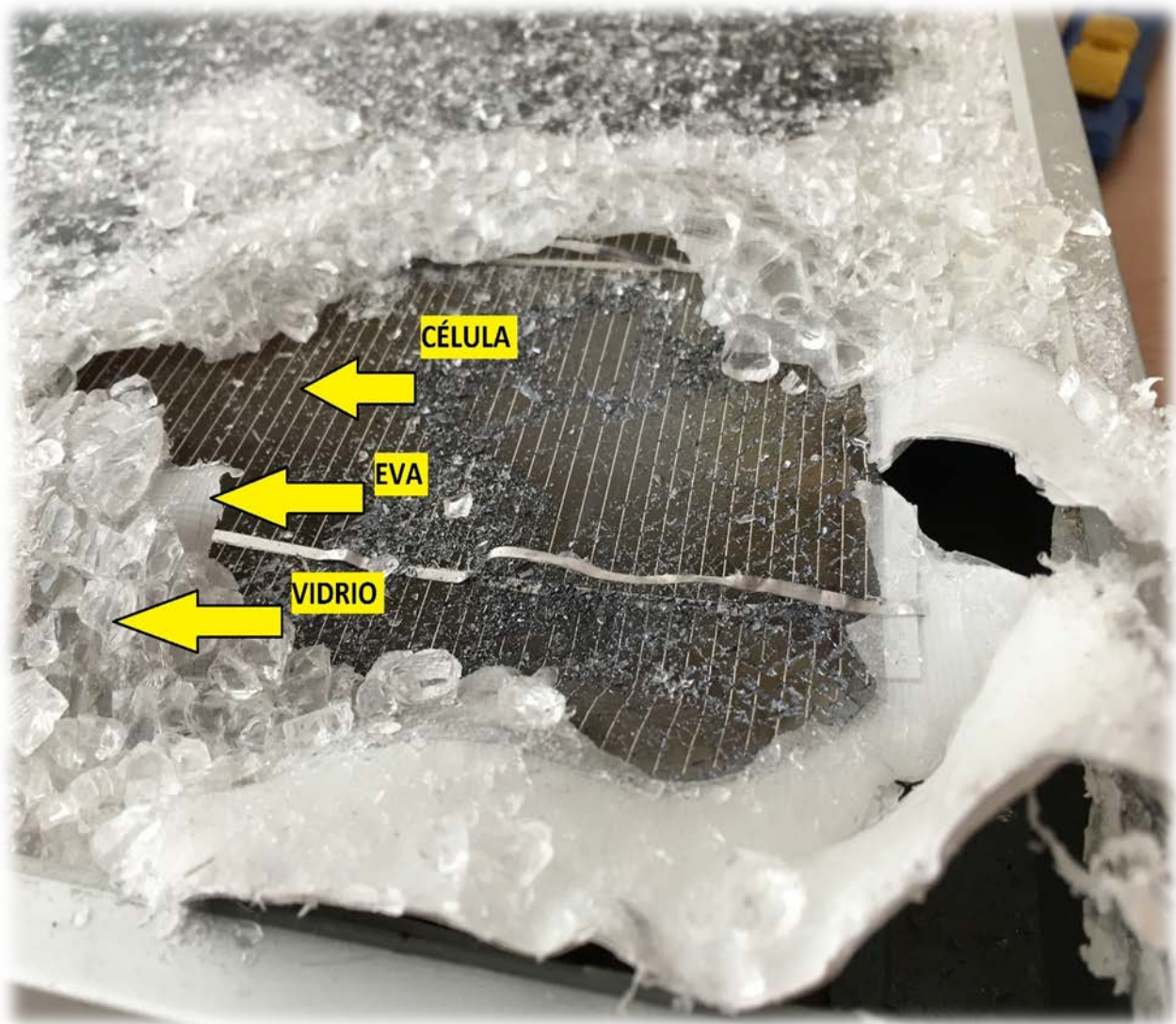
Como ya comentamos, el procedimiento de extracción del vidrio fue el que presentó mayor complejidad, pues su encaje al marco de aluminio y su adhesión a la capa de EVA complicaron la extracción. A continuación, puede verse el acoplamiento entre la capa de Tedlar y el marco de aluminio, el cual tuvimos que romper mediante la utilización de tijeras y cúter en los extremos de la lámina de Tedlar.



*Ilustración 43. Separación entre la capa de Tedlar y el marco de aluminio.*

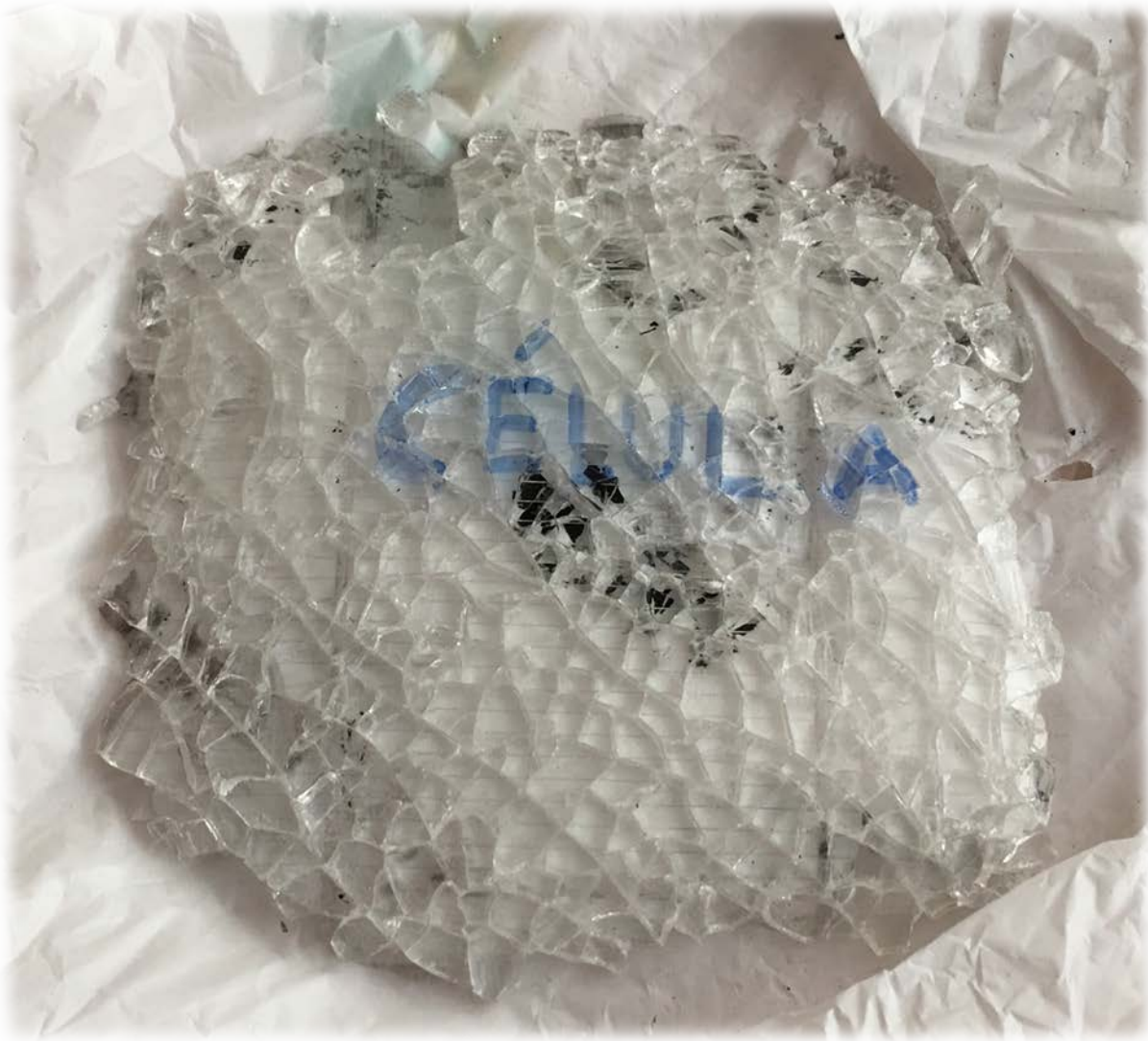
*Fuente: Elaboración propia.*

En la siguiente ilustración podemos distinguir las capas superiores del panel. Primero encontramos la capa de vidrio, seguida por el encapsulante (EVA) y la posterior célula de silicio cristalino.



*Ilustración 44. Protección de la célula mediante una capa de vidrio y EVA.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 45. Protección de vidrio y encapsulante correspondiente a una célula.*

*Fuente: Elaboración propia.*

La separación entre el vidrio y el encapsulante (EVA) no fue posible dada la adherencia de este último a los fragmentos de vidrio. En la ilustración anterior podemos visualizar los fragmentos de vidrio unidos entre sí por la capa encapsulante, con el tamaño correspondiente a una célula.

Para llevar a cabo el balance de masas tuvimos en cuenta una serie de consideraciones, las cuales veremos en el siguiente apartado, que permitieran reflejar la fracción correspondiente a los distintos componentes.



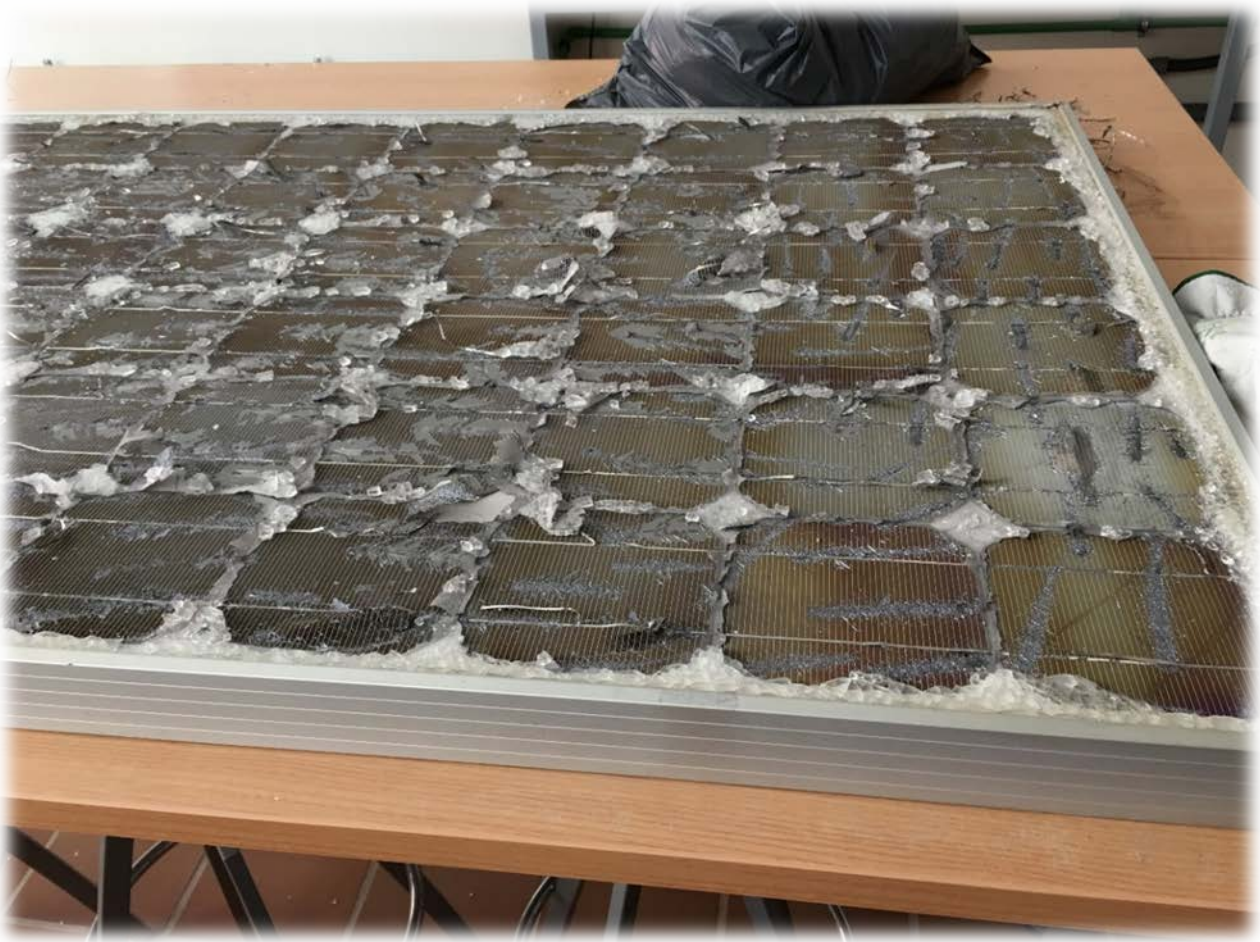
A continuación, se muestran una serie de ilustraciones del proceso de desmontaje del panel. Se comenzó con la extracción del vidrio de una de las esquinas, para seguir posteriormente hacia delante y por la zona central, ya que las partes de mayor complejidad eran los bordes interiores del marco de aluminio, que se dejaron para el final.



*Ilustración 46. Proceso de extracción de los fragmentos de vidrio (I).*

*Fuente: Elaboración propia.*

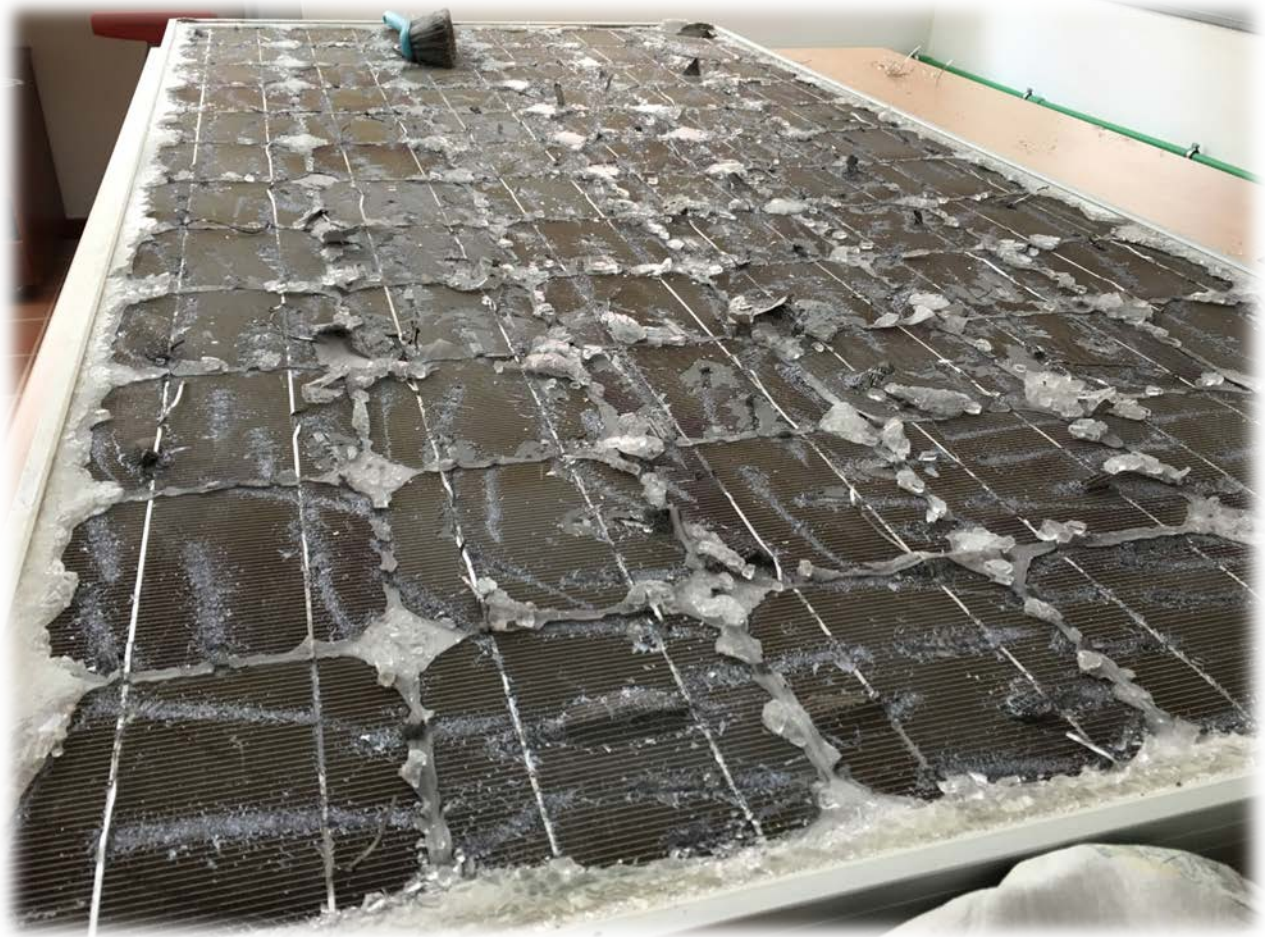
Aquí podemos ver los fragmentos de silicio aún presentes en los bordes y en las esquinas que rodeaban a las células. Esto se debe a que estas zonas no contaban con la capa encapsulante de EVA, por lo que la extracción del vidrio resultó ser más complicada.



*Ilustración 47. Proceso de extracción de los fragmentos de vidrio (II).*

*Fuente: Elaboración propia.*

En esta ilustración vemos, desde otra perspectiva, un caso similar al anterior. Trozos de vidrio en los bordes y en las esquinas de las células. Las líneas que se observan sobre las células son producto del contacto entre el destornillador y la superficie de las células.



*Ilustración 48. Proceso de extracción de los fragmentos de vidrio (III).*

*Fuente: Elaboración propia.*

Finalmente, tras las operaciones de desmontaje del panel se recogieron los fragmentos de vidrio y encapsulante, así como el polvo y los trozos de silicio procedente de las células. Estos componentes se contabilizaron como vidrio y EVA, ya que el peso de los restos de silicio era despreciable.



*Ilustración 49. Recogida de fragmentos de vidrio, EVA y restos de polvo de silicio.*

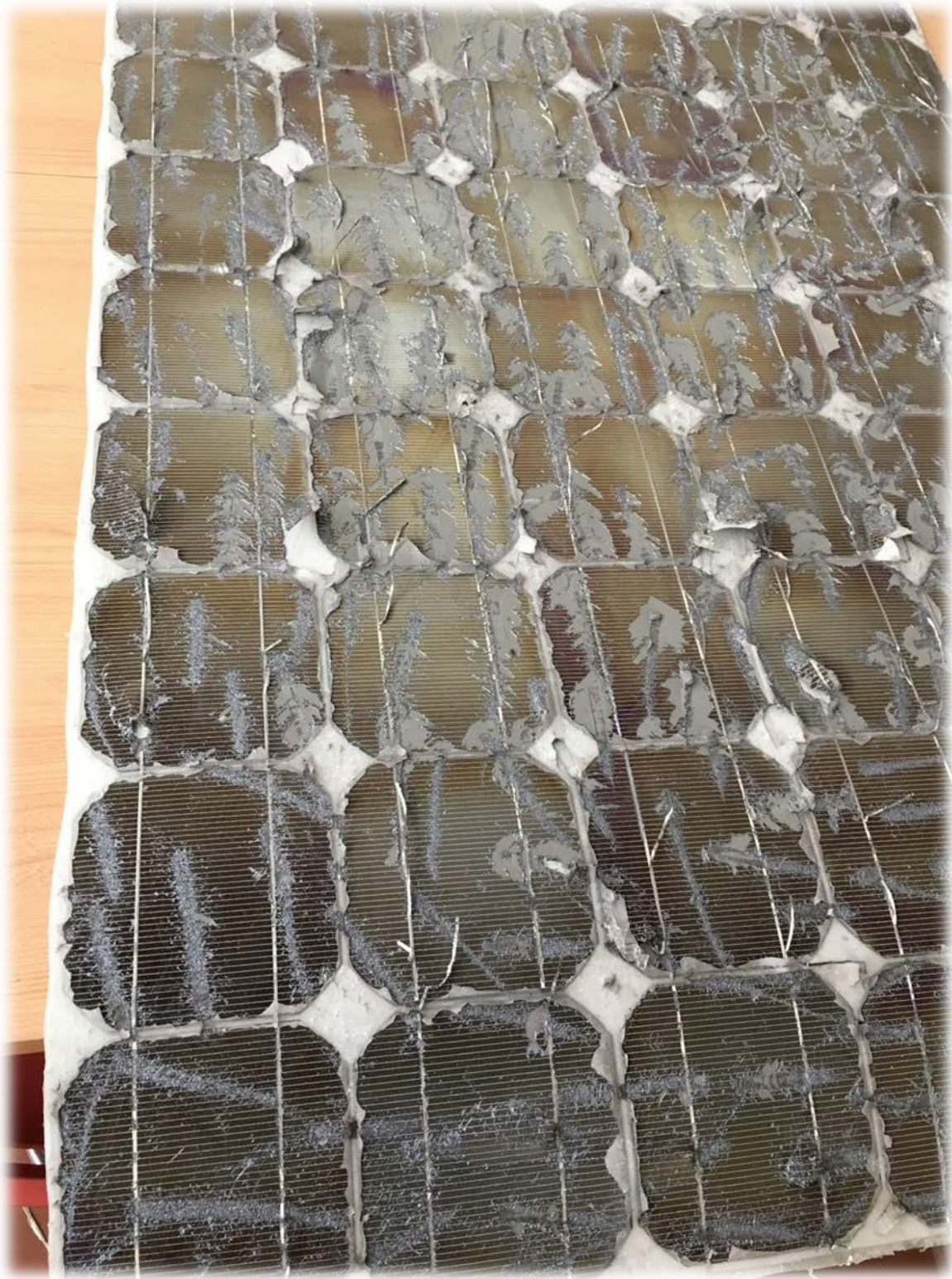
*Fuente: Elaboración propia.*

En la siguiente ilustración podemos observar el espesor de la lámina de Tedlar, encargada de proteger la parte posterior del panel, así como las células y sus contactos, que permiten conducir la corriente eléctrica generada por las células a la caja de conexiones posterior.



*Ilustración 50. Vista de perfil de la lámina de células y Tedlar tras la extracción del vidrio.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 51. Vista frontal de la lámina de células y Tedlar tras la extracción del vidrio.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 52. Marco de aluminio y capa de Tedlar una vez separados.*

*Fuente: Elaboración propia.*

### 3. Balance de masas y componentes obtenidos.

A continuación, se muestran los principales componentes extraídos del panel, así como sus fracciones correspondientes a la composición del mismo.

Componentes	Material	Peso (g)	Composición (%)
<b>Marco de aluminio</b>	Aluminio	3.695 g	23,10 %
<b>Capas de vidrio y EVA</b>	Vidrio y polímero	10.161 g	63,53 %
<b>Caja de conexiones, cableado, diodos, juntas.</b>	Polímeros y metales	310 g	1,94 %
<b>Células (mono-Si) + Tedlar</b>	Silicio y polímero	1.828 g	11,43%
<b>Total: 15.994 g / 16000 g</b>			

Tabla 28. Balance de masas del panel desmontado.

Fuente: Elaboración propia.

Vemos que, de acuerdo a lo expuesto a lo largo del documento, el vidrio es el material que mayor porcentaje representa dentro de la composición del panel, seguido en menor medida por el aluminio y el Tedlar. En este caso no ha sido posible obtener de forma íntegra el EVA, vidrio, Tedlar, ni tampoco las propias células, puesto que sus procesos de recuperación requieren tratamientos químicos y térmicos. Por tanto, hemos sumado, por un lado y de manera conjunta, las capas de vidrio y EVA, y por otro lado la capa de Tedlar y las células fotovoltaicas de silicio. Aunque este método no indica la cantidad exacta de cada componente, permite dar una idea de la composición del panel.

Por otra parte, los 6 gramos que faltan respecto a la masa total que aparece en la placa de especificaciones, corresponden, probablemente, a fragmentos de vidrio repartidos por el laboratorio como consecuencia de las operaciones realizadas durante el desmontaje de la capa de vidrio.



En cuanto a las conexiones, están constituidas por varios elementos como son: las tapas de la caja, el cableado, los diodos de paso y sus soportes, así como elementos de sujeción como tuercas y juntas selladoras. Los polímeros de la caja son de tipo PPO (óxido de polifenileno), un termoplástico de alta temperatura.

Componente	Material	Cantidad (unidades)	Peso (g)	Composición (%)
<b>Tapas de la caja</b>	Polímero PPO	2	65 g	21 %
<b>Soporte de los diodos</b>	Polímero PPO	4	38 g	12,26 %
<b>Tuercas</b>	Metal	2	4 g	1,30 %
<b>Cables</b>	Polímero (cubierta) + metal (conductor)	2	166 g	53,51 %
<b>Diodos</b>	Metal	3	6 g	1,93 %
<b>Juntas de sellado</b>	Polímero	Varios fragmentos	31 g	10 %
<b>Total: 310 g</b>				

Tabla 29. Composición de las conexiones y el cableado.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran una serie de ilustraciones de los componentes mencionados en la tabla anterior, así como las hojas de datos (datasheet) del módulo utilizado y de sus diodos de protección.



*Ilustración 53. Tapas de la caja de conexiones.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 54. Cables del panel desmontado.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 55. Soporte de diodos.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 56. Soportes de diodos.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 57. Diodos P600.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 58. Diodo P600.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 59. Tuercas de fijación.*

*Fuente: Elaboración propia.*



*Ilustración 60. Juntas selladoras.*

*Fuente: Elaboración propia.*

## 175 Watt MONO-CRYSTALLINE SOLAR PANEL

### Features

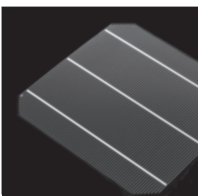
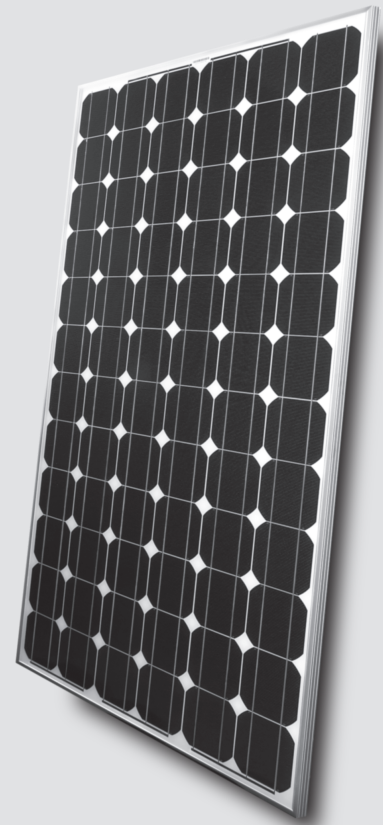
- High conversion efficiency based on innovative photovoltaic technologies
- High reliability with guaranteed +/-3% power output tolerance
- Withstands high wind-pressure and snow load, and extreme temperature variations

### Quality and Safety

- 25-year power output transferable warranty
- Rigorous quality control meeting the highest international standards
- ISO 9001:2000 (Quality Management System) and ISO 14001:2004 (Environmental Management System) certified factories manufacturing world class products
- UL listings: UL1703, cULus, Class C fire rating, conformity to CE

### Recommended Applications

- Residential roof top systems
- On-grid utility systems
- On-grid commercial systems



Suntech's technology yields improvements to BSF structure and anti-reflective coating to increase conversion efficiency



Unique design on drainage holes and rigid construction prevents frame from deforming or breaking due to freezing weather and other forces



The panel provides more field power output through an advanced cell texturing and isolation process, which improves low irradiance performance



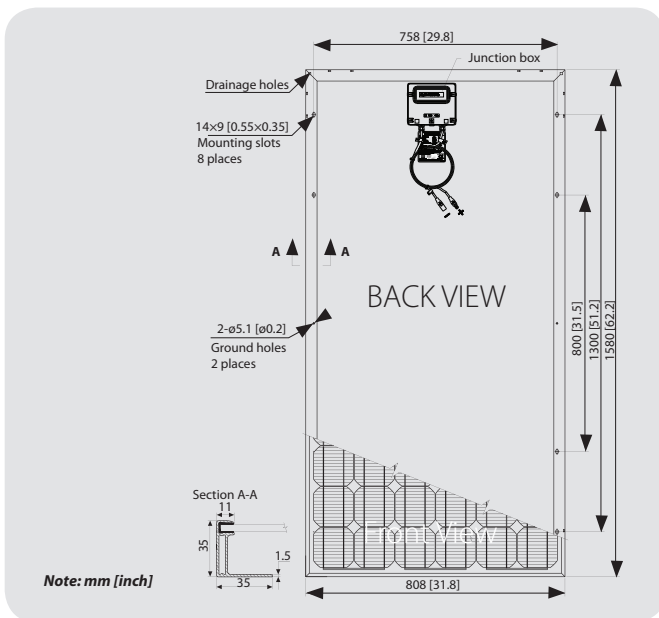
*Suntech was named Frost and Sullivan's 2008 Solar Energy Development Company of the Year*

**Electrical Characteristics**

STP180S - 24/Ab -1  
 STP175S - 24/Ab -1  
 STP170S - 24/Ab -1  
 STP165S - 24/Ab -1  
 STP160S - 24/Ab -1

Characteristics	STP180S-24/Ab-1	STP175S-24/Ab-1	STP170S-24/Ab-1	STP165S-24/Ab-1	STP160S-24/Ab-1
Open - Circuit Voltage (Voc)	44.4V	44.2V	43.8V	43.6V	43.2V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	35.6V	35.2V	35.2V	34.8V	34.4V
Short - Circuit Current (Isc)	5.4A	5.2A	5.14A	5.04A	5A
Optimum Operating Current (Imp)	5.05A	4.95A	4.83A	4.74A	4.65A
Maximum Power at STC (Pmax)	180Wp	175Wp	170Wp	165Wp	160Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	600V DC	600V DC	600V DC	600V DC	600V DC
Maximum Series Fuse Rating	15 AMPS	15 AMPS	15 AMPS	15 AMPS	15 AMPS
Power Tolerance	±3 %	±3 %	±3 %	±3 %	±3 %

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Module temperature 25°C, AM=1.5



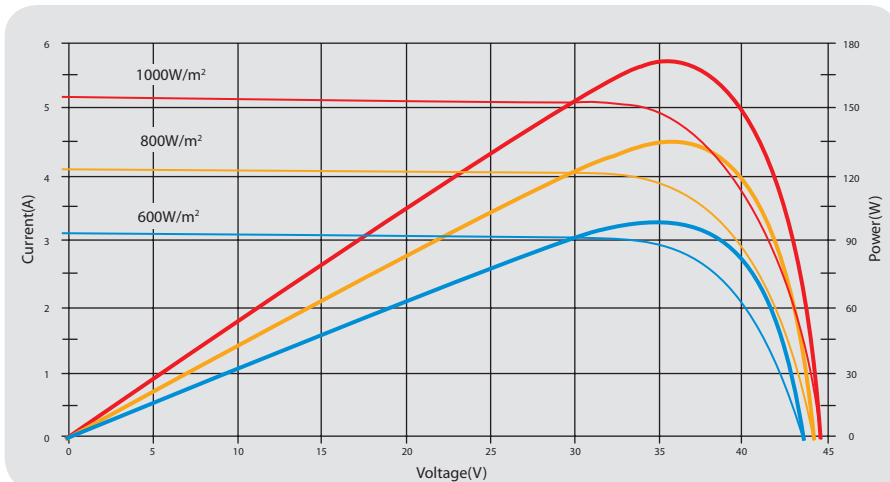
**Mechanical Characteristics**

Solar Cell	Mono-crystalline 125x125mm (5inch)
No. of Cells	72 (6x12)
Dimensions	1580x808x35mm (62.2x31.8x1.4inch)
Weight	15.5kg (34.1lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13inch) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP65 rated
Output Cables	AIW (12AWG), asymmetrical lengths (-) 1200mm (47.2inch) and (+) 800mm (31.5inch), MC Plug Type IV connectors

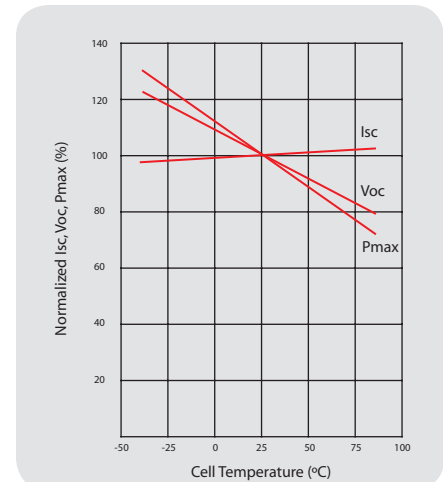
**Temperature Coefficients**

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.48 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.017 %/°C

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (170W)

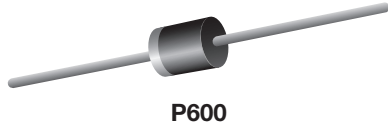


Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax





# General Purpose Plastic Rectifier



## FEATURES

- Low forward voltage drop
- Low leakage current
- High forward current capability
- High forward surge capability
- Solder dip 275 °C max. 10 s, per JESD 22-B106
- Material categorization: For definitions of compliance please see [www.vishay.com/doc?99912](http://www.vishay.com/doc?99912)



RoHS COMPLIANT

## TYPICAL APPLICATIONS

For use in general purpose rectification of power supplies, inverters, converters and freewheeling diodes application.

## MECHANICAL DATA

**Case:** P600, void-free molded epoxy body  
Molding compound meets UL 94 V-0 flammability rating  
Base P/N-E3 - RoHS-compliant, commercial grade

**Terminals:** Matte tin plated leads, solderable per J-STD-002 and JESD 22-B102

E3 suffix meets JESD 201 class 1A whisker test

**Polarity:** Color band denotes cathode end

PRIMARY CHARACTERISTICS	
$I_{F(AV)}$	6.0 A
$V_{RRM}$	50 V, 100 V, 200 V, 400 V, 600 V, 800 V, 1000 V
$I_{FSM}$	400 A
$V_F$	0.9 V, 1.0 V
$I_R$	5.0 $\mu$ A
$T_J$ max.	150 °C
Package	P600
Diode variations	Single die

MAXIMUM RATINGS ( $T_A = 25\text{ }^\circ\text{C}$ unless otherwise noted)										
PARAMETER	SYMBOL	P600A	P600B	P600D	P600G	P600J	P600K	P600M	UNIT	
Max. repetitive peak reverse voltage	$V_{RRM}$	50	100	200	400	600	800	1000	V	
Max. RMS voltage	$V_{RMS}$	35	70	140	280	420	560	700	V	
Max. DC blocking voltage	$V_{DC}$	50	100	200	400	600	800	1000	V	
Max. average forward rectified current at	$I_{F(AV)}$	$T_A = 60\text{ }^\circ\text{C}$ , 0.375" (9.5 mm) lead length (fig. 1)						6.0		A
		$T_L = 60\text{ }^\circ\text{C}$ , 0.125" (3.18 mm) lead length (fig. 2)						22		
Peak forward surge current 8.3 ms single half sine-wave superimposed on rated load	$I_{FSM}$	400						A		
Operating junction and storage temperature range	$T_J, T_{STG}$	- 50 to + 150						°C		

ELECTRICAL CHARACTERISTICS ( $T_A = 25\text{ }^\circ\text{C}$ unless otherwise noted)										
PARAMETER	TEST CONDITIONS	SYMBOL	P600A	P600B	P600D	P600G	P600J	P600K	P600M	UNIT
Max. instantaneous forward voltage	6.0 A	$V_F$	0.90						1.0	V
	100 A		1.30						1.4	
Max. DC reverse current at rated DC blocking voltage	$T_A = 25\text{ }^\circ\text{C}$ $T_A = 100\text{ }^\circ\text{C}$	$I_R$	5.0						$\mu$ A	
			1.0						mA	
Typical reverse recovery time	$I_F = 0.5\text{ A}$ , $I_R = 1.0\text{ A}$ , $t_{rr} = 0.25\text{ A}$	$t_{rr}$	2.5						$\mu$ s	
Typical junction capacitance	4.0 V, 1 MHz	$C_J$	150						pF	





THERMAL CHARACTERISTICS ( $T_A = 25\text{ }^\circ\text{C}$ unless otherwise noted)									
PARAMETER	SYMBOL	P600A	P600B	P600D	P600G	P600J	P600K	P600M	UNIT
Typical thermal resistance	$R_{\theta JA}^{(1)}$	20							$^\circ\text{C/W}$
	$R_{\theta JL}^{(1)}$	4.0							

**Note**

(1) Thermal resistance from junction to ambient and from junction to lead at 0.375" (9.5 mm) lead length, PCB mounted with 1.1" x 1.1" (30 mm x 30 mm) copper pads

ORDERING INFORMATION (Example)				
PREFERRED P/N	UNIT WEIGHT (g)	PREFERRED PACKAGE CODE	BASE QUANTITY	DELIVERY MODE
P600J-E3/54	2.1	54	800	13" diameter paper tape and reel
P600J-E3/73	2.1	73	300	Ammo pack packaging

**RATINGS AND CHARACTERISTICS CURVES ( $T_A = 25\text{ }^\circ\text{C}$  unless otherwise noted)**

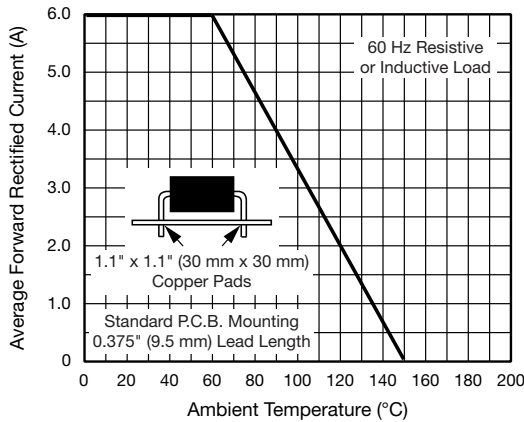


Fig. 1 - Max. Forward Current Derating Curve

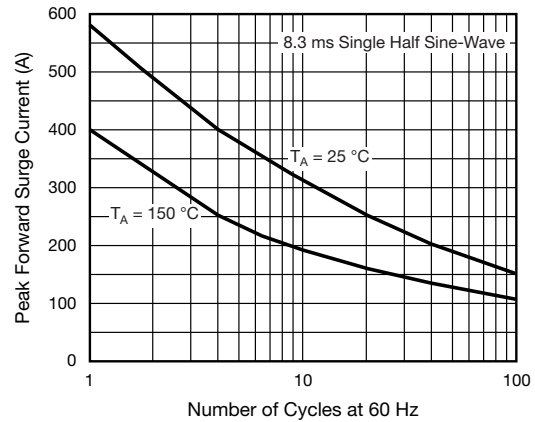


Fig. 3 - Typical Instantaneous Forward Characteristics

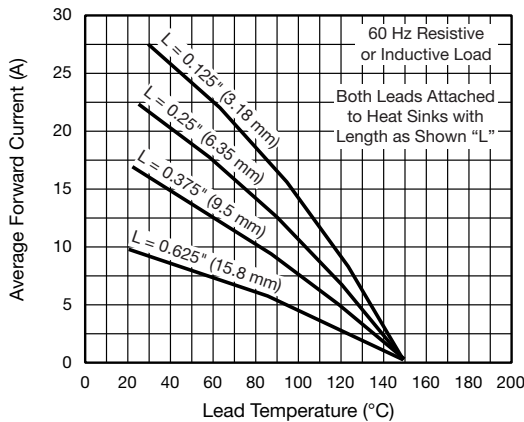


Fig. 2 - Max. Non-repetitive Forward Surge Current

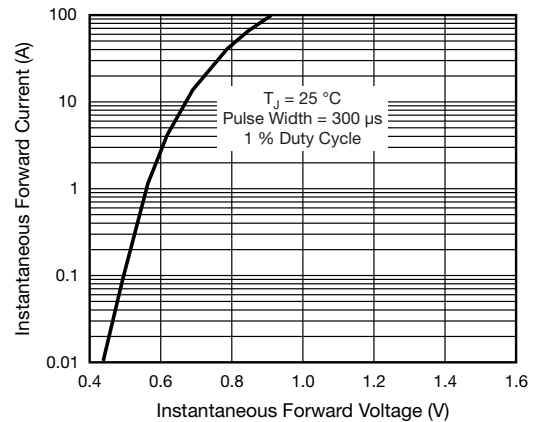


Fig. 4 - Typical Instantaneous Forward Characteristics

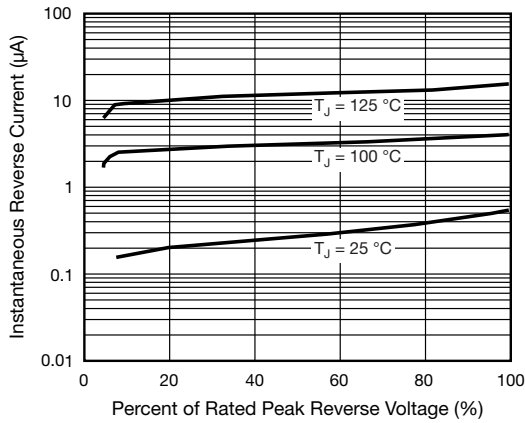


Fig. 5 - Typical Reverse Characteristics

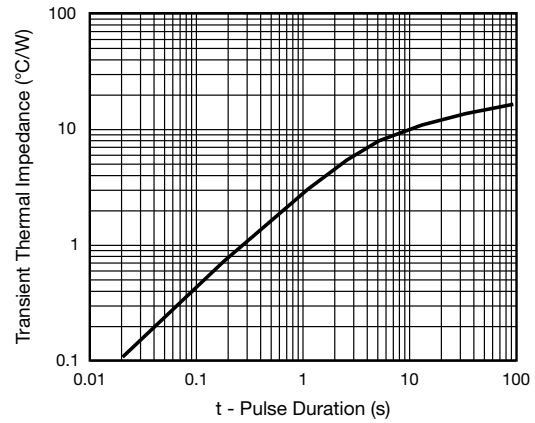
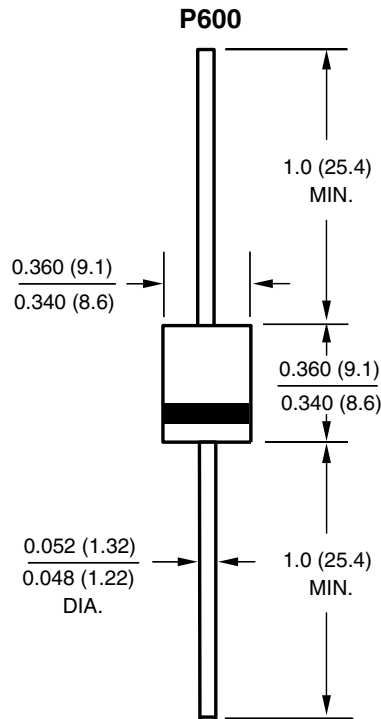


Fig. 6 - Typical Transient Thermal Impedance

**PACKAGE OUTLINE DIMENSIONS** in inches (millimeters)



## Anexo II. Ejemplo de gestión por parte de empresa.

### 1. First Solar. Tratamiento de residuos de un panel de CdTe.

First Solar es una multinacional que dispone de plantas de tratamiento en países como EE.UU., Alemania o Malasia, y es, además, uno de los mayores productores de módulos de CdTe a nivel mundial. En este ejemplo, veremos un estudio realizado por Choi y Fthenakis [39] sobre la gestión, tratamiento y valorización de este tipo de módulos por parte de esta empresa. El estudio tiene lugar en Norteamérica y por tanto no son aplicables las Directivas WEEE de la UE. No obstante, veremos que algunos de los procedimientos son muy similares a los descritos a lo largo del documento.



*Ilustración 61. Logo de la empresa First Solar.*

*Fuente: <http://www.firstsolar.com>*

En primer lugar, tras recoger los residuos en un camión, se procede a la descarga de los mismos en tolvas para posteriormente pasar a un proceso de trituración y molienda, donde se reduce el tamaño de los módulos. La trituradora descompone los módulos en fracciones que luego se machacan a través de un molidor compuesto por martillos, obteniendo fracciones (inferiores a 5 mm) de vidrio, EVA, semiconductores y otros elementos presentes en el panel. Además, se genera una gran cantidad de polvo, el cual se aspira con filtros de partículas y bajo un estricto control.

Luego, para la extracción de los semiconductores (CdTe) se envían los fragmentos anteriores a un tambor rotativo donde se mantienen girando lentamente unas 4-6 horas con una solución de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) y peróxido de hidrógeno ( $H_2O_2$ ), con el objetivo de provocar el lixiviado de dichos metales y obtener ion cadmio e ion telurio. Una vez obtenidos dichos elementos, se procede a vaciar lentamente el tambor en una clasificadora de tipo tornillo de Arquímedes, que permite separar el vidrio de los fluidos. El funcionamiento de dicha maquina radica en elevar el agua y los residuos a través del giro sobre su eje.



*Ilustración 62. Clasificadora tipo tornillo de Arquímedes.*

Fuente: [https://es.wikipedia.org/wiki/Tornillo\\_de\\_Arquímedes](https://es.wikipedia.org/wiki/Tornillo_de_Arquímedes)

Posteriormente, se separan mediante una criba, el vidrio y los mayores fragmentos de EVA, para luego lavar el vidrio recuperado. Esta etapa tiene gran importancia pues el grado de separación entre el vidrio y la capa de EVA determinará la capacidad de utilización a nivel comercial del propio vidrio reciclado. Finalmente, una vez el vidrio esté limpio, se destina a plantas específicas para su reciclaje.

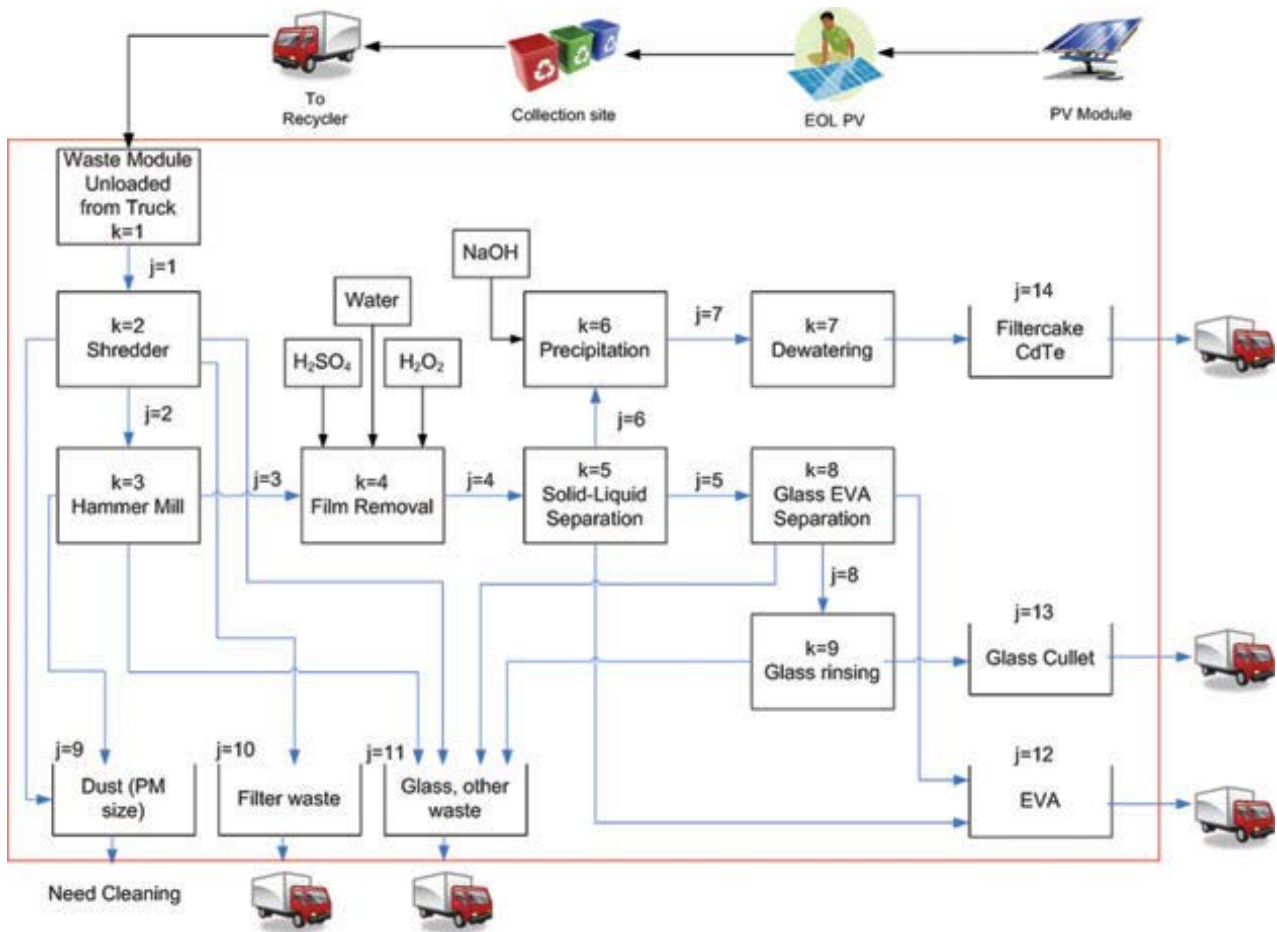


Gráfico 22. Diagrama de flujos del tratamiento de paneles CdTe.

Fuente: Choi & Fthenakis, 2010 [39]

En cuanto al cadmio, este precipita como hidróxido de cadmio  $[Cd(OH)_2]$ , mientras que el telurio lo hace, como ácido teluroso  $[H_2TeO_3]$ , o como ácido telúrico  $[Te(OH)_6]$ , lo cual se consigue mediante la adición de hidróxido de sodio (NaOH), que produce un aumento del pH a hasta 10. Posteriormente, a través de un tanque de sedimentación, se concentran dichos componentes de forma separada, generando un molde resultante que contiene, aproximadamente, un 95% de cadmio y telurio procedente de los módulos originales.

Este molde se destinará a un gestor externo que se ocupe de su tratamiento, así como de la recuperación de los metales. La solución de sulfato de sodio (también generada a través de la sedimentación) se destina a un tratamiento de aguas residuales.

Una vez reciclados los metales, son destinados como materia prima para nuevos productos comerciales o en la propia industria fotovoltaica, como componentes para los paneles. Según el recuento de todas las salidas del proceso se obtiene lo siguiente para un lote de 4.000 kg de paneles de CdTe:

- Una cantidad de vidrio machacado de 3.688 kg, aproximadamente un 92% del lote de entrada. Esto da una idea de la cantidad de vidrio que se obtiene de un panel.
- Una mezcla de vidrio y otros desechos (GOW) de 245 kg, que proceden del proceso de trituración (120 kg), de la molienda (80 kg), de la criba (30 kg) y del enjuague del vidrio (15,2 kg).
- Un molde de 29 kg de CdTe que representa un 0,73% del total, lo cual da una idea de la pequeña composición de estos elementos dentro un módulo.
- Una cantidad de EVA de 23 kg, procedentes de la clasificadora (10 kg) y de la criba (13 kg).
- Una producción de polvo de 12 kg/lote, que provienen del proceso de trituración (8 kg) y la molienda (4 kg).

<i>J</i>	<i>Description</i>	<i>k</i>	$\phi_{ijk}$ (%)	<i>Material/ batch (kg)</i>
1	Material from recycler	1	100	4,000
2	Reduced-size mixed material	2	96.74	3,870
3	Fine-size mixture queued for removal of film	3	94.65	3,786
4	Mixed material with chemicals	4	94.65	3,786
5	Mixture of glass and EVA	5	93.67	3,747
6	Mixture of chemicals and CdTe	5	0.73	29
7	Mixture of CdTe and water	6	0.73	29
8	Mixture of glass and water	8	92.59	3,704
9	Dust	2	0.2	8
		3	0.9	4
10	Filter waste	2	0.06	2
11	Glass, other waste (GOW)	2	3	120
		3	0.2	80
		8	0.75	30
		9	0.38	15
12	EVA	5	0.25	10
		8	0.33	13
13	Glass cullets (scraps)	9	92.21	3,688
14	Filter cake CdTe	7	0.73	29

Tabla 30. Fracciones de componentes procedentes de un módulo de CdTe.

Fuente: Choi & Fthenakis, 2010 [39]

Por último, en las siguientes tablas se muestran los costes estimados referentes a los procedimientos anteriormente descritos, según la tonelada a tratar, así como otros costes indirectos relativos al transporte de residuos, mantenimiento del personal o uso de productos químicos, entre otros, que escenifican un caso real. También se considera un precio de venta al gestor de 21,2 \$/kg para el molde de CdTe y 187 \$/tonelada por el vidrio machacado.

Tratamiento	Coste (\$/tonelada)
Descarga del camión	2,5
Trituración	11,2
Quebrantadora	11,2
Tambor giratorio	48,8
Clasificadora	10,1
Precipitación	16,6
Tanque de sedimentación	7,9
Tamizado	10,1
Lavado del vidrio	8,1

Tabla 31. Coste de tratamientos de paneles CdTe.

Fuente: Choi & Fthenakis, 2010 [39]

Proceso	Coste (\$/tonelada)
Generación de electricidad y consumo de combustible en vehículos	26
Mano de obra	11
Uso de compuestos químicos	72
Transporte del molde de CdTe a un gestor	16,4
Transporte del vidrio machado	30
Depósito en vertederos del vidrio mezclado y el EVA	10

Tabla 32. Costes indirectos del tratamiento de residuos de paneles.

Fuente: Choi & Fthenakis, 2010 [39]



# Anexo III. Documentación adjunta.

## 1. Potencia instalada a nivel nacional. Período 2006-2015.



### Potencia instalada nacional (MW)

Sistema eléctrico	Nacional	▼
Periodo	2006-2015	▼

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidráulica convencional y mixta	14.567	14.580	14.636	14.636	14.656	14.668	14.887	14.890	14.897	17.022
Bombeo puro	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	3.329
Hidráulica	17.018	17.031	17.087	17.087	17.107	17.119	17.338	17.341	17.348	20.351
Nuclear	7.456	7.456	7.456	7.456	7.515	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573
Carbón	11.393	11.326	11.325	11.325	11.342	11.572	11.064	11.079	10.936	10.936
Fuel + Gas	8.900	6.959	6.659	5.369	4.698	3.383	3.106	2.996	2.996	2.490
Ciclo combinado	16.358	21.951	22.653	24.184	26.573	26.634	26.670	26.670	26.670	26.670
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11
Resto hidráulica <sup>(1)</sup>	1.797	1.872	1.979	2.022	2.036	2.042	2.042	2.103	2.103	-
Eólica	11.416	13.664	16.133	18.860	19.706	21.166	22.757	23.003	23.020	23.020
Solar fotovoltaica	125	637	3.355	3.399	3.840	4.261	4.561	4.639	4.646	4.656
Solar térmica	11	11	61	232	532	999	1.950	2.300	2.300	2.300
Térmica renovable/Otras renovables <sup>(2)</sup>	593	611	652	782	821	887	975	951	988	748
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración <sup>(3)</sup>	6.442	6.597	6.854	7.077	7.240	7.313	7.276	7.179	7.172	6.714
Residuos <sup>(4)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	754
<b>Total</b>	<b>81.509</b>	<b>88.113</b>	<b>94.213</b>	<b>97.793</b>	<b>101.411</b>	<b>102.947</b>	<b>105.312</b>	<b>105.833</b>	<b>105.763</b>	<b>106.224</b>

<sup>(1)</sup> Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

<sup>(2)</sup> Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

<sup>(3)</sup> Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

<sup>(4)</sup> Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables, térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración y residuos. Datos a 31 de diciembre.

Tabla 33. Potencia Instalada a nivel nacional. Período 2006-2015.

Fuente: Red Eléctrica de España [5].

## 2. Potencia instalada a nivel nacional. Período 2016-2017.



### Potencia instalada nacional (MW)

Sistema eléctrico	Nacional	▼
Periodo	2016-2025	▼

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidráulica convencional y mixta	17.025	17.025	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo puro	3.329	3.329	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidráulica	20.354	20.353	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.573	7.573	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbón	10.004	10.004	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel + Gas	2.490	2.490	-	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	26.670	26.670	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeólica	11	11	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto hidráulica <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	23.020	23.048	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	4.669	4.674	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar térmica	2.300	2.300	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmica renovable/Otras renovables <sup>(2)</sup>	748	749	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración <sup>(3)</sup>	6.714	6.676	-	-	-	-	-	-	-	-
Residuos <sup>(4)</sup>	754	754	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>105.308</b>	<b>105.302</b>	-	-	-	-	-	-	-	-

<sup>(1)</sup> Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

<sup>(2)</sup> Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

<sup>(3)</sup> Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

<sup>(4)</sup> Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables, térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración y residuos.

Datos a 31 de diciembre. Para el año 2017 datos a febrero de 2017.

Tabla 34. Potencia Instalada a nivel nacional. Período 2016-2017.

Fuente: Red Eléctrica de España [5].

### 3. Categorías de AEE, fracciones de recogida (FR) de RAEE y códigos LER-RAEE.

Categorías de AEE del anexo I	Categorías de AEE del anexo III	FR	Grupos de tratamiento de RAEE	Origen	Principales códigos LER-RAEE
1.4. Otros grandes aparatos electrodomésticos 3. Equipos de informática y telecomunicaciones 4.4. Otros aparatos electrónicos de consumo. 5.3 Luminarias profesionales 5.4 Otros aparatos de alumbrado 6. Herramientas eléctricas y electrónicas (con excepción de las herramientas industriales fijas de gran envergadura) 7. Juguetes o equipos deportivos y de ocio 8. Productos sanitarios (con excepción de todos los productos implantados e infectados) 9. Instrumentos de vigilancia y control. 10.2. Resto de máquinas expendedoras	4. Grandes aparatos (Con una dimensión exterior superior a 50 cm)	4	41*. Grandes aparatos con componentes peligrosos	Doméstico	200135*-41*
				Profesional	160213*-41*
			42. Grandes aparatos (Resto)	Doméstico	200136-42
				Profesional	160214-42
2. Pequeños electrodomésticos 4.4. Otros aparatos electrónicos de consumo 5.4. Otros aparatos de alumbrado 6. Herramientas eléctricas y electrónicas 7. Juguetes o equipos deportivos y de ocio 8. Productos sanitarios (con excepción de todos los productos implantados e infectados) 9. Instrumentos vigilancia y control	5. Pequeños aparatos (Sin ninguna dimensión exterior superior a 50 cm)	5	51*. Pequeños aparatos con componentes peligrosos y pilas incorporadas	Doméstico	2001135*-51*
				Profesional	160212*-51*
			52. Pequeños aparatos (Resto)	Doméstico	200136-52
				Profesional	160214-52
3. Equipos de informática y telecomunicaciones pequeños	6. Aparatos de informática y telecomunicaciones pequeños	6	61*. Aparatos de informática y telecomunicaciones pequeños con componentes peligrosos	Doméstico	200135*-61*
4.2. Paneles fotovoltaicos de silicio (Si) 4.3. Paneles fotovoltaicos de telurio de cadmio (CdTe)	7. Paneles solares grandes (Con una dimensión exterior superior a 50 cm)	7	71. Paneles fotovoltaicos (Ej.: Si)	Profesional	160214-71
			72*. Paneles fotovoltaicos peligrosos (Ej.: CdTe)	Profesional	160213*-72*

Tabla 35. Categorías de AEE, fracciones de recogida (FR) de RAEE y códigos LER-RAEE.

Fuente: Real Decreto 110/2015 [13]

#### 4. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles c-Si hasta el año 2050.

Years of waste production	Tons	Waste composition										
		Glass	Frames (Aluminium)	EVA	Backing film (Tedlar)	Adhesive, potting compound	Silicon	Copper	Tin	Lead	Zinc	Silver
2012	563	417	58	37	20	7	19	3	1	0	1	0
2017	307	228	32	20	11	4	10	2	0	0	0	0
2022	839	622	86	55	30	10	28	5	1	1	1	0
2023	102	76	11	7	4	1	3	1	0	0	0	0
2024	82	61	8	5	3	1	3	0	0	0	0	0
2025	51	38	5	3	2	1	2	0	0	0	0	0
2026	99	74	10	6	4	1	3	1	0	0	0	0
2027	198	147	20	13	7	2	7	1	0	0	0	0
2028	397	294	41	26	14	5	13	2	0	0	0	0
2029	457	339	47	30	16	5	15	3	1	0	1	0
2030	661	490	68	43	24	8	22	4	1	0	1	0
2031	1215	901	125	80	44	14	41	7	1	1	1	0
2032	3558	2639	366	233	128	41	119	20	4	2	4	0
2033	32,785	24,313	3377	2147	1180	380	1098	187	39	20	39	2
2034	67,048	49,723	6906	4392	2414	778	2246	382	80	40	80	3
2035	216,534	160,582	22,303	14,183	7795	2512	7254	1234	260	130	260	11
2036	903,059	669,709	93,015	59,150	32,510	10,475	30,252	5147	1084	542	1084	45
2037	332,528	246,603	34,250	21,781	11,971	3857	11,140	1895	399	200	399	17
2038	110,852	82,208	11,418	7261	3991	1286	3714	632	133	67	133	6
Total (2012–2038)	1,671,336	1,239,463	172,148	109,473	60,168	19,387	55,990	9527	2006	1003	2006	84
2045	1,389,286	1,030,295	143,096	90,998	50,014	16,116	46,541	7919	1667	834	1667	69
2050	1,783,268	1,322,472	183,677	116,804	64,198	20,686	59,739	10,165	2140	1070	2140	89
Total (2012–2050)	4843891	3,592,229	498,921	317,275	174,380	56,189	162,270	27,610	5813	2906	5813	242

Tabla 36. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles c-Si.

Fuente: Paiano, 2015 [7]

## 5. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles a-Si hasta el año 2050.

Years of waste production	Tons	Waste composition								
		Glass	Cable (Cu)	Aluminium	Silicon	Polyol /MDI	Tin (oxide /bioxide)	Hot melt glue	Indium	Germanium
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	9	7	0	0	0	1	0	0	0	0
2027	17	15	0	0	0	2	0	0	0	0
2028	34	29	0	0	0	4	0	0	0	0
2029	67	57	1	0	0	8	0	0	0	0
2030	97	83	1	0	0	12	0	0	0	0
2031	107	92	1	0	0	13	0	0	1	1
2032	420	361	4	0	0	50	0	0	2	2
2033	2936	2525	26	1	0	352	1	1	15	15
2034	6070	5220	55	2	0	728	3	1	30	30
2035	19,818	17,043	178	7	1	2378	9	4	99	99
2036	53,915	46,367	485	19	3	6470	23	11	270	270
2037	9821	8446	88	3	1	1178	4	2	49	49
2038	6839	5881	62	2	0	821	3	1	34	34
Total (2012–2038)	100,147	86,126	901	35	6	12,018	43	20	501	501
2045	238,953	205,500	2151	84	15	28,674	103	48	1195	1195
2050	649,261	558,365	5843	227	42	77911	279	130	3246	3246
Total (2012–2050)	988,362	849,991	8895	346	63	118,603	425	198	4942	4942

Tabla 37. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles a-Si.

Fuente: Paiano, 2015 [7]

## 6. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles CdTe hasta el año 2050.

Years of waste production	Tons	Waste Composition							
		Glass	Polymers (e.g. EVA)	Cadmium	Tellurium	Aluminium	Copper	Zinc	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	51	48	2	0	0	0	1	0	0
2032	149	142	5	0	0	1	1	0	0
2033	2784	2645	97	2	2	10	28	0	0
2034	7195	6835	252	5	5	25	72	1	1
2035	23,493	22,318	822	16	16	82	235	2	2
2036	76,695	72,861	2684	54	54	268	767	8	8
2037	27,941	26,544	978	20	20	98	279	3	3
2038	14,592	13,863	511	10	10	51	146	1	1
Grand Total (2012–2038)	152,901	145,256	5352	107	107	535	1529	15	15
2045	464,743	441,506	16,266	325	325	1627	4647	46	46
2050	634,973	603,224	22,224	444	444	2222	6350	63	63
Grand Total (2012–2050)	1,252,617	1,189,986	43,842	877	877	4384	12,526	125	125

Tabla 38. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles CdTe.

Fuente: Paiano, 2015 [7]

## 7. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles CIGS hasta el año 2050.

Years of waste production	Tons	Waste composition										
		Glass	Aluminium	Polymers e.g. EVA	Zinc	Lead	Copper	Indium	Selenium	Gallium	Cadmium	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	4303	3615	516	129	5	2	34	1	1	0	0	0
2036	17,560	14,751	2107	527	21	9	140	4	5	2	0	0
2037	6397	5374	768	192	8	3	51	1	2	1	0	0
2038	4455	3742	535	134	5	2	36	1	1	0	0	0
Total (2012–2038)	32,715	27,481	3926	981	39	16	262	7	10	3	0	0
2045	177,208	148,854	21,265	5316	213	89	1418	35	53	18	1	1
2050	740,135	621,713	88,816	22,204	888	370	5921	148	222	74	4	4
Total (2012–2050)	950,058	798,049	114,007	28,502	1140	475	7600	190	285	95	5	5

Tabla 39. Estimación de la cantidad de residuos generados en paneles CIGS.

Fuente: Paiano, 2015 [7]

## 8. Composición promedio de paneles fotovoltaicos según su tecnología.

Proportion in %	c-Si	a-Si	CdTe	CIGS
Glass	74.16	86	95	84
Aluminium	10.30	0.035	0.35	12
Polymers (e.g. EVA)	6.55		3.5	3
Backing film (Tedlar)	3.60			
Adhesive (e.g. silicone), potting compound, hot melt glue	1.16	0.02		
Polyol/MDI (Methylene diphenyl diisocyanate)		12		
Copper	0.57	0.9	1	0.8
Silver	0.004–0.006			
Tin	0.12	0.043		
Zinc	0.12		0.01	0.12
Silicon	3.35	0.0064		
Lead	0.06			0.05
Cadmium			0.07	0.0005
Tellurium			0.07	
Indium		0.5		0.02
Selenium				0.03
Gallium				0.01
Germanium		0.5		

Tabla 40. Composición promedio de paneles fotovoltaicos según su tecnología.

Fuente: Paiano, 2015 [7]



## 9. Componentes resultantes de las operaciones de tratamiento de RAEE.

CÓDIGO LER	DESCRIPCIÓN	OPERACIÓN DE TRATAMIENTO								
		G 1	G 2	G 2.1	G 3	G 4	G 5	G 6	G 7	
060204*	Bases		X	X					X	
060205*	Otras bases								X	
060404*	Componentes con mercurio						X			
060704*	Ácidos								X	
080317*	Residuos de tóner y cintas de impresión que contienen sustancias peligrosas	X								
80318	Residuos de tóner de impresión, distintos a los especificados en el código 080317*	X								
130208*	Otros aceites de motor, de transmisión mecánica y lubricantes	X	X	X						
130301*	Aceites de aislamiento y transmisión de calor que contienen PCB	X	X	X						
140601*	Gases refrigerantes (CFC, HCFC, HFC)		X	X						
140603*	Gases refrigerantes (HC)		X	X						
160209*	Transformadores y condensadores que contienen PCB	X	X	X	X	X				
160215*	Componentes peligrosos retirados de equipos desechados. Por ejemplo: cables y vidrio contaminados, plásticos bromados, otros condensadores peligrosos, pantallas LCD	X	X	X	X	X	X			
160216	Componentes retirados de equipos desechados distintos de los especificados en el código 160215*. Por ejemplo: cables (no peligrosos), tarjetas de circuitos impresos	X	X	X	X	X	x	X	X	
160507*	Productos químicos inorgánicos desechados que consisten en sustancias peligrosas o las contienen Por ejemplo: tóner, óxido de berilio, tarjetas de soldadura de plomo	X								
160601*	Baterías de plomo	X	X	X						
160602*	Acumuladores de níquel-cadmio	X	X	X						
160603*	Pilas que contienen mercurio	X								
160604	Pilas alcalinas (excepto 160603*)	X								
160605	Otras pilas y acumuladores	X	X	X						
170601*	Materiales de aislamiento que contienen amianto	X	X	X						
170603*	Otros materiales de aislamiento que consisten en sustancias peligrosas o las contienen. Por ejemplo: fibras cerámicas	X								
190106*	Residuos líquidos acuosos del tratamiento de gases y otros residuos líquidos acuosos. Por ejemplo: aguas contaminadas		X	X						
190205*	Lodos de tratamientos físico-químicos que contienen sustancias peligrosas								X	
190206	Lodos de tratamientos físico-químicos, distintos de los especificados en el código 190205*								X	
190210	Aceites no peligrosos	X	X	X						
191003*	Fraciones ligeras de fragmentación (fluff-light) y polvo que contienen fracciones peligrosas. Por ejemplo: polvos de filtros	X	X	X	X	X	X	X	X	
191202	Metales féreos	X	X	X	X	X	X	X	X	
191203	Metales no féreos	X	X	X	X	X	X	X	X	
191204	Plásticos no bromados	X	X	X	X	X	X	X	X	
191205	Vidrio	X	X	X	X	X	X	X	X	
191206*	Madera que contiene sustancias peligrosas		X	X	X					
191207	Madera distinta de la especificada en el código 191206*	X	X	X	X					
191209	Minerales. Por ejemplo: homigón	X								
191210	Pellets, polvo y otros formatos procedentes de la espuma de poliuretano		X	X						
191211*	Otros residuos (incluidas mezclas de materiales) procedentes del tratamiento mecánico de residuos que contienen sustancias peligrosas. Por ejemplo: espuma de poliuretano sin extraer el gas, vidrio procedente de la aspiración en la máquina de corte en la separación del vidrio de pantalla y el vidrio de cono, revestimiento fluorescente, polvo con contenido en mercurio y fósforo	X	X	X	X	X	X			
191212	Otros residuos (incluidas mezclas de materiales) procedentes del tratamiento mecánico de residuos, distintos a los especificados en el código 191211*	X	X	X	X	X	X	X	X	
200201	Papel y cartón	X	X	X	X	X	X	X	X	
200121*	Tubos fluorescentes y otros residuos que contienen mercurio. Por ejemplo: pantallas LCD, tubos fluorescentes, lámparas de descarga, relés de mercurio	X	X	X		X				
200133*	Baterías y acumuladores especificados en los códigos 160601, 160602 o 160603 y baterías y acumuladores sin clasificar que contienen esas baterías.	X	X	X	X	X				
200134	Baterías y acumuladores distintos de los especificados en el código 200133*	X	X	X	X	X				

Tabla 41. Sustancias y componentes resultantes de las operaciones de tratamiento de RAEE.

G6 Paneles fotovoltaicos de silicio. G7: Paneles fotovoltaicos de Cadmio-Teluro.

Fuente: Real Decreto 110/2015 [13]

## Anexo IV. Glosario de términos.

### 1. Nomenclatura

- **AC:** Corriente alterna.
- **ACV:** Análisis del ciclo de vida.
- **AEE:** Aparatos Eléctricos y Electrónicos.
- **AM:** Masa de aire.
- **a-Si:** Silicio amorfo.
- **BOS:** Balance of System.
- **CdS:** Sulfuro de cadmio.
- **CdTe:** Teluro de cadmio.
- **CIGS:** Semiconductor compuesto por cobre, indio, galio y selenio.
- **CIS:** Semiconductor compuesto por cobre, indio y selenio.
- **CPV:** Sistema fotovoltaico de concentración.
- **c-Si:** Silicio cristalino.
- **DC:** Corriente continua.
- **EICV:** Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida
- **EoL:** End of Life.
- **EPBT:** Energy Pay Back Time.
- **EVA:** Etileno-vinil-acetileno.
- **GaAs:** Arsénico de Galio.
- **GHG:** Greenhouse gas (Gases de efecto invernadero).
- **GWP:** Global Warming Potential.
- **ICV:** Análisis del Inventario del Ciclo de Vida.
- **IRENA:** The International Renewable Energy Agency.
- **LCA:** Life Cycle Analysis.
- **mc-Si:** Silicio policristalino.
- **mono-Si:** Silicio monocristalino.
- **NO<sub>x</sub>:** Óxido de nitrógeno.

- **RAEE:** Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos.
- **REE:** Red Eléctrica de España.
- **RoHS:** Restriction of Hazardous Substances.
- **SIG:** Sistema Integrado de Gestión.
- **SiH4:** Silano.
- **WEEE Directive:** Waste Electrical and Electronic Equipment Directive.

## 2. Conceptos usados a lo largo del trabajo.

Se presentan a continuación una serie de conceptos que se han utilizado a lo largo del trabajo, de modo que puedan aclarar la información que se pretende transmitir con el presente documento.

- **Aparatos eléctricos y electrónicos o «AEE»:** Todos los aparatos que para funcionar debidamente necesitan corriente eléctrica o campos electromagnéticos, y los aparatos necesarios para generar, transmitir y medir tales corrientes y campos, que están destinados a utilizarse con una tensión nominal no superior a 1.000 voltios en corriente alterna y 1.500 voltios en corriente continua. Fuente Real Decreto 110-2015 [13].
- **Economía circular:** Es un modelo económico que se incluye en el marco del desarrollo sostenible y cuyo objetivo es la producción de bienes y servicios al mismo tiempo que se reduce el consumo y el desperdicio de materias primas, agua y fuentes de energía. Con ello, se trata de implantar un modelo de sociedad que optimiza los stocks y los flujos de materiales, energía y residuos aumentando así la eficiencia del uso de los recursos.
- **Electroobtención:** Consiste en realizar una precipitación por reducción electrolítica para recuperar de forma selectiva metales puros presentes en una solución con impurezas. Para ello se aplica una pequeña corriente que entra por un ánodo y sale por un cátodo. Esto permite recuperar el metal en cuestión, que es atraído por la carga negativa del cátodo.
- **Hora Sola Pico (HSP):** Unidad que mide la irradiación solar. Se define como la cantidad de tiempo en horas para una irradiancia solar constante de 1000 Wh/m<sup>2</sup>.

- **Irradiación:** Cantidad de radiación por unidad de superficie a lo largo de un tiempo ( $\text{Wh/m}^2$ ).
- **Irradiancia:** Cantidad de radiación solar por unidad de superficie ( $\text{kW/m}^2$ ).
- **Masa de Aire (AM):** Este término indica la distancia que recorre la radiación cuando atraviesa la atmósfera y permite cuantificar la reducción en la potencia de la luz solar a medida que ésta atraviesa la atmósfera y es absorbida por el aire y el polvo.
- **Obleas:** Son láminas delgadas y de pequeño espesor (unos 200 micrómetros aproximadamente) con forma cuadrada o rectangular, que provienen del corte de los lingotes de silicio y que permiten construir la célula fotovoltaica.
- **Panel comercial:** Está dirigido para aplicaciones comerciales a gran escala, donde la eficiencia es ligeramente mayor (1-2%) frente al uso residencial. Suelen tener un mayor tamaño que los paneles residenciales pues normalmente disponen de 96 células por panel.
- **Panel residencial:** A diferencia de los paneles comerciales, los residenciales está dirigidos a particulares para su uso como generación auxiliar a la demanda de energía eléctrica (autoconsumo). Su tamaño es inferior a los comerciales, pues por lo general, constan de 72 células por panel.
- **Radiación:** Emisión de energía o partículas que producen algunos cuerpos propagándose a través del espacio.
- **Valorización del residuo:** Según la Directiva 2008/98/CE de residuos, se define como la operación cuyo resultado principal es que el residuo sirva a una finalidad útil al sustituir a otros materiales que de otro modo se habrían utilizado para cumplir una función particular.
- **Watt Pico (Wp):** Es la unidad de potencia nominal de un panel solar fotovoltaico para una intensidad luminosa de  $1000 \text{ W/m}^2$  a una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .