

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA  
ESCUELA DE QUÍMICA  
CARRERA DE INGENIERÍA AMBIENTAL

Proyecto Final de Graduación para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería Ambiental

**“Análisis de Ciclo de Vida de Sistemas Solares Fotovoltaicos Policristalinos Centralizados en  
Instalaciones de Generación Distribuida para Autoconsumo”**

Valeria Castillo Calderón

Noviembre, 2019

**TEC** | Tecnológico de Costa Rica  
Ingeniería Ambiental

**“Análisis de Ciclo de Vida de Sistemas Solares Fotovoltaicos Policristalinos Centralizados en Instalaciones de Generación Distribuida para Autoconsumo”**

Informe presentado a la Escuela de Química del Instituto Tecnológico de Costa Rica como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero Ambiental con el grado de licenciatura

**Miembros del tribunal**

  
MSc. Ana Lorena Arias Zuñiga  
Directora

**Coordinadora Carrera de Ingeniería Ambiental**

  
Ing. Ariel Porras Rozas  
Lector 1

  
Ing. Luis Guillermo Valerio Pérez  
Lector 2

  
MSc. Ing. Diana Zambrano Piamba  
Coordinadora COTRAFIG

  
MGA. Ricardo Coy Herrera  
Director Escuela de Química

## **DEDICATORIA**

A mi familia: mis hermanos Luis y Javi y mis papás Alfredo y Johanna, por ser luz y mi máxima inspiración. Todo lo que soy y todo lo que me proponga lo voy a lograr gracias a ustedes.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la empresa Purasol Costa Rica por abrirme sus puertas y permitirme realizar mi trabajo final de graduación. Asimismo, a Pierre Lambot, Isabel Sánchez , Walter Ruíz y demás personal de la empresa por su amabilidad y colaboración.

A mi tutora, profesora y coordinadora de la carrera, Msc. Ana Lorena Arias, por guiarme en este proceso y siempre atender mis dudas.

Al Profesor Luis Guillermo Valerio por su ayuda con todo lo relacionado al SimaPro.

A Ariel Porras, por la confianza, la paciencia y todo lo que he aprendido trabajando a su lado, voy a estar infinitamente agradecida por darme la oportunidad de desarrollarme como Ing. Ambiental en su empresa, más que un jefe, un colega y amigo.

A Aarón Quirós, mi apoyo incondicional, compañero de aventuras y mi mejor amigo, por siempre sacarme una sonrisa y creer en mí más de lo que a veces creía en mí misma.

A Abigali Gómez, Silvia Fonseca y Lissy Soto por todos los momentos juntas, son lo más lindo que me dejó la U.

## LISTA DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ACV	Análisis de Ciclo de Vida
ISO	International Organization for Standardization
BOS:	Balance del Sistema
CENCE:	Centro Nacional de Control de Energía
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
CADIS	Centro de Análisis de Ciclo de Vida y Diseño Sustentable
RICV	Red Iberoamericana de Ciclo de Vida
CILCA	Conferencia Internacional de Análisis de Ciclo de Vida
CC	Cambio Climático
CFC	Clorofluorocarbonos
EICV	Evaluación de impacto del ciclo de vida
EVA	Etil Vinil Acetato
GEI	Gases de efecto invernadero
ICV	Análisis de inventario de ciclo de vida
IEA	Internacional Energy Agency
ITCR	Instituto Tecnológico de Costa Rica
ME	Eutrofización marina
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
NMVOC	Compuestos orgánicos volátiles distintos al metano
IMN	Instituto Meteorológico Nacional
RCP	Regla de Categoría de Producto
EPD	Environmental Product Declaration

PET

Tereftalato de Polietileno

PVF

Polivinilo de Fluoruro

TA

Acidificación Terrestre

SEN

Sistema Eléctrico Nacional

## LISTA DE SÍMBOLOS

eq	equivalente
kWh	kilowatt hora
kwp	kilowatt pico
MWh	megawatt hora
GWh	gigawatt hora
MJ	megajoules
CO <sub>2</sub>	dióxido de carbono
CH <sub>4</sub>	metano
N <sub>2</sub> O	dióxido de nitrógeno
N	nitrógeno
P	fosforo
Q	hora
SO <sub>2</sub>	óxido de azufre
h	hora
kg	kilogramo
g	gramo
m <sup>2</sup>	metro cuadrado
A	ampere
C	calor específico
t	tonelada
tkm	tonelada kilómetro
W	watt
%	porcentaje

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1. Mapa del potencial de producción de energía eléctrica fotovoltaica en Costa Rica. Fuente: SolarGis, 2019.....	7
Figura 2-2. Capas de composición de un panel fotovoltaico de silicio policristalino. Fuente:(Ovalle, 2014).....	10
Figura 2-3. Esquema típico de una instalación fotovoltaica residencial centralizada. Fuente: Fthenakis et al, 2011. ....	11
Figura 2-4. Esquema típico de un ACV. Fuente: Gazulla, 2013.....	12
Figura 2-5. Etapas del Análisis del ciclo de vida. Fuente: ISO 14040:2006.....	14
Figura 2-6. Diagrama de flujo ilustrando las etapas de ciclo de vida, fabricación, uso y disposición final de un sistema solar fotovoltaico de silicio policristalino. Fuente: Hsu et al, 2012.....	31
Figura 2-7. Cadena de valor de los paneles fotovoltaicos. Fuente: Hsu et al, 2012.....	32
Figura 2-8. Emisiones de gases de efecto invernadero de sistemas solares fotovoltaicos instalados en techos. Fuente: Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten, et al, 2015.....	22
Figura 2-9. Tiempo de retribución energética de sistemas solares fotovoltaicos instalados en techos. Fuente: Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten, et al, 2015.....	23
Figura 3-1. Límites sistema para el ACV del sistema bajo estudio.....	26
Figura 4-1 Impacto del Ciclo de Vida del sistema bajo estudio.....	39
Figura 4-2. Impacto por capa de composición del módulo fotovoltaico. ....	41
Figura 4-3. Impacto del Ciclo de Vida del BOS.....	43
Figura 4-4. Demanda energética de fuentes renovables y no renovables. ....	44
Figura 4-5. Demanda energética por capa de composición del panel fotovoltaico policristalino.....	57

Figura 4-6. Revisión de TRE de estudios en la literatura para distintas tecnologías.....59

## LISTA DE CUADROS

Cuadro 2-1. Categorías de impacto ambiental contempladas por la SETAC. Fuente: PRé,2015.....	15
Cuadro 3-1. Datos de entrada de procesos requeridos para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China.....	29
Cuadro 3-2. Datos de entrada de materiales utilizados para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China.....	41
Cuadro 3-3. Datos de entrada de procesos requeridos para la fabricación del balance del sistema...	43
Cuadro 3-4. Datos de procesos de transporte de los componentes del sistema desde su lugar de fabricación a Costa Rica .....	44
Cuadro 3-5. Datos de procesos de transporte de los componentes del sistema desde su lugar de almacenamiento al lugar de instalación.....	45
Cuadro 3-6. Datos de procesos relacionados con el almacenamiento de los componentes del sistema.....	45
Cuadro 3-7. Datos de entrada para la fase de uso del sistema fotovoltaico.....	46
Cuadro3-8. Datos de gestión de residuos sólidos y sus respectivos procesos de transporte.....	46
Cuadro 4-1. Resultados de la huella del sistema bajo estudio.....	40
Cuadro 4-2. Resultados de la demanda de energía.....	55

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN .....	3
1.1 OBJETIVOS.....	5
1.1.1 Objetivo General .....	5
1.1.2 Objetivos Específicos .....	5
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	6
2.1 La Energía Solar Fotovoltaica y su potencial para la explotación en Costa Rica .....	6
2.2 Sistemas solares fotovoltaicos policristalinos.....	8
2.3. Generalidades del Análisis de Ciclo de Vida.....	11
2.3.1 Definición.....	11
2.3.2 Antecedentes .....	12
2.3.3 Metodología .....	14
2.4 Análisis de Ciclo de Vida en Sistemas Solares Fotovoltaicos .....	19
2.4.1 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero .....	21
2.4.2 Tiempo de Retribución Energética .....	22
3. METODOLOGÍA .....	24
3.1 Evaluación del desempeño ambiental del sistema .....	24
3.1.1 Definición del objetivo y el alcance.....	24
3.1.2 Análisis del inventario .....	28
3.2 Comparación contra estudios de ACV.....	37
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	38
4.1 Evaluación del impacto .....	38
4.2 Interpretación del Ciclo de Vida.....	39
4.2.1 Interpretación del ciclo de vida mediante el método ReCiPE midpoint. ....	39
4.2.2 Interpretación del ciclo de vida con el método Cumulative Energy Demand .....	44
4.2.3 Análisis del TRE de distintas tecnologías .....	47
5. CONCLUSIONES .....	49
6. RECOMENDACIONES .....	50
7. BIBLIOGRAFÍA.....	51
8. APÉNDICES.....	54
Apéndice 1. Listado de proveedores por componente del sistema fotovoltaico .....	55
Apéndice 3. Asignación según la matriz energética de Costa Rica para el año 2018 .....	60
Apéndice 4. Tiempo de Retribución Energética .....	61

9. ANEXOS .....	62
Anexo 1. Listado de componentes de instalación fotovoltaica .....	63
Anexo 2. Matriz energética de Costa Rica en el 2018 .....	65
Anexo 3. Especificaciones técnicas de módulos solares que componen el sistema bajo estudio. .	66
Anexo 4. Datos para el análisis de inventario de entrada del proceso de fabricación del panel en China.....	68

## **RESUMEN**

Actualmente se busca un manejo sostenible de la energía que tome en cuenta no solo los aspectos económicos si no también los aspectos ambientales de las nuevas tecnologías energéticas. La energía solar fotovoltaica es considerada una fuente de energía 100% limpia, sin embargo, se denomina de esta manera porque se toma en cuenta únicamente que mejora aspectos ambientales muy concretos en una determinada etapa de su ciclo de vida: el uso, dejando de lado las demás etapas que conforman la totalidad del ciclo de vida de un sistema de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica. Por esta razón, se propuso bajo este proyecto de investigación, realizar un estudio riguroso de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) que permitió estimar los impactos ambientales potenciales asociados a la producción de este tipo de energía. Para esto se tomó en cuenta el ciclo de vida completo de un sistema solar fotovoltaico policristalino en una instalación de techo para generación distribuida para autoconsumo, haciendo énfasis en los sistemas comercializados por la empresa Purasol Costa Rica.

Se encontró que, al hacer un análisis integral del ciclo de vida completo de los sistemas de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica, todas las etapas incluidas en el estudio tienen un lugar en el medio ambiente y consecuencias ambientales aunadas a las mismas. Además, a partir de los resultados obtenidos se determinó que las variaciones en los niveles de irradiación, la selección de metodología de evaluación de impacto y las suposiciones realizadas pueden influenciar significativamente la percepción del impacto ambiental de la energía solar fotovoltaica.

**Palabras Clave:** Análisis de Ciclo de Vida, ciclo de vida, energía solar fotovoltaica, policristalino.

## **ABSTRACT**

Currently, sustainable energy management is sought, taking into account not only the economic aspects, but also the environmental aspects of the new energy technologies. Photovoltaic solar energy is considered a source of 100% clean energy, however it is named this way because it only takes into account that it improves very specific environmental benefits in a certain stage of its life cycle: the use, leaving aside the rest of the stages that make up the entire life cycle of a photovoltaic solar system. For this reason, it was proposed under this research project, to carry out a rigorous study of Life Cycle Analysis (LCA) that allowed estimating the potential environmental impacts associated with the production of photovoltaic solar energy. For this, the complete life cycle of a polycrystalline photovoltaic solar system was taken into account, emphasizing on the systems marketed by the company Purasol Costa Rica. It was found that, when making an integral analysis of the complete life cycle of the photovoltaic solar energy utilization systems, all the stages included in the study have a place in the environment and environmental consequences attached to them. In addition, based on the obtained results, it was determined that the variations in irradiation levels, the selection of impact evaluation methodology and the assumptions made can significantly influence the perception of the environmental impact of photovoltaic solar energy

**Key words:** Life Cycle Analysis, life cycle, photovoltaic energy, polycrystalline.

## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, se ha venido dando mucho énfasis a las fuentes de energía renovables, sostenibles y amigables con el medio ambiente para compensar la dependencia de la humanidad a las fuentes de energía convencionales y no renovables, la mayoría de las cuales se basan en el uso de combustibles fósiles (Singh, Pant, & Olsen, n.d.). Se estima que la energía solar provee más energía a la Tierra en una hora que todas las otras fuentes energéticas usadas por el ser humano durante todo un año (Soteris, 2013). Es por esta razón, y en vista del carácter intermitente del recurso, que la ciencia ha procurado dar grandes avances para promover el uso de la energía solar como fuente renovable, limpia y ampliamente disponible (Fu, Liu, & Yuan, 2015).

El uso de este tipo de energía ha tenido mucho auge a nivel mundial, y Costa Rica no es la excepción al tener abundante potencial para la explotación de este recurso ya sea por medio de colectores solares, los cuales convierten la radiación solar en calor, o módulos fotovoltaicos, que transforman la radiación solar en electricidad (Meza, Monge, Moya, & Ram, 2018). Los módulos fotovoltaicos están compuestos de materiales semiconductores que convierten fotones en electricidad, y existen en el mercado diversas opciones de materiales con esta propiedad, donde se incluyen: el silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio amorfo y tecnologías de película delgada, como telurio de cadmio (CdTe) y diselenuro de indio y cobre (CIS) (Fthenakis et al, 2015). Sin embargo; actualmente la tecnología fotovoltaica mejor establecida y más utilizada es la de silicio cristalino, la cual ha representado aproximadamente el 80-85% de la capacidad de producción mundial de energía fotovoltaica en la última década (Bekkelund, 2013). La importancia de esta tecnología como una alternativa baja en carbono para la producción de electricidad ha aumentado notablemente en los últimos años, este crecimiento puede atribuirse a la combinación de una fuerte disminución en los costos de producción y la creciente conciencia de la población acerca del impacto que tienen nuestras actividades en el medio ambiente (Frondel et al. 2008)

Sin embargo; la gran cantidad de opciones disponibles en la actualidad en cuanto a fuentes alternativas de energía, hace que sea difícil para los usuarios, los responsables de las políticas y los investigadores en esta área, identificar la fuente correcta para una situación específica, ya que su uso e implementación depende de una variedad de factores, como la disponibilidad y la facilidad de transporte, mantenimiento y opciones de final de vida (Sica et al , 2018).

La energía y el medio ambiente están estrechamente relacionados y, por lo tanto, cualquier opción de energía alternativa conlleva cierto impacto en el medio ambiente, inclusive la energía solar fotovoltaica, a pesar ser catalogada como una fuente de energía “limpia” y que estudios han demostrado que la generación de electricidad fotovoltaica es una alternativa amigable con el ambiente, en comparación con las tecnologías convencionales de producción de energía con combustibles fósiles (Fraunhofer & GaBi, 2012). Este tipo de energía se encuentra directamente relacionada con importantes cantidades de materiales, procesos de manufactura, transportes, escenarios de utilización y de disposición final, los cuales tienen lugar en el medio ambiente y sus consecuencias ambientales incluyen la explotación de recursos naturales, emisión de gases de efecto invernadero y lluvia ácida, entre otros, haciendo urgente la necesidad de evaluar los sistemas solares, teniendo en cuenta los impactos indirectos que causan a lo largo de su vida útil (Enguita, 2012).

Mediante el uso de la metodología de Análisis de Ciclo de Vida estos impactos pueden ser cuantificados y los resultados pueden ser utilizados para la toma de decisiones y la formulación de políticas energéticas (Fthenakis & Kim, 2011). Es por esta razón que bajo este proyecto final de graduación se evaluó el desempeño ambiental de la electricidad generada con un sistema solar fotovoltaico de silicio policristalino en Costa Rica.

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 Objetivo General**

Evaluar el desempeño ambiental de la electricidad generada a partir de sistemas solares fotovoltaicos, en las etapas de fabricación, distribución, instalación, uso y disposición final, haciendo énfasis en instalaciones compuestas por paneles de silicio policristalino comercializados por la empresa Purasol Costa Rica.

### **1.1.2 Objetivos Específicos**

- Determinar y analizar los potenciales impactos ambientales de 1 kWh de electricidad producida con sistemas solares fotovoltaicos policristalinos centralizados de 72kWp en instalaciones de generación distribuida para autoconsumo.
- Comparar el rendimiento ambiental de los sistemas solares de silicio policristalino con otras tecnologías disponibles en el mercado.

## **2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 La Energía Solar Fotovoltaica y su potencial para la explotación en Costa Rica**

Costa Rica está ubicada en la parte tropical del hemisferio norte, cerca del Ecuador, por lo tanto, posee un clima tropical, y los trópicos son en general conocidos por ser calientes y húmedos, por lo que se espera exista una alta intensidad de radiación solar útil la cual es mayor en el Ecuador (IMN,2013). El país por ser montañoso tiene una gran variabilidad climática, especialmente en la nubosidad que está asociada a la precipitación, humedad y temperatura. La complicada estructura topográfica del país consiste en tierras bajas, altas montañas, mesetas y valles, los cuales son factores determinantes de la cantidad de radiación que incide sobre el territorio nacional, en cualquier época del año (Jaime, 2009). A pesar de estas variables, Costa Rica posee un alto potencial para la producción de energía eléctrica fotovoltaica durante todo el año, debido a la alta incidencia de radiación solar que puede ser aprovechada de esta forma. Tal como se puede observar en la figura 2-1, a lo largo del territorio existe una elevada capacidad de generación que va de los 1168 a los 1753 kWh/kWp/año.



**Figura 2-1. Mapa del potencial de producción de energía eléctrica fotovoltaica en Costa Rica.**

**Fuente: SolarGis, 2019.**

Durante el 2018 se presentó un crecimiento de 266,88% en la producción bruta de electricidad mediante sistemas solares fotovoltaicos en comparación con el 2017; sin embargo, el aprovechamiento de este tipo de energía continúa siendo bajo, correspondiendo a un 0,09% del total de electricidad producida durante el 2018 (CENCE, 2018). A febrero del 2018, el país disponía de una capacidad solar instalada de 27 MWh. Esos 27 MWh representan 0,76% de los equipos interconectados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), los cuales ascendían a 3 545 MWh a febrero anterior, conforme datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE). Existen plantas solares de proveedores comerciales tales como Miravalles (de 1 MWh), la cual pertenece al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE); Juanilama (de 5 MWh) de Coopeguanacaste y otros 6 MW del plan piloto de generación distribuida del ICE, los 15 MWh restantes corresponden a proyectos

fotovoltaicos de generación distribuida para autoconsumo instalados en residencias, comercios e industrias (ACESOLAR, nd),

La generación distribuida para autoconsumo interconectada a la red significa que no sólo las distribuidoras eléctricas generan la electricidad consumida en Costa Rica, sino que los abonados del país también pueden generar su propia energía en el mismo lugar donde la consumen. En este caso el productor-consumidor instala su sistema de generación, pero a la vez mantiene la conexión a la red pública de la distribuidora eléctrica donde se ubica. Este tipo de generación distribuida con interconexión funciona de manera que en periodos de generación de electricidad donde no hay consumo o hay menor consumo que lo generado por parte del usuario (ej. al mediodía), el excedente de electricidad producido es inyectado a la red eléctrica. Luego en períodos donde no hay generación (ej. de noche), pero sí consumo, el cliente toma la electricidad de la red eléctrica pública. Al final de cada periodo de facturación se hace un balance entre la electricidad inyectada a la red y aquella consumida de la red (ACESOLAR, nd).

## **2.2 Sistemas solares fotovoltaicos policristalinos**

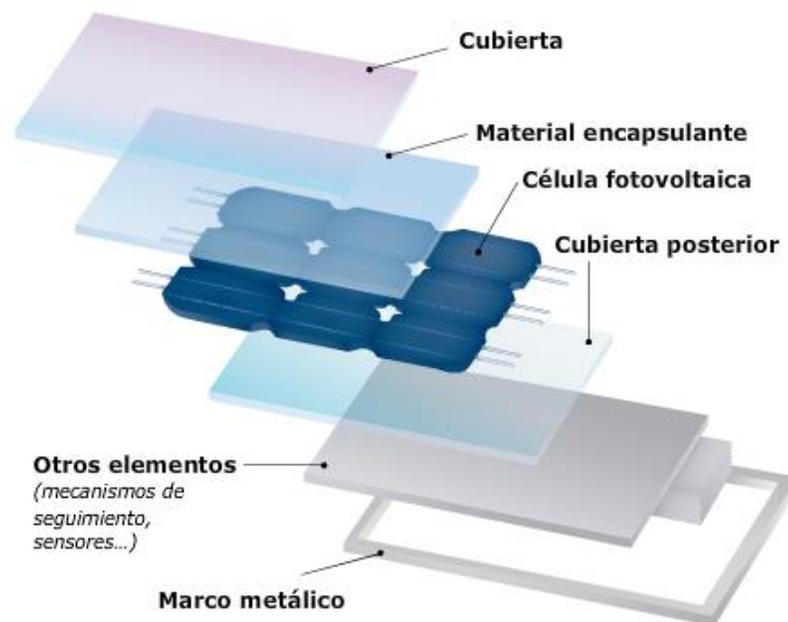
Las instalaciones fotovoltaicas se definen como el total de componentes y subsistemas que trabajan juntos para transformar la energía solar en energía eléctrica, su capacidad de generación de electricidad es directamente proporcional a la intensidad de la radiación solar que incide sobre el lugar de instalación y la posición de los módulos fotovoltaicos. En general los sistemas fotovoltaicos consisten en un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados y componentes del balance del sistema (BOS, por sus siglas en inglés) (Fthenakis et al, 2015).

- Módulo fotovoltaico: corresponde al panel de celdas fotovoltaicas conectadas eléctricamente, y a todos sus demás componentes los cuales incluyen un marco de aluminio y vidrio solar (Fthenakis et al, 2015). El mercado ofrece distintos tipos de módulos dentro de los que se destaca la tecnología de silicio cristalino, la cual se divide en dos tipos, monocristalino y policristalino; donde el módulo policristalino constituye

más de un 85% del mercado actual ya que tienen un menor costo que la tecnología monocristalina (Hestin, & Monier, 2011). Los paneles de silicio policristalino están compuestos por:

- Marco: hecho de aluminio anodizado para prevenir la oxidación y el desgaste. Proporciona rigidez y resistencia mecánica al módulo (Castejón & Santamaría, 2010).
- Cubierta frontal: de vidrio templado de sosa, cal y sílice con un espesor entre 3 y 4 mm, con bajo contenido de hierro. La superficie exterior del vidrio es anti reflexiva y esta tratada para impedir la retención de polvo lo que proporciona una acción de limpieza automática ya que la suciedad tiende a adherirse menos a la superficie. Este tiene muy buena transmisión de la radiación solar, su superficie interior generalmente es rugosa, lo permite una buena adherencia con el encapsulante de las células, además de facilitar la penetración de la radiación solar (Castejón & Santamaría, 2010).
- Encapsulante: esta capa cubre las celdas solares, protegiendo las conexiones entre las mismas. Posee alta transparencia y por lo general se emplea Etil-Vinil-Acetato (EVA) como encapsulante. Se aplica en capas muy finas que al hornearse se polimerizan para solidificar la estructura (Castejón & Santamaría, 2010).
- Celdas solares e interconexiones metálicas: la conexión de las celdas de un módulo se realiza con cintas metálicas soldadas o incrustadas sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de cada celda. Estas cintas pueden ser de plata o aluminio. La interconexión entre celdas se realiza uniando las cintas de la cara frontal (negativo) de una celda con la cara posterior (positivo) de la siguiente. (Castejón & Santamaría, 2010).

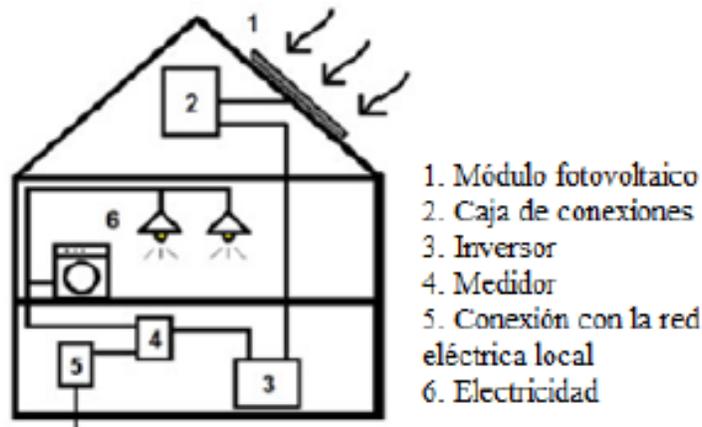
- Cubierta Posterior: se utiliza típicamente un laminado de tres capas. La capa externa es de polivinilo fluoruro (PVF, comercialmente denominado TEDLAR). Este, junto con la cubierta frontal, protege al módulo de la humedad y otros agentes atmosféricos; sin embargo, no lo aísla eléctricamente.; para esto se utiliza una segunda capa de poliéster (Tereftalato de Polietileno). Para la parte interna se usa otra capa de TEDLAR. Esta lámina de plástico de material compuesto es de naturaleza opaca, habitualmente de color blanco para reflejar la luz solar que no almacenan las celdas sobre la cara posterior rugosa de la cubierta frontal, la cual refleja la luz de nuevo hacia las celdas. (Castejón & Santamaría, 2010).



**Figura 2-2. Capas de composición de un panel fotovoltaico de silicio policristalino.**

**Fuente:(Ovalle, 2014).**

- Balance de sistema (BOS): comprende todos los componentes de un sistema fotovoltaico con excepción de los paneles, este abarca las estructuras de montaje para fijar los paneles al techo, cables eléctricos, inversores que convierten la corriente directa en alterna y medidores de consumo (Singh et al., n.d.)

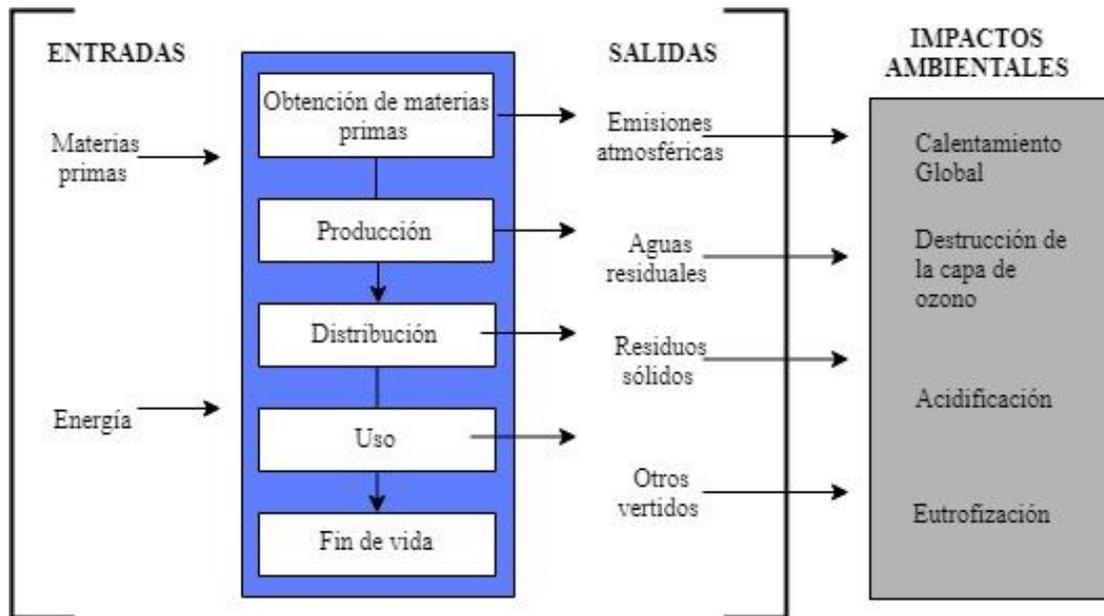


**Figura 2-3. Esquema típico de una instalación fotovoltaica residencial centralizada. Fuente: Fthenakis et al, 2011.**

## 2.3. Generalidades del Análisis de Ciclo de Vida

### 2.3.1 Definición

El análisis de ciclo de vida (ACV), es una herramienta de gestión ambiental que estima los potenciales impactos ambientales que puede tener un producto, sistema o proceso a lo largo de su ciclo de vida (Vilches, García-Martínez & Sánchez, 2017). Esto implica la cuantificación de todas las entradas de materia y energía, así como las salidas de contaminantes y residuos durante las distintas etapas del ciclo de vida en estudio, tal como se ejemplifica en la figura 2-4., de esta forma se contabilizan los impactos directos e indirectos generados por el sistema, de manera que mediante esta herramienta se pueda comparar el rendimiento ambiental de diferentes productos, procesos o sistemas (Bekkelund, 2013). El Análisis de Ciclo de Vida es por lo tanto una herramienta valiosa que puede ser utilizada para proporcionar una visión integral de las cargas ambientales de una tecnología (Hsu et al., 2012).



**Figura 2-4. Esquema típico de un ACV. Fuente: Gazulla, 2013**

### 2.3.2 Antecedentes

Los primeros estudios de ciclo de vida datan de finales de 1960 e inicios de 1970, periodo en el cual problemas ambientales tales como eficiencia energética, control de la contaminación y disposición de residuos sólidos, se convirtieron en temáticas de interés público (Guinée et al., 2011). A raíz de esto surge el Análisis de Ciclo de Vida, de manera casi simultánea en Estados Unidos y Europa donde los primeros estudios de ciclo de vida de productos eran desarrollados con sus propias metodologías de trabajo. (Kopffler, 2014). No fue sino hasta 1993 cuando la Sociedad de Toxicología y Química Ambiental (SETAC por sus siglas en inglés), formula el Código de Prácticas para el ACV, con el propósito de homogeneizar la metodología de estos estudios. Años más tarde la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés) apoyó este desarrollo para establecer una estructura de trabajo, uniformizar métodos, procedimientos y terminologías (Guinée et al., 2011). A partir de este momento la organización tardó 7 años en finalizar la primera serie internacional de

estandarización ISO, su última actualización fue en 2006, siendo esta norma la base de todos los estándares de Análisis de Ciclo de Vida y que además define la estructura mundialmente aceptada que debe tener un análisis de ciclo de vida actualmente (Kopffler, 2014).

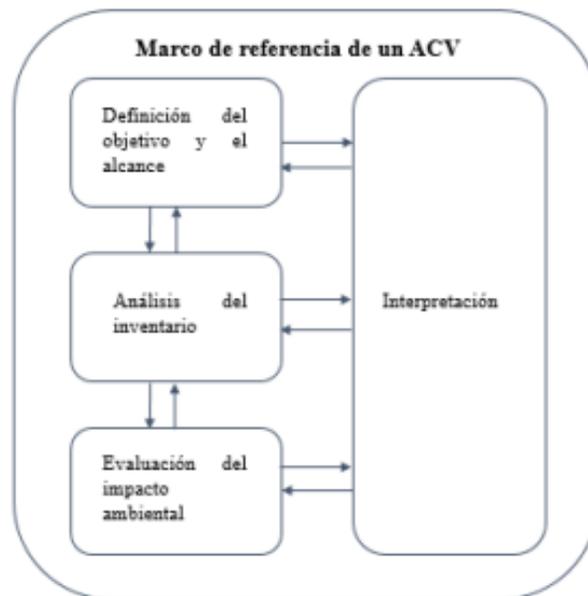
En cuanto a la situación actual, específicamente en América Latina y el Caribe, el ACV es un tema relativamente nuevo, sobre todo debido a los altos niveles de competencia técnica, de recursos e incluso de tecnología y software necesarios para el análisis (ALCALA, 2013). A pesar de esto existen varios países que han venido avanzando en el tema dentro de los cuales se destaca Costa Rica, donde el enfoque de ciclo de vida tuvo sus inicios en la formación de políticas públicas sobre plaguicidas en el 2002, y a la fecha el sector privado del país también ha desarrollado iniciativas empresariales de ciclo de vida en sus procesos tal es el caso de Cayuga Collection, Florida Ice and Farm CO. y Florex.

Actualmente existe una Red Iberoamericana de Ciclo de Vida (RICV) y una Asociación para la Evaluación del Ciclo de Vida en América Latina (ALCALA, por sus siglas en inglés). Esta asociación nació en el 2003, cuando en una conferencia de ACV en EE.UU. la delegada de Costa Rica propuso organizar una conferencia internacional de ACV en América Latina por primera vez (ALCALA, 2013). Esto dio lugar a un proceso de unificación de los expertos de ACV en la región, la organización de la Conferencia Internacional 2003 sobre ACV (CILCA) en Costa Rica, y el lanzamiento de ALCALA, cabe destacar que julio del 2019 se llevó a cabo la VII Conferencia Internacional de Análisis de Ciclo de Vida en Latinoamérica, cuya sede central fue el Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR). El ACV por lo tanto, ha venido tomando mucha importancia en la región y es por esto que en Costa Rica se busca capacitar profesionales en materia de ACV y el ITCR se ha destacado por la formación de futuros profesionales en el tema mediante el apoyo a estudiantes que para su proyecto final de graduación desarrollan un ACV de algún producto de importancia nacional. Hasta la fecha existen 15 proyectos en el tema todos ejecutados por estudiantes de la carrera de Ingeniería Ambiental.

Dentro de estos proyectos se destaca el realizado por la Ing. Ambiental Natalia Bonilla, la cual llevo a cabo un ACV del proceso de recuperación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en Costa Rica, siendo este el primer estudio de este tipo orientado a paneles solares en el país.

### 2.3.3 Metodología

La metodología para la aplicación del ACV se encuentra estandarizada en las Normas ISO 14040: 2006 “Análisis de ciclo de vida-Principios y marco de referencia” e ISO 14044: 2006 “Análisis de ciclo de vida-Requisitos y directrices”, consta de una serie de etapas de trabajo interrelacionadas en donde siempre existe un flujo de información entre ellas. Estas fases se describen en la figura 2-5.



**Figura 2-5. Etapas del Análisis del ciclo de vida. Fuente: ISO 14040:2006**

#### 2.3.3.1 Definición de alcance

En esta fase inicial se define el tema de estudio y se deben incluir los motivos por los cuales se va a realizar el mismo. El alcance debe incluir el sistema de producto, los límites del estudio, la unidad funcional, el flujo de referencia, las categorías de impacto a analizar, suposiciones, limitaciones y requisitos de la calidad de datos (Hans, 2015). La unidad funcional es un concepto fundamental en

ACV, esta describe la función principal del sistema analizado y sirve como base para los cálculos de los inventarios e impactos ambientales y además permite comparar diferentes sistemas que tengan una misma unidad funcional (Vilches, García-Martínez & Sánchez, 2017).

### **2.3.3.2 Análisis del inventario**

Esta fase comprende la obtención de datos y procedimientos de cálculo para la identificación y cuantificación de todos los efectos ambientales asociados a la unidad funcional, es decir relacionarse con la base de cálculo (Hans, 2015). A esta relación se le denomina flujo de referencia (Gazulla, 2013). Se cuantifican los consumos de materias primas y energía junto con todos los residuos sólidos, emisiones a la atmósfera y vertidos al agua derivados de todos los procesos que están dentro de los límites del sistema (Enguita, 2012).

### **2.3.3.3 Evaluación de impacto**

El objetivo de esta fase es proveer de información adicional para la definición, comprensión y evaluación de la significancia ambiental de las entradas y salidas del estudio con base en las categorías de impacto seleccionadas (Tecco, Baudino, Girgenti & Peano, 2016). Las categorías de impacto e indicadores de categoría reflejan los asuntos ambientales relacionados con el sistema bajo estudio. El indicador de categoría es la representación cuantificable de una categoría de impacto (Niembro & Gonzales, 2010). Existen diversas categorías de impacto, en el cuadro 2-1 se compilan las principales categorías de impacto ambiental contempladas por la SETAC.

**Cuadro 2-1. Categorías de impacto ambiental contempladas por la SETAC. Fuente: PRÉ, 2015.**

<b>Categoría de impacto ambiental</b>	<b>Características</b>	<b>Unidad de referencia</b>	<b>Factor de caracterización</b>
Calentamiento Global	Fenómeno observado en las medidas de la temperatura que muestra en promedio un aumento en la temperatura de la atmósfera	kg CO <sub>2</sub> eq	Potencial de Calentamiento Global

<b>Categoría de impacto ambiental</b>	<b>Características</b>	<b>Unidad de referencia</b>	<b>Factor de caracterización</b>
	terrestre y de los océanos en las últimas décadas.		
Formación de Oxidantes Fotoquímicos	Resultado de la reacción que toma lugar entre los óxidos de nitrógeno y los compuestos orgánicos volátiles expuestos a la radiación UV. También se conoce como smog.	kg NMVOCs eq	Potencial de Formación de Oxidantes Fotoquímicos
Agotamiento de Combustibles Fósiles	Cantidad de combustible fósil extraído; donde 1 kg de petróleo equivalente tienen un poder calorífico inferior equivalente de 42 MJ.	kg aceite eq	Potencial de Agotamiento Fósil
Reducción de la Capa de Ozono	Disminución de la capacidad de protección frente a las radiaciones ultravioletas solares de la capa de ozono atmosférica.	kg CFC11 eq	Potencial de Agotamiento de la Capa de Ozono
Eutrofización de Agua Dulce	Crecimiento excesivo de la población de algas originado por el enriquecimiento artificial de las aguas de ríos y embalses como consecuencia del empleo masivo de fertilizantes y detergentes que provoca un alto consumo del oxígeno del agua.	kg P eq	Potencial de Eutrofización Agua Dulce
Eutrofización Marina		kg N eq	Potencial de Eutrofización Marina
Acidificación Terrestre	Pérdida de la capacidad neutralizante del suelo y del	kg SO <sub>2</sub> eq	Potencial de Acidificación

<b>Categoría de impacto ambiental</b>	<b>Características</b>	<b>Unidad de referencia</b>	<b>Factor de caracterización</b>
	agua, como consecuencia del retorno a la superficie de la tierra, en forma de ácidos, de los óxidos de azufre y nitrógeno descargados a la atmósfera.		
Agotamiento de Agua	Cantidad de agua consumida.	m <sup>3</sup>	Potencial de Agotamiento de Agua
Agotamiento de recursos minerales	Agotamiento de los depósitos minerales.	kg Cu eq	Potencial de Agotamiento Mineral
Ocupación de Suelo	Daños a los ecosistemas debido a los efectos de la ocupación y la transformación de la tierra en una determinada superficie durante un tiempo determinado.	m <sup>2</sup> cultivo eq	Potencial de Ocupación de Suelo

Esta fase está compuesta por una serie de etapas obligatorias y opcionales a detallar a continuación:

Etapas Obligatorias:

- a. Selección: En esta etapa se seleccionan los impactos de acuerdo con la meta del estudio y el método elegido para cada categoría de impacto (Niembro & Gonzales, 2010).
- b. Clasificación: En esta etapa se asignan los datos procedentes del inventario a cada categoría de impacto según el tipo de efecto ambiental esperado (Hans, 2015).
- c. Caracterización: Consiste en la modelación, mediante factores de caracterización de los datos del inventario para cada una de dichas categorías de impacto. El factor de caracterización para un flujo primario proporciona una representación cuantitativa de su importancia para

una categoría de impacto específica. La puntuación resultante para el indicador se expresa en una métrica común a todas las contribuciones dentro de la categoría de impacto, por ejemplo, en términos de kg de CO<sub>2</sub> equivalente (Hauschild & Huijbregts, 2015).

Etapas Opcionales:

- a. Normalización : Se entiende por normalización la relación de la magnitud cuantificada para una categoría de impacto respecto a un valor de referencia (Hans, 2015). Esta escala puede ser geográfica, temporal o una elección frecuente de escala de referencia es el impacto anual de una persona promedio para cada una de las categorías de impacto. Para este caso, la normalización expresa las diferentes categorías en equivalentes persona o persona año, lo cual puede apoyar la comprobación de resultados inconsistentes y ayuda a la comunicación de los resultados (Hauschild & Huijbregts, 2015).
- b. Agrupación: Se clasifican y categorizan los indicadores (Hans, 2015).
- c. Ponderación: Consiste en establecer factores que otorgan una importancia relativa a las distintas categorías de impacto para posteriormente sumarlas y obtener un resultado ponderado en forma de un único índice ambiental global del sistema (Hans, 2015).
- d. Análisis de la calidad de datos: Esta fase se considera obligatoria en análisis de carácter comparativo, tiene como objetivo comprender la fiabilidad de los resultados obtenidos (Hans, 2015).

#### **2.3.3.4 Interpretación del Análisis de Ciclo de Vida**

Fase final en la que se analizan los resultados para la formulación de conclusiones y recomendaciones para la toma de decisiones, en esta etapa se determina que parte del ciclo de vida del producto en cuestión genera las principales cargas ambientales y por lo tanto permite determinar los puntos del sistema que deben ser mejorados (Hans, 2015).

## 2.4 Análisis de Ciclo de Vida en Sistemas Solares Fotovoltaicos

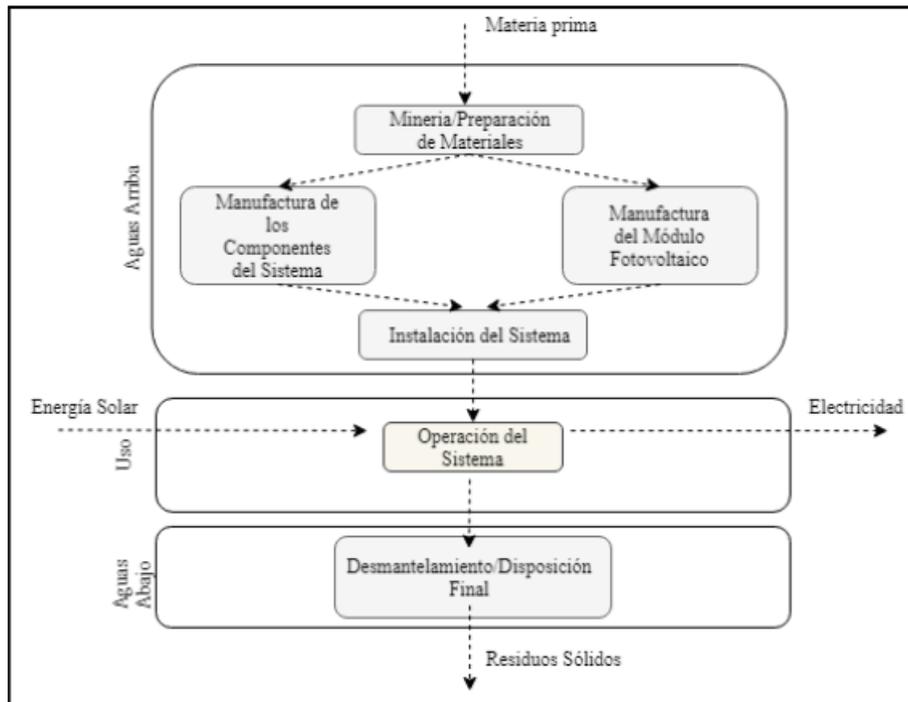
El Análisis de Ciclo de Vida siendo actualmente el método más utilizado para el diseño de productos y tecnologías amigables con el ambiente, puede ser empleado para la implementación de ciertos aspectos de la estrategia para el manejo sostenible de la energía (Li, Roskilly, & Wang, 2017). La metodología de ACV es frecuentemente utilizada para analizar o comparar las alternativas de energías renovables a los sistemas energéticos convencionales, especialmente para la estimación de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el Tiempo de Retribución Energética (TRE) (Hsu et al., 2012).

Las primeras investigaciones sobre sistemas fotovoltaicos desde la perspectiva del ciclo de vida se remontan a la época de 1970, en estas se evaluó principalmente el uso de la energía en la producción de células solares desde la extracción de materia prima hasta el ensamblaje del producto terminado con resultados que alcanzaban hasta 12 años de TRE.

Actualmente se analizan las etapas de todo su ciclo de vida, las cuales pueden ser subdivididas en tres fases: fabricación (“aguas arriba”), disposición final (“aguas abajo”) y operación del sistema o uso, tal como se muestra en la figura 2-6. La fase de fabricación inicia con la adquisición de materias primas tales como silica e hierro mineral, continua la transformación de estos a silicio cristalino y hierro, y la fabricación del resto de componentes del módulo solar y el sistema fotovoltaico como tal. El bloque inicial en la construcción del sistema es la celda fotovoltaica ya que ésta celda es el semiconductor que convierte la energía solar en energía eléctrica y su producción conlleva una serie de procesos que van desde la extracción de cuarzo para la obtención de silicio solar hasta el montaje de las celdas en los módulos fotovoltaicos (Hsu et al., 2012).

Una vez que se ha instalado el sistema, la fase de operación incluye, la producción de electricidad y actividades de mantenimiento, sin embargo, las actividades de mantenimiento pueden ser despreciadas ya que los sistemas fotovoltaicos tienen requerimientos mínimos de operación y mantenimiento (Frank et al.2005). Una vez concluido el periodo de vida útil del sistema, se inicia

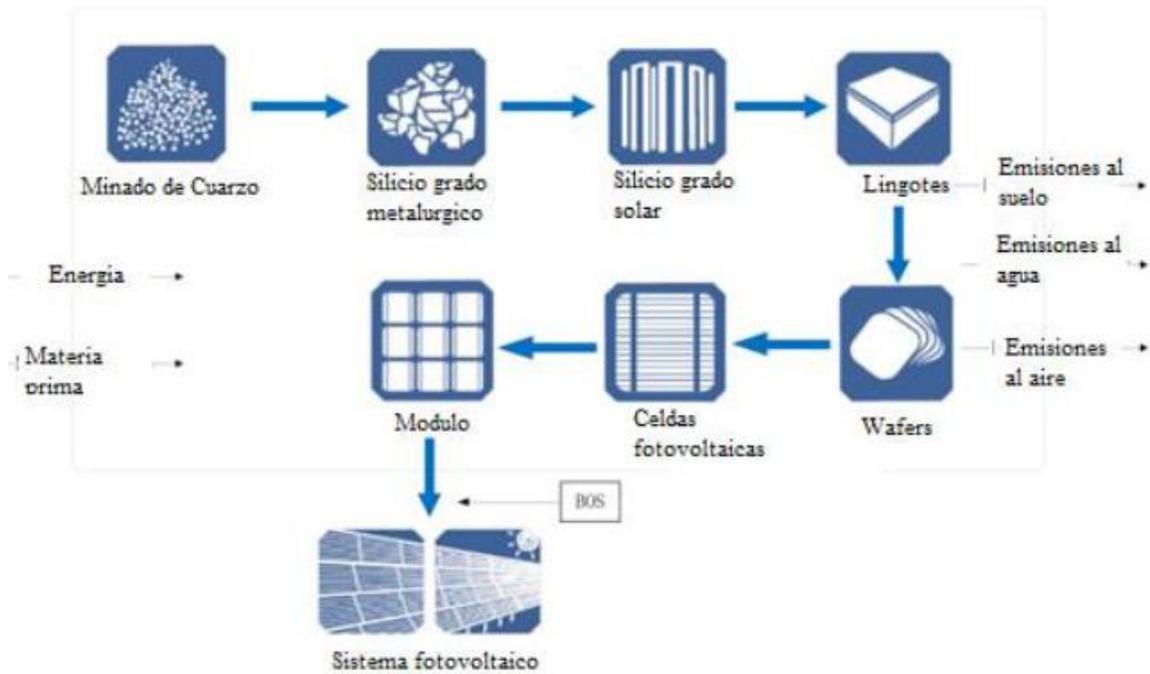
con la fase de disposición final para la cual se recomienda utilizar un valor máximo de 30 años como periodo de vida útil (Fthenakis et al, 2011) para las tecnologías maduras (que estén compuestas por una cubierta frontal y posterior de vidrio-vidrio o vidrio-Tedlar respectivamente), esta fase incluye el desmantelamiento y disposición final de todos los componentes del sistema. (Korres et al 2010).



**Figura 2-6. Diagrama de flujo ilustrando las etapas de ciclo de vida, fabricación, uso y disposición final de un sistema solar fotovoltaico de silicio policristalino. Fuente: Hsu et al, 2012**

De acuerdo con un estudio realizado por Enguita, 2012, en el cual se realizó el “Análisis de Ciclo de Vida para el desarrollo de las Reglas de Categoría de Producto de Sistemas Solares Fotovoltaicos para la Edificación”, se obtuvo que para todas las categorías de impacto analizadas (cambio climático, reducción de la capa de ozono, acidificación de los suelos y fuentes de agua, eutrofización, formación de oxidantes fotoquímicos, reducción de recursos energéticos fósiles y reducción de recursos minerales) la fase de fabricación del panel solar es la de mayor impacto ambiental, esto

debido principalmente a que la obtención del silicio policristalino es un proceso muy intensivo energéticamente en todas las etapas de su cadena de valor la cual se muestra en la figura 2-7 .



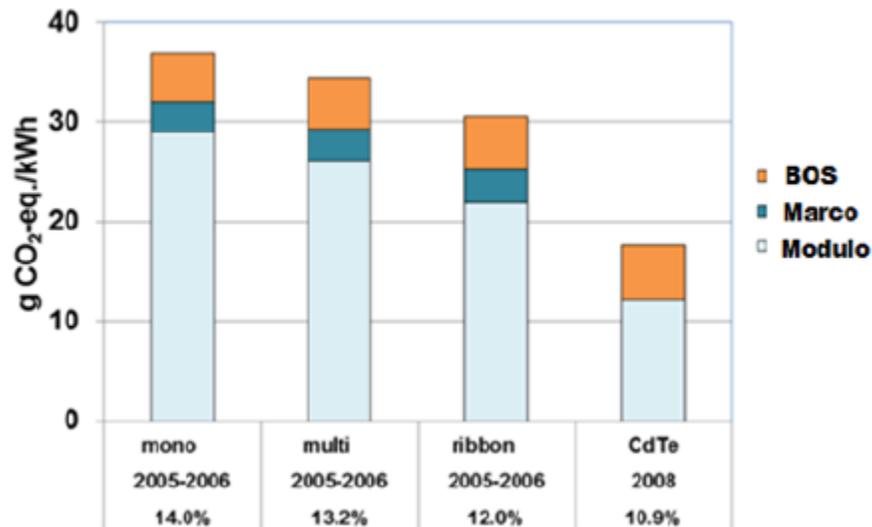
**Figura 2-7. Cadena de valor de los paneles fotovoltaicos. Fuente: Hsu et al, 2012**

### 2.4.1 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante las distintas etapas del ciclo de vida de un sistema fotovoltaico se estiman como un equivalente de CO<sub>2</sub> utilizando un horizonte de 100 años, donde los principales GEI cuantificados son CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O y clorofluorocarbonos (CFC)). (Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten, et al, 2015)

Los gases de efecto invernadero provenientes de la electricidad fotovoltaica son de un 96 a 98% menores a los de la electricidad proveniente 100% de carbón (Bennett et al, 2013). El proceso de manufactura del módulo del sistema es el de mayor aporte a la huella de carbono del mismo (figura 2-8); sin embargo, se considera que los sistemas fotovoltaicos tienen un potencial de reducción de

carbono, ya que la cantidad de CO<sub>2</sub> liberada durante su proceso de manufactura es mucho menor que el CO<sub>2</sub> evitado por la energía producida durante su vida útil. (Hegedus, & Luque, 2011).

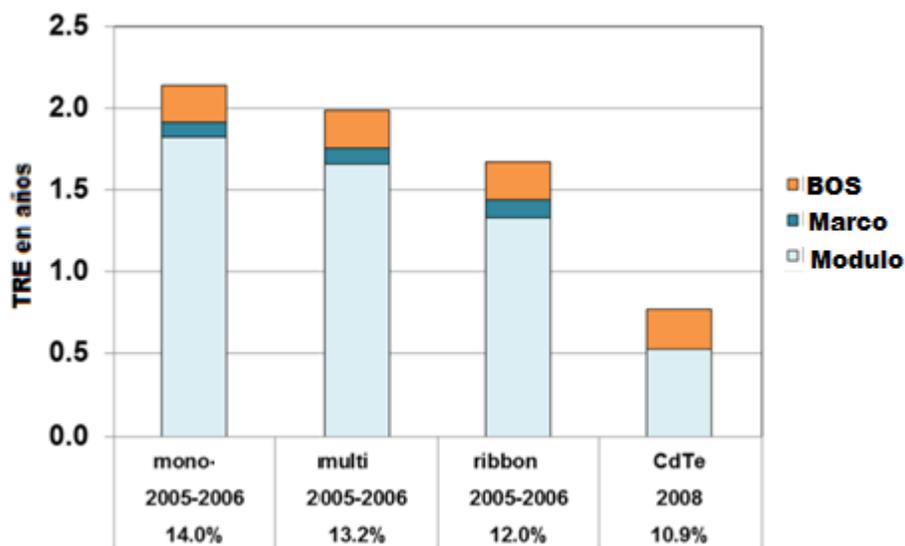


**Figura 2-8. Emisiones de gases de efecto invernadero de sistemas solares fotovoltaicos instalados en techos. Fuente: Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten, et al, 2015**

### 2.4.2 Tiempo de Retribución Energética

Se define como el tiempo requerido por un sistema de energía renovable para generar la misma cantidad de energía (en términos de energía primaria equivalente) que fue utilizada para producir el sistema en sí (Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten, et al, 2015). Para sistemas de energía fotovoltaica este periodo de tiempo, depende de una serie de factores: la tecnología de las placas fotovoltaicas (tipo de células su eficiencia, instalaciones, etc), la radiación solar de la zona y el mix eléctrico nacional que se toma como referencia para el cálculo de la energía primaria equivalente producida por el sistema (Enguita, 2012).

Al comparar el tiempo de retribución energética de sistemas fotovoltaicos compuestos por diferentes tecnologías (silicio monocristalino, silicio policristalino, ribbon Si y CdTe), de una estimación realizada por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), basada en datos disponibles para la producción e instalación de sistemas fotovoltaicos en Europa con una irradiación de 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año y una relación de desempeño de 0.75, se obtuvo que los sistemas fotovoltaicos mono y policristalinos tienen el mayor tiempo de retribución energética, tal como se muestra en la figura (2-9). Siendo el modulo del sistema el de mayor aporte en este indicador, esto debido a que, de acuerdo con la literatura, los paneles de silicio cristalino presentan un mayor requerimiento energético durante su ciclo de vida, que se ve reflejado en la fusión y formación de las láminas cristalinas. La energía utilizada para módulos de silicio instalados en el techo se recupera en un tiempo de 1.7 y 2.3 años. (Ito, 2011). Sin embargo este rango puede variar de acuerdo a la ubicación del sistema y el tiempo en donde se fabricaron e instalaron (Sherwani et al, 2010).



**Figura 2-9. Tiempo de retribución energética de sistemas solares fotovoltaicos instalados en techos. Fuente: Frischknecht, Itten, Sinha, de Wild-Scholten, et al, 2015.**

### **3. METODOLOGÍA**

#### **3.1 Evaluación del desempeño ambiental del sistema**

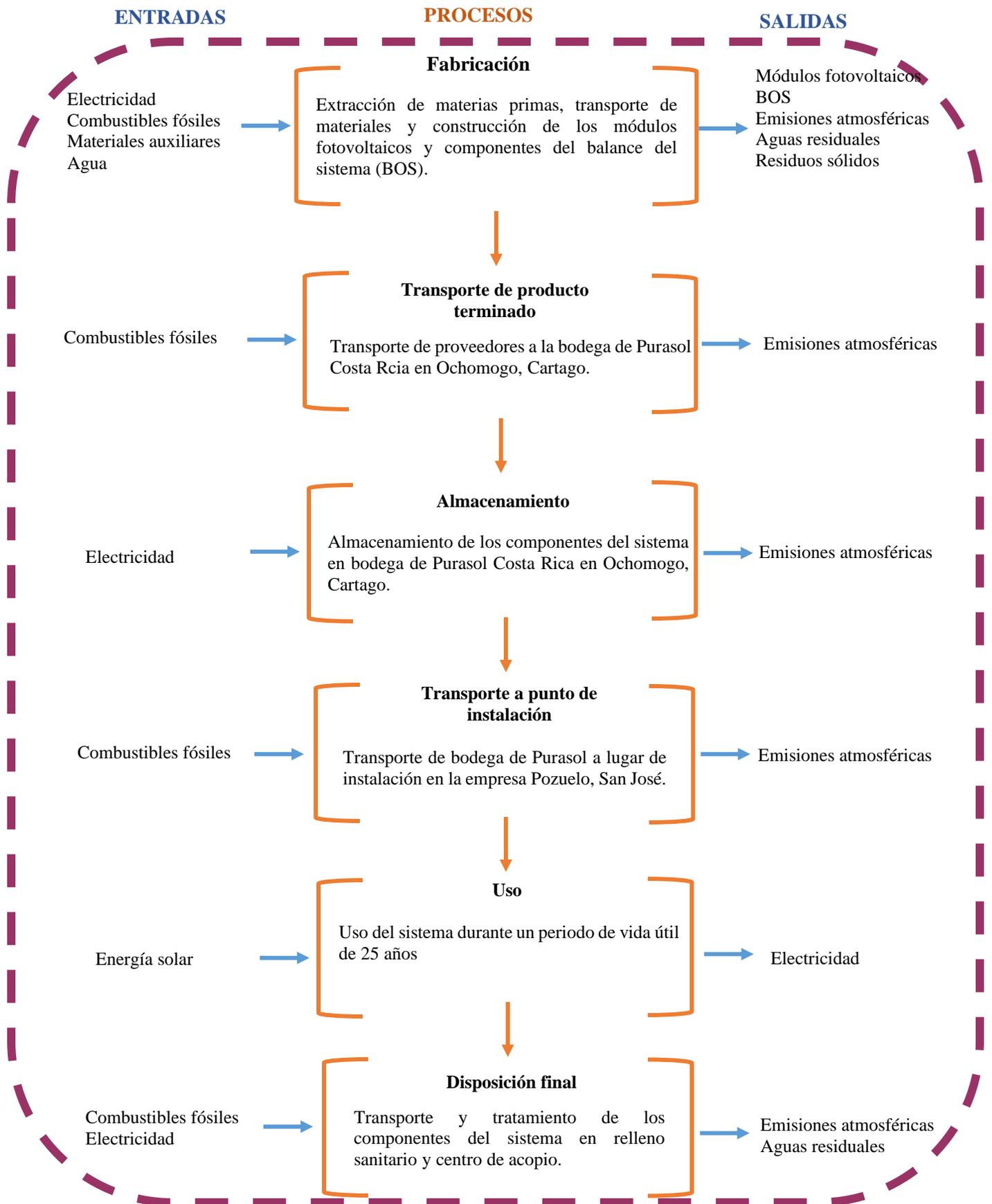
Para el análisis de ciclo de vida del sistema solar fotovoltaico policristalino centralizado interconectado a la red eléctrica se utilizó el software SimaPro (versión 8.5.2.0), en este programa se modelaron las fases incluidas en el análisis, las cuales se describen más adelante. Se utilizó la base de datos Ecoinvent 3.1 (Cut off S, y Cut off U, este último en casos en los que se modificaron los procesos existentes). La información contenida en esta base de datos se encuentra referenciada a una ubicación geográfica específica, por lo que al no encontrarse la ubicación geográfica deseada se utilizaron datos con la designación “Resto del Mundo” (ROW, por sus siglas en inglés), que aplica para ubicaciones no incluidas en la base de datos. y “Global” (GLO) De esta forma se logró ajustar el estudio a la ubicación geográfica correspondiente.

A pesar de que no se tuvo como objetivo el desarrollar una Declaración Ambiental de Producto para dicho sistema, se usó como referencia para la determinación del alcance y categorías de impacto a evaluar, la Regla de Categoría de Producto *“Electricity, steam and hot/cold wáter generation and distribution” UN CPC 171 y 173* del Sistema Internacional de EPDs. La metodología utilizada se basó en los principios y requerimientos de la norma ISO 14040:2006 (Análisis de ciclo de vida- Principios y marco de referencia).

#### **3.1 1 Definición del objetivo y el alcance**

- a) Unidad funcional: 1 kWh de electricidad producida con un sistema solar fotovoltaico policristalino centralizado de 72kWp en instalación de generación distribuida para autoconsumo interconectada a la red eléctrica local.
- b) Flujo de referencia: 2 160 000 kWh producidos por el sistema durante su vida útil.
- c) Límites del sistema: El estudio se limitó a sistemas fotovoltaicos centralizados de generación distribuida para autoconsumo interconectados a la red eléctrica local, instalados por la

empresa Purasol Costa Rica durante el 2018. Se identificó que durante este periodo únicamente se realizó una instalación de este tipo, los componentes de este sistema fueron identificados mediante el listado de productos en la factura emitida por la empresa, la cual se puede encontrar en el Anexo 1, y mediante consulta directa con el técnico a cargo de la instalación. Se incluyeron las fases de fabricación, transporte, almacenamiento, uso y disposición final de todos los componentes del sistema, en la figura 3-1 se muestra un esquema de los límites del proyecto.



**Figura 3-1. Límites sistema para el ACV del sistema bajo estudio.**

- d) Procedimiento de asignación: Se realizó una asignación según la matriz energética de Costa Rica para el año 2018, esta asignación se adjunta en el apéndice 3. También se hizo una asignación con respecto a la electricidad consumida en la fase de almacenamiento, se le asignó el porcentaje correspondiente únicamente al consumo eléctrico por almacenamiento de los componentes del sistema bajo estudio.
- e) Categorías de impacto y metodología de evaluación de impacto seleccionada: Se evaluaron las categorías de impacto: cambio climático, acidificación terrestre, eutrofización marina y de agua dulce, y formación de oxidantes fotoquímicos.
- En cuanto a la metodología de evaluación de impacto se seleccionaron dos metodologías: *Cumulative Energy Demand* y *ReCiPe 2016 midpoint (H)*.
- f) Requisitos relativos a los datos: Los datos utilizados para el ICV no sobrepasan los 6 años de antigüedad.
- g) Suposiciones:
- Se asumió una expectativa de vida del sistema de 25 años, basándose en el periodo de vida útil estimado por los fabricantes de los equipos; sin embargo, cabe destacar que, en el caso de inversor, se reportó una vida útil de 5 años por lo que se asumió que durante los 25 años de funcionamiento del sistema los inversores iban a ser reemplazados cada 5 años.
  - Para las distancias recorridas en los procesos de transporte, se asumió la ruta que las herramientas utilizadas determinaron como óptima.
  - El transporte de producto terminado se estimó únicamente desde su sitio de fabricación o principal distribuidor en Costa Rica hasta el sitio de almacenamiento y posteriormente de su sitio de almacenamiento en la empresa a su lugar de instalación. Además, se asumió que los componentes provenientes del mismo proveedor, fueron transportados juntos, es decir en un solo viaje del proveedor a la empresa.

- En los casos en los que no se contó con la información acerca del tipo de transporte utilizado, se asumió un transporte de carga de 3 a 7,5 toneladas métricas, bajo la normativa EURO VI, pues el vehículo que poseen en la empresa para transporte de materiales se ajusta a estas características.
- En cuanto al reciclaje de embalajes se asumió que estos se reciclan en un 100%.

h) Limitaciones:

- Dificultad de acceso a la información para realizar el ACV, no se obtuvo una respuesta positiva al solicitar datos propios de fabricación de los componentes del sistema. Por esta razón se tomaron datos de segundo plano (bases de datos) para las fases de fabricación del módulo solar y fabricación del BOS.
- Algunos de los procesos seleccionados carecían de información clave para el análisis tal como consumo energético, por lo que se modificaron estos procesos y se incluyó un gasto energético obtenido de datos de segundo plano.
- Los valores de normalización y ponderación del método *ReCiPe 2016* no han sido incluidos por lo que no se realizó la normalización ni ponderación de los impactos.

### **3.1.2 Análisis del inventario**

Se realizó una recopilación y cálculo de los datos requeridos para cada proceso unitario incluido dentro de los límites del estudio. A continuación, se muestran dichos datos y el modelo creado en el software para cada una de las fases.

**a) Fase de fabricación de los componentes del sistema**

Modulo solar fotovoltaico

Los paneles de silicio policristalino modelo *Maxpower -CS6U-P-320W* que conforman el sistema fotovoltaico son fabricados en China por la empresa Canadian Solar, sus especificaciones técnicas se adjuntan en el Anexo 3. Los datos de entrada de esta etapa fueron tomados del reporte *Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems* que se adjunta en el Anexo 4. Datos de entrada del proceso de fabricación de un panel fotovoltaico policristalino en China, cabe destacar que dichos datos se encuentran en función de un m<sup>2</sup> de panel por lo que se hizo la conversión de m<sup>2</sup> a kWh producido por el sistema específico, la muestra del cálculo realizado se adjunta en el apéndice 2. En el cuadro 3-1 se observan los datos de procesos y en el cuadro 3-2 los materiales correspondientes ingresados en SimaPro.

**Cuadro 3-1. Datos de entrada de procesos requeridos para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China.**

Proceso	Entrada	Unidad	Proceso seleccionado en SimaPro
Electricidad	4,95E-04	kWh	Electricity,medium voltage{CN}market group for Cutt-Off,S,
Diésel	1,16E-06	MJ	Heat,district or industrial,other than natural gas{Row}heat production,light fuel oil,at industrial furnace 1MW Cutt-Off,S
Templado	1,17E+00	g	Tempering,flat glass{Row} processing Cutt-Off,S
Trefilado	1,37E-02	g	Wire drawing,copper{Row} processing Cutt-Off,S

<b>Proceso</b>	<b>Entrada</b>	<b>Unidad</b>	<b>Proceso seleccionado en SimaPro</b>
Transporte de materiales en camión	7,77E-04	tkm	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO3 {Row } transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO3  Cutt-Off, S
Transporte de materiales en tren	5,54E-04	tkm	Transport, freight train {CN } diesel Cutt-Off, S

**Cuadro 3-2. Datos de entrada de materiales utilizados para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China.**

<b>Capa de composición</b>	<b>Material</b>	<b>Entrada</b>	<b>Unidad</b>	<b>Material seleccionado en SimaPro</b>
<b>Cubierta frontal</b>	Vidrio	1,17E+00	g	Solar glass, low-iron{Row } production Cutt-Off ,S
<b>Marco</b>	Aluminio Anodizado	2,83E-01	g	Aluminium alloy, AlMg3{Row } production Cutt-Off, S
<b>Capas intermedias</b>	Silicona	1,62E-02	g	Silicone product{Row } production Cutt-Off ,S
	Silicio	1,24E-04	m <sup>2</sup>	Photovoltaic cell, multi-Si wafer{Row } production Cutt-Off ,U
	Estaño	1,71E-03	g	Tin{Row } production Cutt-Off ,S
	Plomo	9,62E-05	g	Lead{GLO}primary lead production from concentrate Cutt-Off ,S
	Diodo	3,73E-04	g	Diode, auxiliaries and energy use{GLO } production Cutt-Off, S

<b>Capa de composición</b>	<b>Material</b>	<b>Entrada</b>	<b>Unidad</b>	<b>Material seleccionado en SimaPro</b>
	Etil Vinil Acetato	1,16E-01	g	Ethylvinylacetate, foil{Row} production Cutt-Off ,S
	Aluminio	1,37E-02	g	Aluminium, primary, ingot {CN}  production   Cut-off, S
<b>Cubierta posterior</b>	Polietileno, HDPE	3,16E-03	g	Polyethylene,high density, granulate{Row} production Cutt-Off ,S
	Tereftalato de polietileno	4,59E-02	g	Polyethylene terephthalate,granulate,amorphous {Row} production Cutt-Off,S
	Polivinilo de Fluoruro	1,49E-02	g	Polyvinylfluoride,film{Row} production Cutt-Off,S
<b>Caja conexiones</b>	Óxido de Polifenileno	3,92E-02	g	Glass fibre reinforced plastic,polyamide, injection moulded{Row} production Cutt-Off,S
<b>Embalaje</b>	Cartón	1,01E-01	g	Corrugated board box{Row} production Cutt-Off,S
<b>Material auxiliar</b>	Propanol	2,11E-03	g	1-propanol{Row} production Cutt-Off,U
	Paleta Plana	6,64E-03	g	EUR-flat pallet{Row} production Cutt-Off,S
	Fluoruro de Hidrogeno	8,28E-03	g	Hydrogen fluoride{GLO} production Cutt-Off,S
	Isopropanol	1,95E-05	g	Isopropanol{Row} production Cutt-Off,U

Capa de composición	Material	Entrada	Unidad	Material seleccionado en SimaPro
	Hidróxido de Potasio	6,82E-03	g	Potassium hydroxide{Row} production Cutt-Off,S
	Agua	6,68E-01	g	Water, deionised,from tap water,at user{CH} production Cutt-Off,S
	Jabón	1,54E03	g	Soap{Row} production Cutt-Off,S

### Balance del Sistema

Para los datos de fabricación de los componentes del balance del sistema se utilizó la base de datos de Ecoinvent 3.1. En el cuadro 3-3 se observan los procesos correspondientes seleccionados en SimaPro

**Cuadro 3-3. Datos de entrada de procesos requeridos para la fabricación del balance del sistema**

Componente	Entrada	Unidad	Proceso seleccionado en SimaPro
Inversor	4,63E-07	p	Inverter, 150kW {RoW}  production   Cut-off, U (modificación del proceso original para ajustarse al sistema bajo estudio)
Sistema de montaje	2,07E-04	m <sup>2</sup>	Photovoltaic mounting system, for slanted-roof installation {RoW}  production   Cut-off, S
Equipo de monitoreo	4,63E-07	p	Data logger (proceso creado)

<b>Componente</b>	<b>Entrada</b>	<b>Unidad</b>	<b>Proceso seleccionado en SimaPro</b>
Cableado eléctrico	4,63E-07	p	Photovoltaic plant, electric installation for 72kWp module {RoW}  photovoltaics, electric installation for 72kWp module, at building   Cut-off, U (modification del proceso original para ajustarse al sistema bajo estudio)
Cajas eléctricas	1,41E-02	g	Cajas electricas (proceso creado)

#### **b) Fases de transporte de producto terminado y transporte a punto de instalación**

Se calcularon las distancias recorridas mediante la herramienta *Sea Rates* con su aplicación *Port Distances* para el transporte marítimo y *Google Maps* para el transporte terrestre. El listado de componentes, y sus respectivos proveedores se encuentran en el apéndice 1. En el cuadro 3-4 se muestran los datos del impacto por transporte del producto terminado a la bodega de Purasol en Ochomogo, Cartago y en el cuadro 3-5 se muestran los datos del impacto por transporte de los componentes del sistema al lugar de instalación en la empresa Pozuelo, San José.

**Cuadro 3-4. Datos de procesos de transporte de los componentes del sistema desde su lugar de fabricación a Costa Rica.**

<b>Medio de transporte</b>	<b>Impacto transporte (tkm)</b>	<b>Proceso seleccionado en SimaPro</b>
Camión	4,47E-02	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}  transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6   Cut-off, S}
Barco	4,75E-04	Transport, freight, sea, transoceanic ship {GLO}  processing   Cut-off, S

**Cuadro 3-5. Datos de procesos de transporte de los componentes del sistema desde su lugar de almacenamiento al lugar de instalación.**

<b>Medio de transporte</b>	<b>Impacto transporte (tkm)</b>	<b>Proceso seleccionado en SimaPro</b>
Camión	1,05E-04	Transport, freight, lorry 3.5-7.5 metric ton, EURO6 {RoW}  transport, freight, lorry 3.5-7.5 metric ton, EURO6   Cut-off, S

**c) Fase de almacenamiento**

En esta fase los componentes son almacenados en la bodega de la empresa, por lo que únicamente existe un consumo eléctrico asociado a la misma, por lo tanto; se hizo una sumatoria de los equipos existentes en la bodega de almacenamiento de Purasol y con base a esto se le asignó un 0,15% del consumo eléctrico total al almacenamiento de los componentes del sistema bajo estudio. En el cuadro 3-6 se muestran los datos descritos y el proceso seleccionado en SimaPro.

**Cuadro 3-6. Datos de procesos relacionados con el almacenamiento de los componentes del sistema.**

<b>Componente</b>	<b>Entrada</b>	<b>Unidad</b>	<b>Proceso seleccionado en SimaPro</b>
Electricidad	4,02E-04	kWh	Energía eléctrica de Costa Rica con pérdidas por transmisión 2018

**d) Fase de uso**

En la fase de uso se calculó la electricidad producida por el módulo durante los 25 años de vida útil. La electricidad producida por el sistema se estimó utilizando la capacidad de producción de electricidad fotovoltaica anual específica para el lugar de instalación, la capacidad instalada y un factor de rendimiento específico para el sistema. La capacidad de producción de electricidad fotovoltaica es de 1500 kWh/kWp\*año, dato que se obtuvo ingresando las coordenadas del sitio de

instalación en la herramienta *pv planner* de *SolarGis*, la capacidad instalada fue de 72 kWp y el factor de rendimiento utilizado fue de 80%., obteniendo como resultado una producción de 2 160 000 kWh durante la vida útil del sistema. En esta fase no se incluyó la electricidad utilizada para la instalación del sistema, ni el mantenimiento del mismo ya que los sistemas fotovoltaicos tienen requerimientos mínimos de operación y mantenimiento, es por esto que el dato de entrada de electricidad es negativo, ya que no existe consumo en fase, sino que el consumo eléctrico es evitado. En el cuadro a continuación se muestran los datos y procesos ingresados en el software para esta fase.

**Cuadro 3-7. Datos de entrada para la fase de uso del sistema fotovoltaico.**

<b>Componente</b>	<b>Entrada</b>	<b>Unidad</b>	<b>Proceso seleccionado en SimaPro</b>
Electricidad	-1	kWh	Energía eléctrica de Costa Rica con pérdidas por transmisión 2018

**c) Fase de disposición final**

Se contempló la situación actual en Costa Rica en la cual no existe una gestión de los módulos fotovoltaicos ni del resto de los componentes del sistema, por lo tanto, el sistema se dispondría como un todo en el relleno sanitario. En esta fase no se contempló el consumo eléctrico para el desmontaje de los componentes del sistema. Para los datos de disposición final se utilizó la base de datos del Ecoinvent 3.1. La distancia recorrida para la disposición del punto de instalación del sistema al relleno sanitario La Carpio es de 18,1 km y la distancia recorrida de la bodega de Purasol al centro de acopio en Cartago es de 5,2 km. En el cuadro 3-8 se muestran los datos utilizados para esta fase.

**Cuadro 3-8. Datos de gestión de residuos sólidos y sus respectivos procesos de transporte**

<b>Entrada</b>	<b>Unidad</b>	<b>Material seleccionado en SimaPro</b>	<b>Impacto transporte (tkm)</b>
1,77E+00	g	Waste glass {CH}  treatment of, inert material landfill   Cut-off, S	2,12E-05
2,96E-01	g	Waste aluminium {RoW}  treatment of, sanitary landfill   Cut-off, S	5,37E-06
1,53E-02	g	Waste, from silicon wafer production, inorganic {RoW}  treatment of, residual material landfill   Cut-off, S	2,76E-07
1,60E-02	g	Inert waste {RoW}  treatment of, sanitary landfill   Cut-off, S	2,90E-07
2,00E-03	g	Scrap tin sheet {CH}  treatment of, sanitary landfill   Cut-off, S	3,62E-08
1,00E-04	g	Lead smelter slag {GLO}  treatment of, residual material landfill   Cut-off, S	1,81E-09
2,19E-01	g	Waste plastic, mixture {RoW}  treatment of waste plastic, mixture, sanitary landfill   Cut-off, S	3,97E-06
2,19E-04	g	Municipal solid waste {RoW}  treatment of, sanitary landfill   Cut-off, S	3,97E-06
4,15E-01	g	Waste electric wiring {RoW}  treatment of, collection for final disposal   Cut-off, S	7,52E-06
2,52E-01	g		4,57E-07

<b>Entrada</b>	<b>Unidad</b>	<b>Material seleccionado en SimaPro</b>	<b>Impacto transporte (tkm)</b>
8,94E-02	g	Waste electric and electronic equipment {GLO}  treatment of, shredding   Cut-off, S	4,65E-07
		Paper (waste treatment) {GLO}  recycling of paper   Cut-off, S	

### 3.2 Comparación contra estudios de ACV

Se hizo una exhaustiva revisión literaria en búsqueda publicaciones de estudios similares aplicados a tecnologías de silicio policristalino, silicio monocristalino y las tecnologías de película delgada: telurio de cadmio (CdTe), y diselenuro de indio y cobre (CIS). Se compararon los resultados obtenidos, con datos encontrados en la literatura, a manera de utilizarlos como una línea base para la verificación de los datos alcanzados, y la equiparación del rendimiento ambiental del sistema bajo estudio versus las otras tecnologías mencionadas. Se analizó el indicador Tiempo de Retribución Energética, al ser este uno de los parámetros más ampliamente utilizados a nivel mundial para la evaluación de la sostenibilidad de los sistemas solares fotovoltaicos, el indicador Cambio Climático es igualmente muy utilizado para la evaluación de sistemas de energía de fuentes renovables de este tipo, sin embargo, dado que la mayoría de las emisiones de GEI están relacionadas con la fase de producción del módulo fotovoltaico, se consideró que la inclusión de estos datos en el análisis iba a va a afectar las conclusiones generales que se extraídas de esta revisión

Se seleccionaron investigaciones cuya unidad funcional y alcance permitieran la comparación de estos estudios entre ellos y con el presente trabajo de investigación. Además, se eligieron para el análisis los estudios cuya metodología y resultados permitieran la armonización de los datos. Los resultados obtenidos fueron adaptados de sus resultados originales, para que los mismos fueran aplicables a regiones con bajo potencial fotovoltaico (1314 kWh/kWp\*año) y alto potencial

fotovoltaico (1753 kWh/kWp\*año) (valores elegidos de acuerdo a la capacidad de generación fotovoltaica en Costa Rica).

## 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1 Evaluación del impacto

Se utilizaron dos metodologías para la evaluación del impacto: *Cumulative Energy Demand* (CED, por sus siglas en inglés, en MJ eq); con el fin de cuantificar toda la energía consumida durante el ciclo de vida del sistema, desagregada según tipo de energía: fuentes no renovables provenientes del uso de combustibles fósiles NRF y biomasa NRB; fuentes renovables provenientes del uso de biomasa RB, energía eólica RE, solar RS, geotérmica RG e hidroeléctrica RH. Con el fin de a partir de esto determinar el tiempo de retribución energética del sistema .

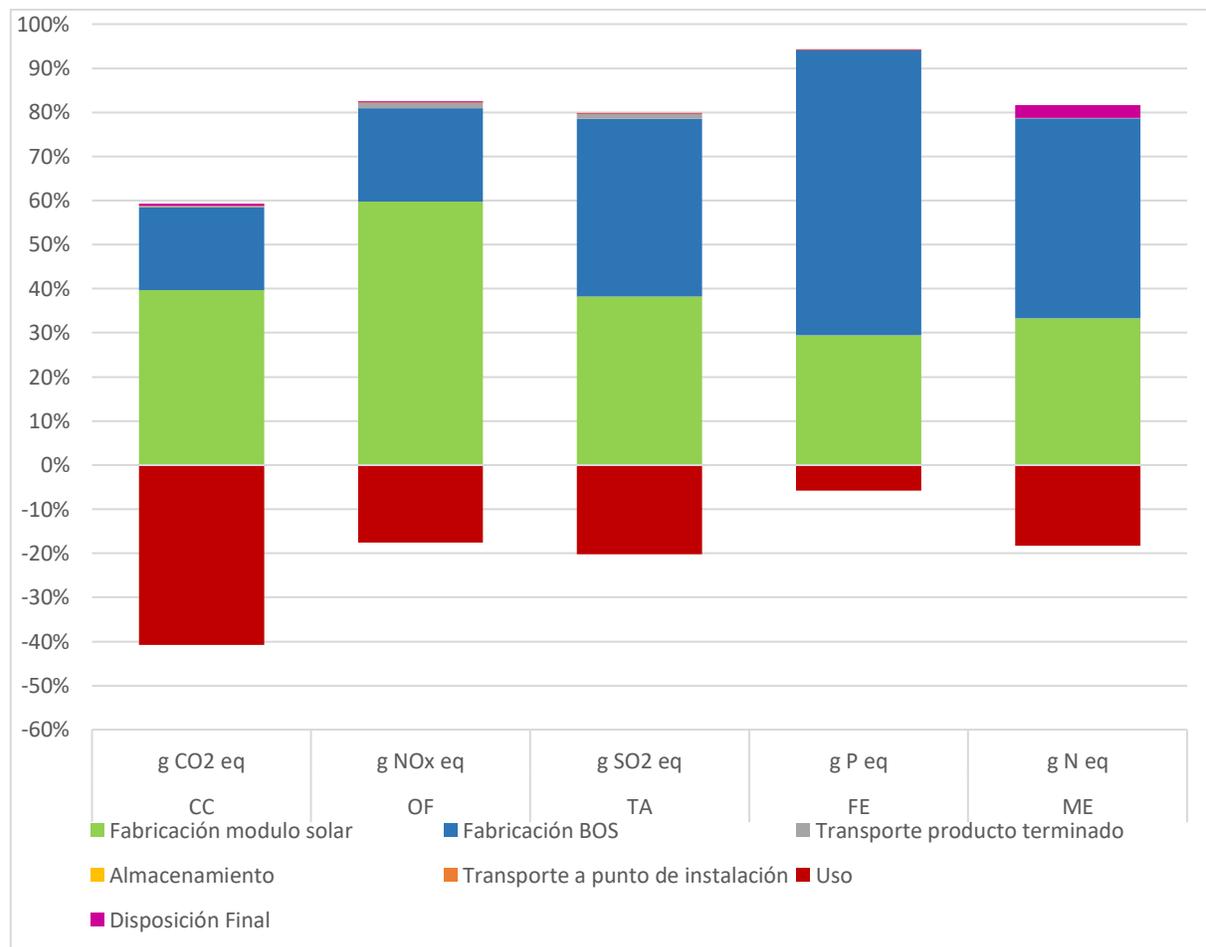
Además, fue utilizado el método *ReCiPe midpoint*, el cual se eligió debido a que a diferencia del método *endpoint*, el *midpoint* considera los efectos intermedios; donde las categorías de impacto ambiental intermedias son más cercanas a la intervención ambiental, permitiendo modelos de cálculo que se ajustan mejor a dicha intervención (PRÉ, 2015). Con respecto a la selección de las categorías de impacto y su respectivo indicador, la selección se realizó con base en la RCP “*Electricity, steam and hot/cold water generation and distribution*” UN CPC 171 y 173 del Sistema Internacional de EPDs. Dichas categorías e indicadores fueron: cambio climático CC (g de CO<sub>2</sub> eq), acidificación terrestre TA (g SO<sub>2</sub> eq) , eutrofización marina ME (g de N eq), eutrofización de agua dulce FE (g de P eq) y formación de oxidantes fotoquímicos POF, esta última categoría de impacto sufrió una modificación con respecto al método *ReCiPe* en su versión anterior (2008) , el indicador correspondiente estaba dado en unidad de kg NMVOC eq , el mismo fue cambiado a g NO<sub>x</sub> únicamente, y la categoría de impacto en el software cambió a formación de ozono terrestre OF.

A continuación, se muestran los resultados de la evaluación de impacto ambiental realizada, primeramente, se determinaron los potenciales impactos ambientales del sistema de generación

distribuida para autoconsumo por unidad funcional definida. Se hizo un análisis de relevancia de las etapas de proceso por componentes del sistema y posteriormente se hizo una evaluación de los resultados mediante la comparación del indicador TRE, con estudios similares encontrados en la literatura y mediante la comparación entre distintas tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica.

## 4.2 Interpretación del Ciclo de Vida

### 4.2.1 Interpretación del ciclo de vida mediante el método ReCiPE midpoint.



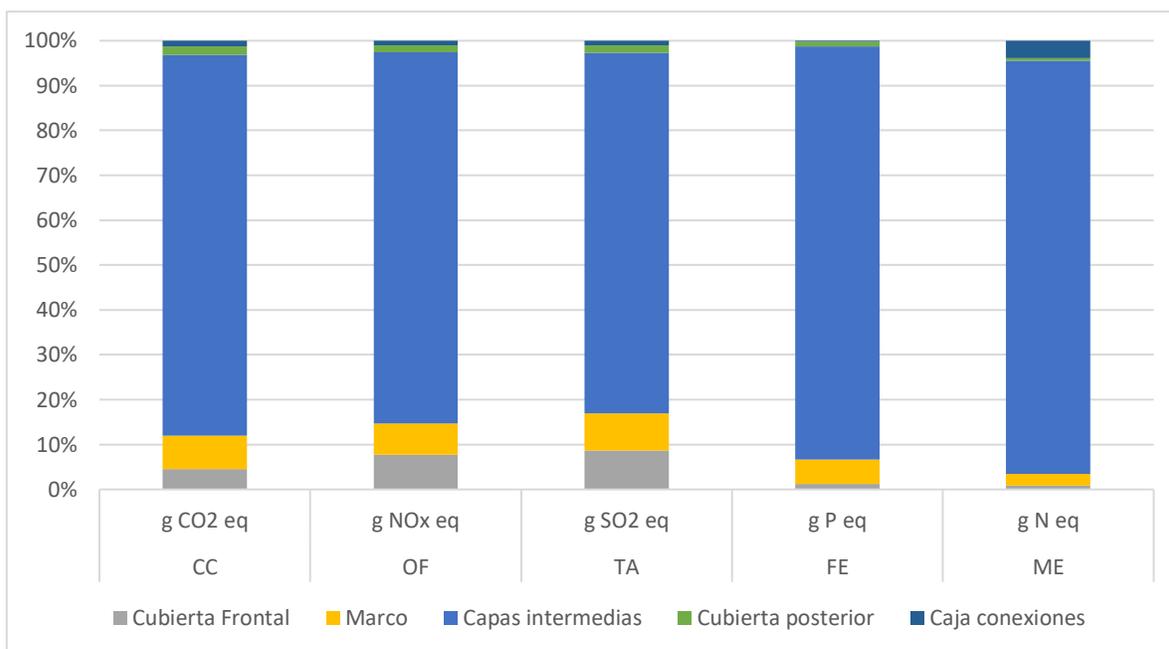
**Figura 4-1 Impacto del Ciclo de Vida del sistema bajo estudio.**

**Cuadro 4-1. Resultados de la huella del sistema bajo estudio**

<b>Fase del Ciclo de Vida</b>	<b>CC (g CO<sup>2</sup> eq)</b>	<b>TA (g SO<sup>2</sup> eq)</b>	<b>FE (g P eq)</b>	<b>ME (g N eq)</b>	<b>OF (g NO<sub>x</sub> eq)</b>
Fabricación modulo solar	77,146	0,293	0,0291	0,003	0,295
Fabricación del BOS	36,981	0,309	0,064	0,004	0,105
Transporte producto terminado	0,595	0,009	7,24E-05	5,05E-06	0,007
Almacenamiento	0,032	6,24E-05	2,29E-06	6,25E-07	3,48E-05
Transporte a punto de instalación	0,0017	3,45E-06	1,83E-07	1,33E-08	2,44E-06
Uso	-79,135	-0,155	-0,006	-0,002	-0,087
Disposición final	0,871	5,95E-04	3,37E-05	2,49E-04	7,93E-04
<b>Total</b>	<b>36,009</b>	<b>0,456</b>	<b>0,087</b>	<b>0,005</b>	<b>0,320</b>

Como se puede observar gráficamente en la figura 4-1, se obtuvieron valores tanto positivos como negativos. Los valores positivos indican que existe una afectación perjudicial para el ambiente, mientras que los valores negativos indican una carga ambiental evitada, y por lo tanto un beneficio ambiental. Analizando todas las etapas del proceso se tiene que, para las cinco categorías de impacto estudiadas, las fases de fabricación tanto del módulo solar como del resto de los componentes del sistema fotovoltaico, es decir el BOS, presentan un mayor impacto desfavorable y en contraparte, la fase de uso presenta un beneficio ambiental.

En el caso de la fase de fabricación de los módulos solares, las categorías de cambio climático (67%) y formación de ozono terrestre (72%) son donde esta etapa genera un mayor impacto (valores estimados sin tomar en cuenta la fase de uso). Estos elevados porcentajes se deben a que esta es una etapa muy intensiva energéticamente ya que involucra la extracción y el procesamiento de minerales para la elaboración de las distintas capas de composición del módulo, y que además generan una serie de compuestos tóxicos con potencial de afectar el agua, suelo y aire.



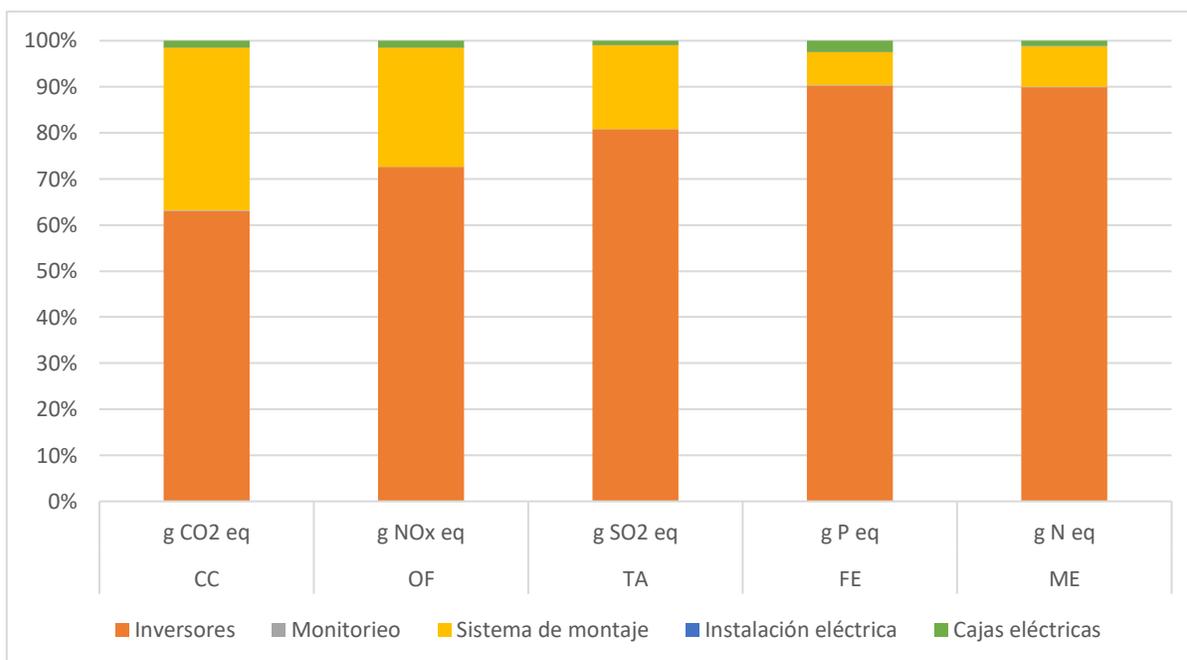
**Figura 4-2. Impacto por capa de composición del módulo fotovoltaico.**

Al analizar el impacto de la producción por capa de composición del panel, tal como se puede apreciar en la figura 4-2, se obtuvo que las capas intermedias (encapsulante, celdas solares de silicio policristalino e interconexiones metálicas), son las que muestran un mayor impacto en todas las categorías, siendo las celdas solares de silicio policristalino, la capa que presenta un mayor aporte. Esto se debe a que el silicio es el elemento, tras el oxígeno, más abundante en nuestro planeta, pero no se encuentra aislado sino combinado con oxígeno por lo cual tiene que pasar por una serie de procesos para obtener el producto deseado, lo que implica una alta demanda energética.

El silicio para uso industrial parte de la cuarcita, que es en un 90% óxido de silicio  $\text{SiO}_2$  (Enguita, 2012). El silicio se separa de la cuarcita en un proceso metalúrgico de reducción, donde es introducida en hornos de arco eléctrico junto al carbón para romper los enlaces entre el silicio y el oxígeno. De esta forma se obtiene un silicio de pureza de más del 99%. Este silicio se denomina de grado metalúrgico y es adecuado para la industria que obtiene con él aleaciones especiales, pero no lo es para la industria de los semiconductores que requiere una alta pureza, ni tampoco para la industria solar fotovoltaica que requiere una pureza intermedia, al que se le denomina silicio de grado solar. Estas altas purzas se consiguen en dos pasos, primero pasando el silicio metalúrgico a gas mediante un proceso químico y, en un segundo paso, extrayendo del gas de silicio, el silicio ultrapuro, al depositarse éste alrededor de un soporte semilla de silicio. Este proceso consiste generalmente en hacer que el silicio se deposite sobre la barra base de silicio dentro de un reactor que está a alta temperatura, y en el que se introduce el gas de silicio con hidrógeno este proceso es conocido como proceso Siemens. El silicio depositado que se saca del horno, es lo que se conoce como silicio grado solar, el cual ya tiene la pureza deseada. Este material así producido de forma tan compleja por la industria química, es la materia prima para hacer las obleas de la industria electrónica y solar fotovoltaica (Fthenakis & Kim, 2011). Los efluentes generados durante el tratamiento de los minerales son caracterizados como residuos peligrosos y generan altos impactos potenciales además en las categorías de, acidificación terrestre y eutrofización del agua dulce y marina, tal como se puede observar en los datos obtenidos (Frischknecht et al, 2015).

Una vez que se fabrica la célula fotovoltaica, la siguiente fase en la cadena de producción es el montaje del panel, la incorporación al mismo de los componentes eléctricos y el montaje de la estructura. Finalmente se incorporan los demás componentes auxiliares a los cuales se les agrupa como BOS. La fase de fabricación de estos componentes presenta un mayor impacto en las categorías de cambio climático (32%) y eutrofización de agua dulce (72%), esto debido que al igual que en la fase de fabricación del módulo solar, la fabricación del BOS implica la extracción de materias primas

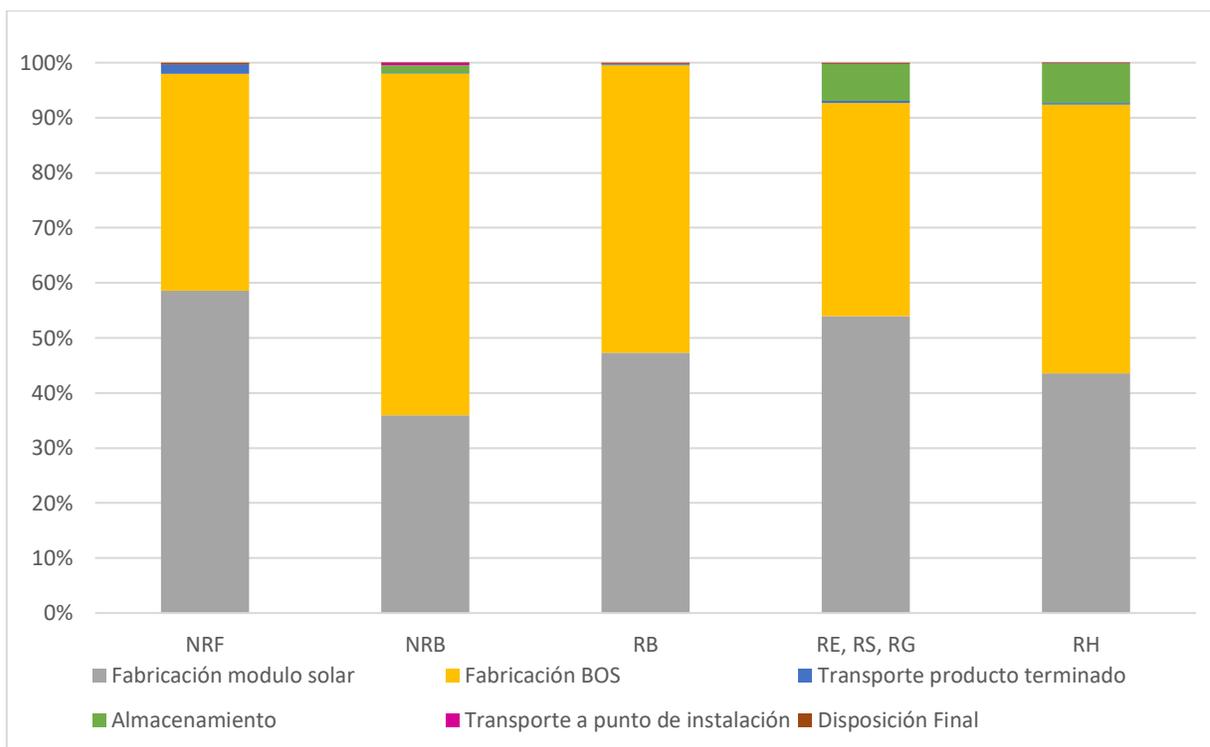
como por ejemplo el cobre para cables y zinc para las estructuras de montaje. De los cuales tal como se puede observar en la figura 4-3 los inversores del sistema tienen el mayor aporte (63,1% CC y 90% FE), lo cual se debe mayormente a que los inversores utilizados en el sistema tienen un periodo de vida de 5 años, por lo que al modelar el sistema se consideró el peor escenario que en este caso sería la sustitución de los 6 inversores que componen el sistema, cada 5 años para un total de 30 inversores durante los 25 años de uso del sistema.



**Figura 4-3. Impacto del Ciclo de Vida del BOS.**

Por otro lado, la fase de uso del sistema presenta impactos con valores negativos para todas las categorías de impacto evaluadas, lo que significa que durante esta fase, la energía solar, al contrario del uso de combustibles fósiles para la producción de energía, no contamina el aire ni las fuentes de agua, y no produce gases que contribuyen al calentamiento global. En esta fase los impactos generados son prácticamente nulos. Solo podrían producirse emisiones indirectas procedentes de las tareas de instalación, mantenimiento, y desmantelamiento del sistema como tal, tareas no tomadas en cuenta en este estudio, según los límites del sistema establecidos.

## 4.2.2 Interpretación del ciclo de vida con el método Cumulative Energy Demand



**Figura 4-4. Demanda energética de fuentes renovables y no renovables.**

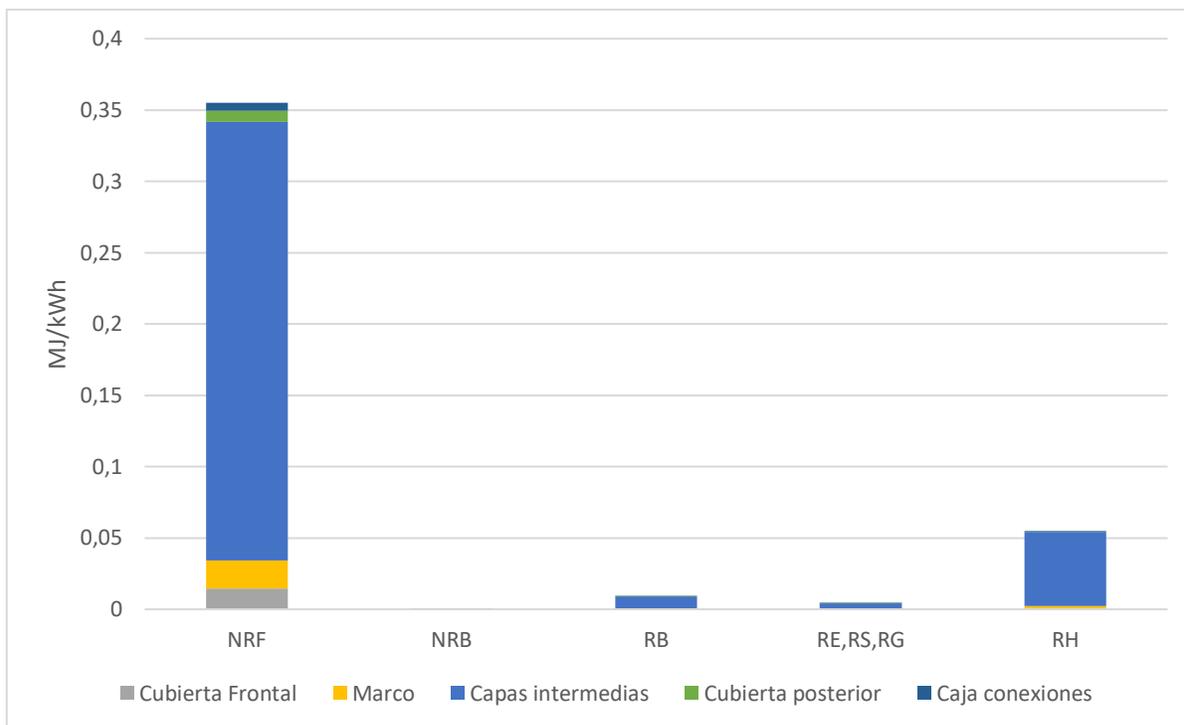
**Cuadro 4-2. Resultados de la demanda de energía**

Fase del Ciclo de Vida	NRF (MJ)	NRB (MJ)	RB (MJ)	RE, RS, RG (MJ)	RH (MJ)
Fabricación modulo solar	0,221	1,19E-04	7,42E-03	8,23E-03	0,019
Fabricación BOS	0,161	2,20E-04	0,006	0,013	0,016
Transporte de producto terminado	0,019	3,22E-07	2,39E-05	2,31E-05	1,01E-04
Almacenamiento	1,30E-04	3,70E-06	1,11E-05	8,09E-03	0,008

<b>Fase del Ciclo de Vida</b>	<b>NRF (MJ)</b>	<b>NRB (MJ)</b>	<b>RB (MJ)</b>	<b>RE, RS, RG (MJ)</b>	<b>RH (MJ)</b>
Transporte a punto de instalación	1,60E-05	1,22E-05	1,11E-07	3,45E-08	1,11E-07
Disposición final	1,27E-03	2,28E-08	1,208E-05	8,04E-06	5,43E-06
<b>Sub total</b>	<b>0,402</b>	<b>3,44 E-04</b>	<b>0,013</b>	<b>0,029</b>	<b>0,045</b>
<b>Total</b>	<b>0,489</b>				

Los resultados de demanda energética en cada una de las fases incluidas en el estudio, dependen en gran medida del mix energético utilizado en la modelación de cada una de estas. De acuerdo con los resultados obtenidos, la demanda energética fue principalmente de fuentes de energía no renovables (77%), específicamente energía proveniente del uso de combustibles fósiles dentro de los que se incluyen el carbón, petróleo y gas natural, siendo la fase de fabricación del módulo solar, la etapa en la que el uso de este tipo de energía fue mayor (56%). Esto se debe a que los paneles solares bajo estudio son fabricados en China, por lo que para la modelación de esta etapa de fabricación se utilizó el mix energético de este país, el cual está compuesto en un 79% por centrales eléctricas de carbón (National Energy Administration of China, 2015).

Al realizar el análisis de demanda energética por capa de composición del panel, se obtuvo que las capas intermedias (encapsulante, celdas solares de silicio policristalino e interconexiones metálicas), fueron las de mayor demanda de energía producida a partir de combustibles fósiles (figura 4-5). Esto se debe a que de acuerdo con estudios realizados acerca de la producción de paneles de silicio policristalino en China, se tiene que las etapas de producción y procesamiento de las celdas fotovoltaicas representan un gran porcentaje de la demanda total de energía, esto debido al gran consumo eléctrico asociado con estas etapas de la cadena de producción de los paneles (Fu et al., 2015).



**Figura 4-5. Demanda energética por capa de composición de panel fotovoltaico.**

El método CED permite la ponderación de los impactos, a cada categoría (NRF, NRB, RB, RE, RS,RG y RH) se le asigna un valor de 1 para la ponderación, por lo que los valores obtenidos por categoría pueden ser sumados para obtener un valor total de 0,489 MJ/kWh de demanda energética. Como se puede observar dentro del análisis con el método CED no se incluyó la fase de uso, ya que, durante esta etapa según los límites del sistema, no iba a existir una demanda energética, si no por lo contrario esta demanda iba a ser evitada.

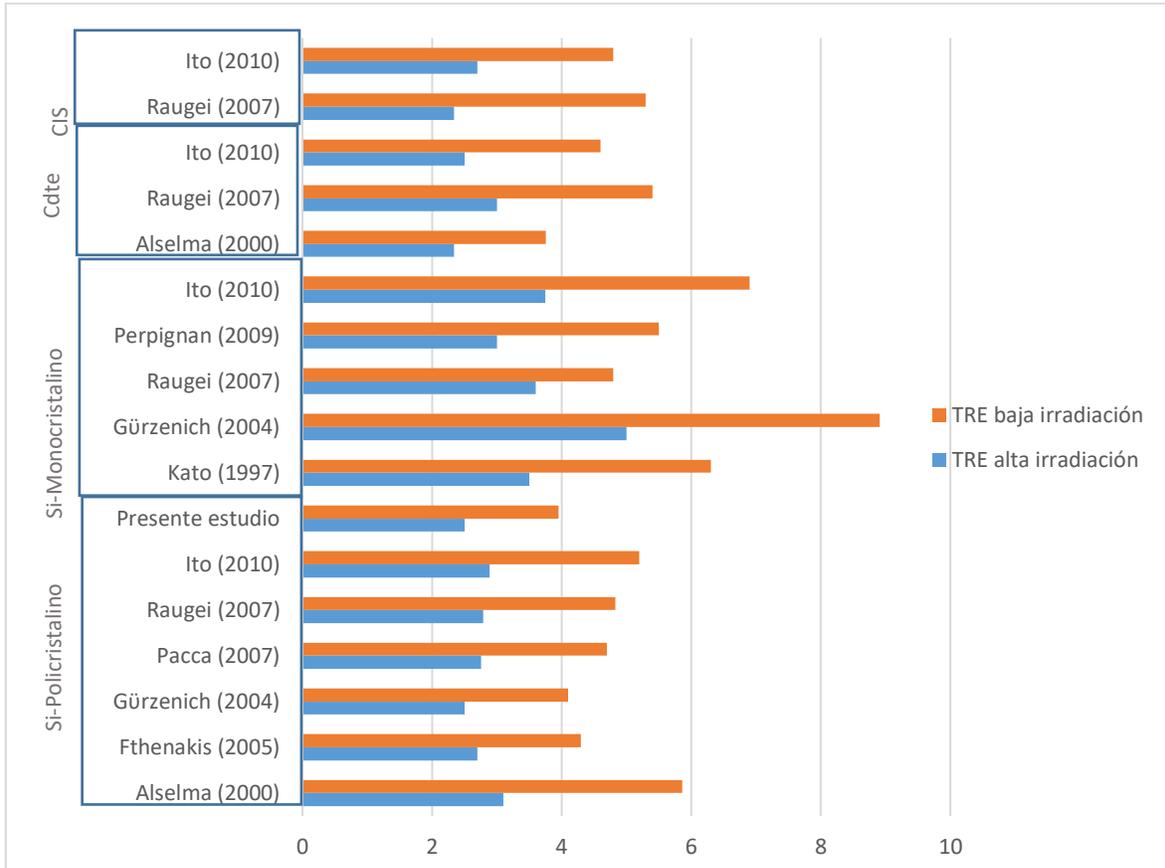
Con base en el resultado obtenido para la demanda energética del sistema durante todo su ciclo de vida y con el dato de energía producida por el sistema durante un año se estimó el tiempo de retribución energética del sistema, este cálculo se detalla en el apéndice 4. Se obtuvo un tiempo de retribución energética de 3,4 años lo que quiere decir que el sistema bajo estudio tardaría 3,4 años en generar la misma cantidad de energía que fue utilizada para producir el sistema en sí.

### **4.2.3 Análisis del TRE de distintas tecnologías**

La equiparación de resultados de la literatura a menudo no es sencilla, ya que cada investigador realiza sus propias suposiciones acerca de distintas variables que pueden afectar directamente los indicadores mencionados como, por ejemplo: el periodo de vida útil del sistema y su factor de rendimiento, eficiencia de los paneles solares, pérdidas por transmisión eléctrica de la red de distribución del lugar de instalación y radiación solar. Sin embargo, es importante realizar estas comparaciones con el fin de observar el comportamiento de los resultados.

Los resultados obtenidos revelan que el potencial fotovoltaico afecta directamente el resultado del TRE, esto porque tal como se puede observar en la figura 4-6 para todos los estudios analizados, menores niveles de radiación solar conllevan a una menor cantidad de electricidad producida y por ende un mayor TRE. La tecnología de silicio monocristalino es la que presenta valores de TRE mayores con un rango de 2,5 a 3,75 años para alta producción eléctrica y 4,8 a 8,91 años para baja producción, lo que se debe a que pesar de ser más eficientes, su fabricación implica un mayor coste energético que el de las demás tecnologías, por lo que a pesar de su eficiencia su CED es tan alto que le lleva mucho tiempo al sistema retribuir la energía invertida en su producción (Yang, Liu, Yang, & Ding, 2015). En cuanto a las tecnologías de película delgada. Cdte y CIS, son las que presentan menores TRE. El Cdte o telurio de cadmio, a diferencia del silicio cristalino, es un compuesto más eficiente, cuya producción es menos intensiva energéticamente, ya que este compuesto se encuentra tal cual en la naturaleza por lo que no lleva procesos de transformación para obtenerlo. Puesto que el telurio de cadmio es una tecnología de película delgada, requiere menos material para producir una cantidad comparable de electricidad que la tecnología de silicio habitual (Raugei, 2007). El proceso de fabricación también es más sencillo, lo que, en teoría, debería dar paso a costes más bajos para la electricidad generada, siendo más atractivos para los consumidores, pero en la práctica no siempre es el caso, debido básicamente a tres razones: 1. La disponibilidad de este compuesto es inferior a la del

silicio, 2. La toxicidad del cadmio el cual es bioacumulable y 3. La eficiencia actual de los módulos de Cdte, la cual es inferior a la de los módulos de silicio (Ito, 2010).



**Figura 4-6. Revisión de TRE de estudios en la literatura para distintas tecnologías y el TRE obtenido para la tecnología de silicio policristalino**

La otra tecnología de película fina que se analizó fue la CIS, la cual corresponde a paneles compuestos de un compuesto semiconductor de cobre, indio, galadio y selenio, al igual que el Cdte, estos módulos son más económicos, cuyo proceso productivo es más sencillo y por ende con un bajo CED, sin embargo poseen una baja eficiencia con respecto a las tecnologías de silicio cristalino, por lo que ocupan una mayor área para producir la misma cantidad de energía que uno de silicio, razón por la cual aún no son ampliamente utilizados (Ito, 2010).

## 5. CONCLUSIONES

- 1 kWh de electricidad producida con un sistema solar fotovoltaico policristalino centralizado de 72 kWp en una instalación sobre techo para generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica tiene un aporte de 36,009 g CO<sub>2</sub> eq en la categoría de impacto cambio climático, 0,456 g SO<sub>2</sub> eq en la categoría Acidificación Terrestre, 0,087 g P eq en la categoría Eutrofización de Agua Dulce, 0,005 g N eq en Eutrofización Marina y 0,320 g NO<sub>x</sub> eq en Formación de Ozono Terrestre.
- La demanda energética del sistema es de 0,489 MJ/kWh, dicha demanda energética será retribuida en un periodo de 3,4 años.
- La fabricación del módulo solar es la etapa que representa un mayor aporte al impacto ambiental del sistema bajo estudio, siendo la fase de producción de las capas intermedias del panel (encapsulante, celdas solares de silicio policristalino e interconexiones metálicas), la que genera la mayor carga ambiental.
- El Tiempo de Retribución Energética de un sistema varía dependiendo de la localización de la instalación, así como el periodo en el cual fue fabricado e instalado.
- Los sistemas configurados en zonas con un alto potencial para la producción fotovoltaica, es decir lugares con una alta incidencia de radiación solar conllevan a un menor tiempo de retribución energética, lo que hace que el sistema sea percibido como mas sostenible que en el caso contrario de instalación de sistemas en zonas con baja incidencia de radiación solar lo que conlleva a un tiempo de retribución energética mayor.
- La tecnología de silicio policristalino, es más sostenible (en cuanto a la comparación del TRE) que la tecnología de silicio monocristalino, sin embargo existen en el mercado tecnologías de película delgada como el Cdte y el CIS que en general son aún más sostenibles que la tecnología de silicio policristalino.

- En términos generales el sistema bajo estudio presenta un comportamiento típico con respecto a estudios similares realizados a nivel internacional donde se tienen rangos de 37g a 45g CO<sub>2</sub> equivalente para el indicador Cambio Climático y 2,2 a 4 años de tiempo de retribución energética.

## **6. RECOMENDACIONES**

- En una futura evaluación o estudio similar se recomienda el uso de datos de primer orden, además se recomienda modelar los procesos de todo el sistema a partir de estos datos y no utilizar los procesos ya existentes en el software de manera que se puedan obtener datos más reales del impacto ambiental específico.
- En cuanto a los procesos llevados a cabo en el territorio nacional, se recomienda utilizar bases de datos adaptadas al contexto nacional para lograr obtener resultados más ajustados a la realidad del país.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- ACESOLAR, (nd). La Generación Distribuida en Costa Rica. Recuperado de: <http://www.acesolar.org/que-es-generacion-distribuida>
- Alsema EA (2000) Energy pay-back time and CO2 emissions of PV systems. *Prog Photovoltaics Res Appl* 8(1):17–25
- Bekkelund, K. (2013). A comparative life cycle assessment of PV solar systems
- Bennett, I., Clyncke, J., Geerligs, B., Goris, M., & Olson, C. (2013). Current and future priorities for mass and material in silicon PV module recycling. 6BV 8.2 (EUPVSEC)
- Bonilla, N. (2016). Análisis del Ciclo de Vida del proceso de recuperación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en Costa Rica.
- Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas Editek.
- Enguita, O. (2012). Análisis del ciclo de vida para el desarrollo de las Reglas de Categoría de Productode sistemas solares fotovoltaicos para la edificación, 112.
- Frankl, P., E. Menichetti, M. Raugei, S. Lombardelli, and G. Prenzushi. 2005. Final report on technical data, costs and life cycle inventories of PV applications. Deliverable no. 11.2-RS Ia of the NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) project, Rome, Italy.
- Fraunhofer., & Department Life Cycle Engineering. (2012). Life cycle assessment (LCA) screening of the maltha recycling process for si-PV modules
- Frischknecht, R., Itten, R., Sinha, P., de Wild-Scholten, M., Zhang, J., Fthenakis, V., Stucki, M. (2015). Life cycle inventories and life cycle assessments of photovoltaic systems. (No. T12-04:2015). International Energy Agency
- Frondel M, Ritter N, Schmidt CM (2008) Germany's solar cell promotion: dark clouds on the horizon. *Energy Policy* 36:4198–4204
- Fthenakis, V., Kim, H., Frischknecht, R., Raugei, M., Sinha, P., & Stucki, M. (2015). Life cycle inventories and life cycle assessment of photovoltaic systems. (No. IEA-PVPS T12-02:2015). New York, USA: International Energy Agency. Geerligs,
- Fthenakis, V. M., & Kim, H. C. (2011). Photovoltaics : Life-cycle analyses. *Solar Energy*, 85(8), 1609–1628. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.10.002>
- Fthenakis VM, Kim HC, Alsema EA (2008) Emissions from photovoltaic life cycles. *Environ Sci Technol* 42(6):2168–2174
- Fu, Y., Liu, X., & Yuan, Z. (2015). Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. *Journal of Cleaner Production*, 86, 180–190. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.07.057>
- Gazulla, C. (2013). Introducción al Análisis de Ciclo de Vida. Retrieved from <http://www.construction21.org/espana/community/pg/pages/view/549/>
- Guinée, J. B., Heijungs, R., Huppes, G., Zamagni, A., Masoni, P., Buonamici, R., ... Rydberg, T. (2011). Life cycle assessment: past, present, and future. *Environmental Science & Technology*,

45(1), 90–96. <https://doi.org/10.1021/es101316v>

- Gürzenich D, Wagner HJ (2004) Cumulative energy demand and cumulative emissions of photovoltaics production in Europe. *Energy* 29(12–15):2297–2303
- Hans, J. (2015). Análisis del ciclo de vida. *Metodología Del Análisis Del Ciclo De Vida*, 37. Retrieved from <http://www.tdx.cat/bitstream/handle>.
- Hegedus, S., & Luque, A. (2011). Handbook of photovoltaic science and engineering. United Kingdom: John Wiley & Sons.
- Hestin, M., & Monier, V. (2011). Study on photovoltaic panels supplement the impact assessment for a recast of the WEEE directive. (No. ENV.G.4/FRA/2007/0067). Paris, Francia
- Hsu, D. D., Donoughue, P. O., Fthenakis, V., Heath, G. A., Kim, H. C., Sawyer, P., ... Turney, D. E. (2012). Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Crystalline Silicon Photovoltaic Electricity Generation, 16. <https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2011.00439>.
- INTE/ISO 14040:2006, “Gestión ambiental – Análisis de ciclo de vida – Principios y marco de referencia” INTE/ISO 14044:2006, “Gestión ambiental – Análisis de ciclo de vida – Requisitos y directrices”
- Ito, M. (2011). Life cycle assessment of PV system. In Sukumar Basu (Ed.), *Crystalline silicon - properties and uses* (pp. 297) Tokyo Institute of Technology. doi:10.5772/23134
- Jaime, W. (2009). Estudio del potencial solar en Costa Rica.
- Jungbluth N, Dones R, Frischknecht R (2008) Life cycle assessment of photovoltaics: update of the ecoinvent database. In: Fthenakis V, Dillon A, Savage N (eds) *Life-cycle analysis for new energy conversion and storage systems*. Materials Research Society, Warrendale, pp 33–42
- Jungbluth N, Tuchschnid M, de Wild-Scholten M (2008) Life Cycle assessment of photovoltaics: update of ecoinvent data v2.0. <http://www.esu-services.ch/cms/fileadmin/download/jungbluth-2008-LCA-PV-web.pdf>
- Kato K, Murata A, Sakuta K (1997) An evaluation on the life cycle of photovoltaic energy system considering production energy of off-grade silicon. *Sol Energy Mater Sol Cells* 47(1–4): 95–100
- Kopffler, W. (2014). Introducing Life Cycle Assessment and its Presentation in LCA Compendium. En W. Kopffler, *Background and Future Prospects in LCA* (págs. 1-37). Alemania.
- Li, T., Roskilly, A. P., & Wang, Y. (2017). A Regional Life Cycle Sustainability Assessment Approach and its Application on Solar Photovoltaic. *Energy Procedia*, 105(0), 3320–3325. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.757>
- Meza, C., Monge, F., Moya, G., & Ram, R. (2018). Energía Solar en Costa Rica ( 2014 - 2017 ).
- Niembro, J., & Gonzales, M. (2010). Categorías de Evaluación de Impacto de Ciclo de Vida Vinculadas con Energía: Revisión y Prospectiva. 12th International Conference on Project Engineering , 1180-1190. Retrieved from : <https://upcommons>.
- Ovalle Cubillos, R. (2014). Sociedad fotovoltaica. *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052014000100001>
- Pacca S, Sivaraman D, Keoleian GA (2007) Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. *Energy Policy* 35(6):3316–3326

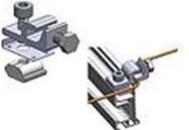
- PRé. (2015). SimaPro database manual methods library. Recuperado de <https://www.pre-sustainability.com/download/DatabaseManualMethods.pdf>
- Raugei M, Bargigli S, Ulgiati S (2007a) Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si. *Energy* 32(8): 1310–1318
- Raugei M, Frankl P
- ReCiPe 2016 v1.1. A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level Report I: Characterization. RIVM Report 2016-0104a
- Sica, D., Malandrino, O., Supino, S., Testa, M., & Lucchetti, M. C. (2018). Management of end-of-life photovoltaic panels as a step towards a circular economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(June), 2934–2945. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.039>
- Sherwani, A.F., Usmani, J.A., Varun, 2010. Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 540-544.
- Singh, A., Pant, D., & Olsen, S. I. (n.d.). *Life Cycle Assessment of Renewable Energy Sources*.
- Soteris, A.(2013).Solar Energy Engineering: Processes and Systems.Academic Press
- Vilches, A., Garcia-Martinez, A., & Sanchez-Montañes, B. (2017). Life cycle assessment (LCA) of building refurbishment: A literature review. *Energy and Buildings*, 135, 286– 301. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.11.042>
- Yang, D., Liu, J., Yang, J., & Ding, N. (2015). Life-cycle assessment of China's multi-crystalline silicon photovoltaic modules considering international trade. *Journal of Cleaner Production*, 94, 35–45. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.02.003>

## **8. APÉNDICES**

**Apéndice 1. Listado de proveedores por componente del sistema fotovoltaico**

Componente	Cantidad Instaladas	Unidad	Proveedor	Ubicación de Proveedor	Fotografía
<b>Modulo Solar</b>					
Panel solar policristalino 320W-Max power-Canadian Solar-CS6U-P	224	u	Canadian Solar	Changshu,China	
<b>BOS</b>					
Inversor conectado a la red. 5Kw. 240V. 60Hz. DC discon. 2entrada con MC4 sin fusible. 2MPPT - Solis - GCI- 5K - 2G –US	30*	u	Ningbo Ginlong Technologies Co.	Yanqu Road, China	
Caja para tablero 42 espacios - SD/NQ42L4C/S 42 - 1F - 120 /240V - 400A - Square D	1	u	Almotec	Zapote, San José, Costa Rica	
Centro de carga monofasico - 120/240V - 200A	1	u	Suplidora Electrica	La Uruca, San José, Costa Rica	

Componente	Cantidad Instaladas	Unidad	Proveedor	Ubicación de Proveedor	Fotografía
Caja metálica; NEMA1; principal - disyuntor 400 Amperes trifasico incluido - Square D -	1	u			
Desconectador DC, DC disconnect 4 polos. IP66. 600VDC máx. 25A máx. - Suntime - Siso	24	u	SunTree Electric	Si Qian Lu, China	
Gabinete, caja metal, para medidor con manija tipo L1 Gofrado Poliester	1	u	Almotec	Zapote, San José Costa Rica	
Cable ecoplus - AWG 4 - (Verde) - THHN/THWN-2 - 600V - 19 hilos - conductor simple - cobre	40	m	Ditesa	Ochomogo, Cartago, Costa Rica	
Cable certificado de tipo pulgadasPV WIRE pulgadas AWG 10 para utilización a fuera	500	m			

Componente	Cantidad Instaladas	Unidad	Proveedor	Ubicación de Proveedor	Fotografía
Cable de acometida AWG 4/0 -XHHW-2 - 600V - S-8000 - conductor simple - aluminio	1680	m			
Data logger (equipo de monitoreo). Wifi. para inversores Solis. suscripción ilimitada - Solis - Data Logging Box Wifi	1	u	Ningbo Ginlong Technologies Co.	Yanqu Road, China	
End clamp kit - 40mm No7 - CK-FTE-41 – Chiko	200	u	Chiko	Shangai, China	
Grounding lug - Tuerca No7 - CK-GTC-R2	50	u			
L feet (pie) con hanger bolt (Percha Perno)- 200mm-CK-FTH-013M10-200	452	u			
Riel aluminio certificado estándar 7R. 4200MM - CK-FT-7R-4200	113	u			
Solar inox cable tie 150mmX4.6mm - CK-FSC-TA-150	500	U			
Weeb. grouding clip. abierto 8.5mm - CK-GTC-R3A	452	u			

Componente	Cantidad Instaladas	Unidad	Proveedor	Ubicación de Proveedor	Fotografía
Splice estándar para rieles - Unirack - BND SPLICE BAR SERRATED CLR - 303018C	100	u			
Dispositivo de protección de sobretensión - 1000V - 1P - SUP1-C20 - ST	24	u	Sun Tree Electric	Si Qian Lu, China	
Porta fusible - 38X10 - 1000V - SGR10-16 - ST	48	u			

## Apéndice 2. Modificación de datos de entrada para fase de fabricación del panel

### Datos del sistema

Capacidad instalada	72 kWp
Potencial fotovoltaico	1500 kWh/kWp*año
Cantidad de módulos instalados	224 u
Cobertura	448 m <sup>2</sup>
Cobertura/panel	2 m <sup>2</sup>
Vida útil del sistema	25 años
Factor de rendimiento	0,8

### Potencial fotovoltaico durante vida útil

$$\frac{1500 \text{ kWh}}{\text{kWp} * \text{año}} \times 25 \text{ años} \times 0,8 = 30\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$$

### Modificación de datos de entrada de kg/m<sup>2</sup> a g/kWh (unidad funcional del sistema bajo estudio)

$$\begin{aligned} \text{datos de entrada} \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} &\times \frac{2\text{m}^2}{1 \text{ panel}} \times \frac{224 \text{ paneles}}{72 \text{ kWp}} \times \frac{1 \text{ kWp}}{30000 \text{ kWh/kWp}} \times 1000 \\ &= \text{datos de entrada} \frac{\text{g}}{\text{kWh}} \end{aligned}$$

### Apéndice 3. Asignación según la matriz energética de Costa Rica para el año 2018

<b>Fuente</b>	<b>Proceso seleccionado en SimaPro</b>	<b>Producción bruta</b>	<b>Unidad</b>
Hidroeléctrica	Electricity, high voltage {BR}  electricity production, hydro, reservoir, tropical region   Cut-off, S	88 342 900	MWh
Geotérmica	Electricity, high voltage {MX}  electricity production, deep geothermal   Cut-off, S	968 570	MWh
Bagazo	Electricity, high voltage {MX}  electricity production, deep geothermal   Cut-off, S	76 670	MWh
Eólica	Electricity, high voltage {MX}  electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore   Cut-off, S	1 798 870	MWh
Solar	Electricity, low voltage {MX}  electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si   Cut-off, S	9 890	MWh
Térmica	Electricity, high voltage {MT}  electricity production, oil   Cut-off, S	158 550	MWh

#### Apéndice 4. Tiempo de Retribución Energética

<b>CED</b>	0,489 MJ/kWh
<b>Energía producida durante vida útil</b>	2 160 000 kWh
<b>Energía producida durante 1 año</b>	311 040 MJ

#### CED Total

$$0,439 \frac{MJ}{kWh} \times 2\,160\,000 \text{ kWh} = 1\,056\,240 \text{ MJ}$$

#### TRE

$$\frac{1\,056\,240 \text{ MJ}}{311\,040 \text{ MJ/año}} = 3,396 \text{ años}$$

## **9. ANEXOS**

## Anexo 1. Listado de componentes de instalación fotovoltaica

**Fecha de factura:**

02/28/2018

**Fuente:**

Cotización: 000103



**Dirección:** Ochomogo, de la casa del tanque 400 metros este y 125 metros sur, frente a Recope

**Ciudad:** Cartago

**Código Postal:** 11901

**País:** Costa Rica

**Teléfono:** (+506) 4001-8630

**Correo:** info@purasol.co.cr

**Impuesto ID:** 3-102-585489

**Información del cliente:**

Celsia Costa Rica S.A

Documento de Identidad: 3-101-530562

asanchezp@celsia.com

### Factura F000756

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Impuesto	Precio
[01CS007] Panel solar policristalino 320W - Max Power 2 - Canadian solar - CS6U-P	224,0 u	0,000		\$ 0,00
[02SO009] Inversor conectado a la red. 5Kw. 240V. 60Hz. DC descon. 2 entrada con MC4 sin fusible. 2MPPT - Solis - GCI- 5K - 2G -US	6,0 u	0,000		\$ 0,00
[08CN026] Cable ecoplus - AWG 4 - (Verde) - THHN/THWN-2 - 600V - 19 hilos - conductor simple - cobre	40,0 u	0,000		\$ 0,00
[15CK015] Riel aluminio certificado estándar 7R. 4200MM - CK-FT-7R-4200	113,0 u	0,000		\$ 0,00
[15CK010] L feet (pie) con hanger bolt (Percha Perno) - 200mm - CK-FTH-013M10-200	452,0 u	0,000		\$ 0,00
[15CK003] End clamp kit - 40mm No7 - CK-FTE-41 - Chiko	200,0 u	0,000		\$ 0,00
[15UR006] Splice estándar para rieles - Unirack - BND SPLICE BAR SERRATED CLR - 303018C	100,0 u	0,000		\$ 0,00
[15CK007] Grounding lug - Tuerca No7 - CK-GTC-R2	50,0 u	0,000		\$ 0,00
[15CK026] Weeb. groudng clip. abierto 8.5mm - CK-GTC-R3A	452,0 u	0,000		\$ 0,00
[15CK020] Solar inox cable tie 150mmX4.6mm - CK-FSC-TA-150	500,0 u	0,000		\$ 0,00
[08PW001] Cable certificado de tipo pulgadasPV WIRE pulgadas AWG 10 para utilización a fuera	500,0 u	0,000		\$ 0,00
[12SO003] Data logger (equipo de monitoreo). Wifi. para inversores Solis. suscripción ilimitada - Solis - Data Logging Box Wifi	1,0 u	0,000		\$ 0,00
[05SD031] Caja para tablero 42 espacios -SD/NQ42L4C/S 42 - 1F - 120 /240V - 400A - Square D	1,0 u	0,000		\$ 0,00
Organización general de entregas, incluyendo, pero no limitado a: documentación de importación, importaciones, tramites de exoneraciones, exoneraciones, transporte interno, y bodegaje.	1,0 u	0,000		\$ 0,00

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Impuesto	Precio
Instalación - mano de obra asegurada - material de seguridad especializado - técnicos certificados – 10 hasta 15 personas incluyendo persona experimentada en instalación solar - precio por proyecto - Purasol	1,0 u	0,000		\$ 0,00
[BOS general - extra	1,0 u	0,000		\$ 0,00
[14IG027] Trámites de permisos, estudio de radiación, planos eléctricos, planos unificar, planos generales, solicitud de interconexión, estudio de viabilidad, estudio de radiación, registro al colegio de arquitectos de los planos, organización del cambio del medidor, manejo de comunicación con empresa distribuidora - Proyecto menos de 20Kwp hasta 100Kwp - Purasol.	1,0 u	0,000		\$ 0,00
Oferta por suministro de servicios Gasolina Solar	1,0 u	0,000		\$ 0,00
Pago de la póliza de responsabilidad civil	1,0 u	0,000		\$ 0,00
Pago de fianza de cumplimiento y de buen uso de anticipo	1,0 u	0,000		\$ 0,00
PRECIO TOTAL DEL PROYECTO LLAVE EN MANO	1,0 u	70.397,199		\$ 70.397,20
			<b>Subtotal</b>	\$ 70.397,20
			<b>Total</b>	\$ 70.397,20

**Comentarios importantes:**

- a. Si paga en colones utilice el tipo de cambio de venta del BCCR al día del pago.
- a. Cualquier producto sin impuesto notado es, por defecto, gravado.
- c. Condiciones de venta y certificado de garantía están disponible contra pedido.

**Banco Nacional de Costa Rica:**

Cuenta corriente colones: 100 01 010 007754 2

Cuenta cliente colones: 15101010010077545

Cuenta corriente dólares: 200 02 010 016852 4

Cuenta cliente dólares: 15101020020168523

Autorizado mediante resolución n.º 11-97, 13-97 del 12 de agosto

Exoneración de impuestos conforme art. 38 de la ley no. 7447 del 13 de diciembre de 1994

Renuncio a mi domicilio y trámite de juicio ejecutivo al mismo tiempo doy por aceptadas las condiciones del código de comercio en el artículo no. 490.

Firma del Cliente

Cédula del Cliente

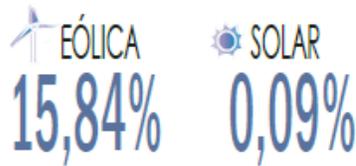
## Anexo 2. Matriz energética de Costa Rica en el 2018

# SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

INDICADORES:



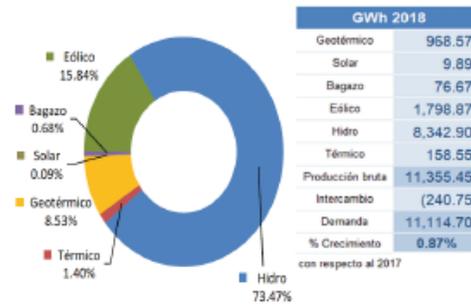
### PRODUCCIÓN LIMPIA



### Balance Eléctrico por Fuente

Sistema Eléctrico Nacional

Producción bruta de energía - por fuente 2018



GWh 2018	
Geotérmica	968.57
Solar	9.89
Bagazo	76.67
Eólico	1,798.87
Hidro	8,342.90
Térmica	158.55
<b>Producción bruta</b>	<b>11,355.45</b>
Intercambio	(240.75)
<b>Demanda</b>	<b>11,114.70</b>
% Crecimiento con respecto al 2017	0.87%

Tipo de Fuente	GWh	%	Tipo de Fuente	GWh	%
Termoeléctrica	158.55	1.40%	Hidroeléctrica	8 342,90	73.47%
			Geotérmica	968.57	8.53%
			Bagazo	76.67	0.68%
			Eólica	1 798.87	15.84%
			Solar	9.89	0.09%
<b>No renovable</b>	<b>158.55</b>	<b>1.40%</b>	<b>Renovable</b>	<b>11 196.6</b>	<b>98.60%</b>
<b>Generación bruta: 11 355.45GWh</b>					
<b>Intercambio de energía: -240.75GWh</b>					
<b>Demanda Nacional: 11 114.70 GWh 0.87%</b>					

(SENSE,2018)

**Anexo 3. Especificaciones técnicas de modulos solares que componen el sistema bajo estudio.**



**MAXPOWER2  
CS6XA-325 | 330 | 335M**

Canadian Solar's new MaxPower2 mono modules use the latest innovative five busbar cell technology, increasing module power output and system reliability.



**KEY FEATURES**

-  Enhanced reliability with new 5 busbar cell technology
-  Cell efficiency up to 20.0 %
-  Outstanding low irradiance performance: 96.5 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa
-  +5Wp Positive power tolerance of up to 5 W

-  **25 years** linear power output warranty
-  **10 years** product warranty on materials and workmanship

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2008 / Quality management system  
 ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system  
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE  
 UL 1702: CSA / Taka-e-way



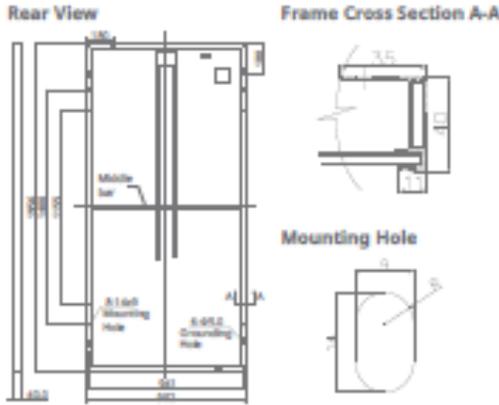
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificate applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 14 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

**CANADIAN SOLAR INC.**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)



### ELECTRICAL DATA / STC\*

CS6XA	325 M	330 M	335 M
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	37.4 V	37.5 V	37.8 V
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	8.69 A	8.80 A	8.87 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	45.8 V	45.9 V	46.1 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	9.21 A	9.31 A	9.41 A
Module Efficiency	16.75%	17.01%	17.26%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE I (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

### ELECTRICAL DATA / NOCT\*

Electrical Data CS6XA	325 M	330 M	335 M
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> )	235 W	238 W	242 W
Opt. Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	34.1 V	34.2 V	34.5 V
Opt. Operating Current (I <sub>mp</sub> )	6.88A	6.96 A	7.01 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	42.0 V	42.1 V	42.3 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	7.46 A	7.54 A	7.62 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

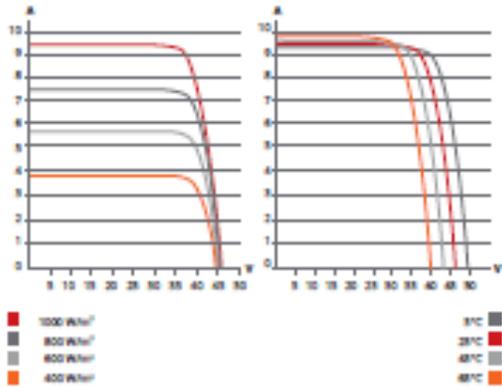
### PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup> to 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV module requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

## CS6XA-335M / I-V CURVES



### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40 mm (77.0x39.1x1.57 in)
Weight	22.2 kg (48.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm (45.3 in)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard	26 pieces, 630 kg (1388.9 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	624 pieces (40' HQ)

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

### PARTNER SECTION



#### Anexo 4. Datos para el análisis de inventario de entrada del proceso de fabricación del panel en China.

	Name	Location	InfrastructureProcess	Unit	photovoltaic panel, single-Si, at plant	photovoltaic panel, multi-Si, at plant	photovoltaic laminate, single-Si, at plant	photovoltaic laminate, multi-Si, at plant	Uncertainty Type	StandardDeviation%	GeneralComment	
					CN	CN	CN	CN				
					1	1	1	1				
					m2	m2	m2	m2				
product	photovoltaic panel, multi-Si, at plant	CN	1	m2	0	1	0	0				
	photovoltaic panel, single-Si, at plant	CN	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic laminate, multi-Si, at plant	CN	1	m2	0	0	0	1				
	photovoltaic laminate, single-Si, at plant	CN	1	m2	0	0	1	0				
	photovoltaic panel, multi-Si, at plant	US	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic panel, single-Si, at plant	US	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic laminate, multi-Si, at plant	US	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic laminate, single-Si, at plant	US	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic panel, multi-Si, at plant	APAC	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic panel, single-Si, at plant	APAC	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic laminate, multi-Si, at plant	APAC	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic laminate, single-Si, at plant	APAC	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic laminate, single-Si, at plant	RER	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic panel, single-Si, at plant	RER	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic laminate, multi-Si, at plant	RER	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic panel, multi-Si, at plant	RER	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic laminate, ribbon-Si, at plant	RER	1	m2	0	0	0	0				
	photovoltaic panel, ribbon-Si, at plant	RER	1	m2	0	0	0	0				
	technosphere	electricity, medium voltage, production	ENTSO	0	kWh	-	-	-	-	1	1.14	(3,3,1,1,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
		electricity, medium voltage, at grid	CN	0	kWh	3.73E+0	3.73E+0	3.73E+0	3.73E+0	1	1.14	(3,3,1,1,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
		electricity, medium voltage, at grid	US	0	kWh	-	-	-	-	1	1.14	(3,3,1,1,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
electricity, medium voltage, at grid		JP	0	kWh	-	-	-	-	1	1.14	(3,3,1,1,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
natural gas, burned in industrial furnace low-NOx > 100kW		RER	0	MJ	-	-	-	-	1	1.14	(3,3,1,1,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
infrastructure	diesel, burned in building machine	GLO	0	MJ	8.75E-3	8.75E-3	8.75E-3	8.75E-3	1	1.29	(3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	photovoltaic panel factory	GLO	1	unit	4.00E-6	4.00E-6	4.00E-6	4.00E-6	1	3.02	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	tap water, at user	RER	0	kg	5.03E+0	5.03E+0	5.03E+0	5.03E+0	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	tempering, flat glass	RER	0	kg	8.81E+0	8.81E+0	8.81E+0	8.81E+0	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	wire drawing, copper	RER	0	kg	1.03E-1	1.03E-1	1.03E-1	1.03E-1	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	cells	photovoltaic cell, multi-Si, at plant	RER	0	m2	-	-	-	-	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
		photovoltaic cell, single-Si, at plant	RER	0	m2	-	-	-	-	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
		photovoltaic cell, ribbon-Si, at plant	RER	0	m2	-	-	-	-	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
		photovoltaic cell, multi-Si, at plant	CN	0	m2	-	9.35E-1	-	9.35E-1	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
		photovoltaic cell, single-Si, at plant	CN	0	m2	9.35E-1	-	9.35E-1	-	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
photovoltaic cell, multi-Si, at plant		US	0	m2	-	-	-	-	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
photovoltaic cell, single-Si, at plant		US	0	m2	-	-	-	-	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
photovoltaic cell, multi-Si, at plant		APAC	0	m2	-	-	-	-	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
photovoltaic cell, single-Si, at plant	APAC	0	m2	-	-	-	-	1	1.13	(1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)		

materials	aluminium alloy, AlMg3, at plant	RER	0	kg	2.13E+0	2.13E+0	-	-	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	nickel, 99.5%, at plant	GLO	0	kg	-	-	-	-	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	brazing solder, cadmium free, at plant	RER	0	kg	-	-	-	-	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	tin, at regional storage	RER	0	kg	1.29E-2	1.29E-2	1.29E-2	1.29E-2	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	lead, at regional storage	RER	0	kg	7.25E-4	7.25E-4	7.25E-4	7.25E-4	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	silver, at regional storage	RER	0	kg	-	-	-	-	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	diode, unspecified, at plant	GLO	0	kg	2.81E-3	2.81E-3	2.81E-3	2.81E-3	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	0	kg	2.38E-2	2.38E-2	2.38E-2	2.38E-2	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	solar glass, low-iron, at regional storage	RER	0	kg	8.81E+0	8.81E+0	8.81E+0	8.81E+0	1	1.24 (1,4,1,3,3,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	copper, at regional storage	RER	0	kg	1.03E-1	1.03E-1	1.03E-1	1.03E-1	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulding, at plant	RER	0	kg	2.95E-1	2.95E-1	2.95E-1	2.95E-1	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	ethylmethylacetate, foil, at plant	RER	0	kg	8.75E-1	8.75E-1	8.75E-1	8.75E-1	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	polyvinylfluoride film, at plant	US	0	kg	1.12E-1	1.12E-1	1.12E-1	1.12E-1	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	polyethylene terephthalate, granulate, amorphous, at plant	RER	0	kg	3.46E-1	3.46E-1	3.46E-1	3.46E-1	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	auxiliary materials	silicone product, at plant	RER	0	kg	1.22E-1	1.22E-1	1.22E-1	1.22E-1	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)
acetone, liquid, at plant		RER	0	kg	-	-	-	-	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
methanol, at regional storage		CH	0	kg	-	-	-	-	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
vinyl acetate, at plant		RER	0	kg	-	-	-	-	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
lubricating oil, at plant		RER	0	kg	-	-	-	-	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
corrugated board, mixed fibre, single wall, at plant		RER	0	kg	7.63E-1	7.63E-1	7.63E-1	7.63E-1	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
1-propanol, at plant		RER	0	kg	1.59E-2	1.59E-2	1.59E-2	1.59E-2	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
EUR-flat pallet		RER	0	unit	5.00E-2	5.00E-2	5.00E-2	5.00E-2	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
hydrogen fluoride, at plant		GLO	0	kg	6.24E-2	6.24E-2	6.24E-2	6.24E-2	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
isopropanol, at plant		RER	0	kg	1.47E-4	1.47E-4	1.47E-4	1.47E-4	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
potassium hydroxide, at regional storage		RER	0	kg	5.14E-2	5.14E-2	5.14E-2	5.14E-2	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
soap, at plant		RER	0	kg	1.16E-2	1.16E-2	1.16E-2	1.16E-2	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
transport		transport, lorry >16t, fleet average	RER	0	tkm	5.85E+0	5.85E+0	5.64E+0	5.64E+0	1	2.09 (4,5,na,na,na,na); Standard distance 100km, cells 500km
		transport, freight, rail	RER	0	tkm	4.25E+1	4.25E+1	4.12E+1	4.12E+1	1	2.09 (4,5,na,na,na,na); Standard distance 600km
disposal		disposal, municipal solid waste, 22.9% water, to municipal incineration	CH	0	kg	3.00E-2	3.00E-2	3.00E-2	3.00E-2	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); Alsema (personal communication) 2007, production waste
	disposal, polyvinylfluoride, 0.2% water, to municipal incineration	CH	0	kg	1.12E-1	1.12E-1	1.12E-1	1.12E-1	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); Calculation, including disposal of the panel after life time	
	disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	CH	0	kg	1.64E+0	1.64E+0	1.64E+0	1.64E+0	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); Calculation, including disposal of the panel after life time	
	disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration	CH	0	kg	1.61E-3	1.61E-3	1.61E-3	1.61E-3	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
emission air	treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2	CH	0	m3	5.03E-3	5.03E-3	5.03E-3	5.03E-3	1	1.13 (1,4,1,3,1,3); Calculation, water use	
	Heat, waste	-	-	MJ	1.34E+1	1.34E+1	1.34E+1	1.34E+1	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); Calculation, electricity use	
	transport, transoceanic freight ship	OCE	0	tkm	-	-	-	-	1	2.09 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	transport, aircraft, freight	RER	0	tkm	-	-	-	-	1	2.09 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	NMOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	-	-	kg	8.06E-3	8.06E-3	8.06E-3	8.06E-3	1	1.61 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	
	Carbon dioxide, fossil	-	-	kg	2.18E-2	2.18E-2	2.18E-2	2.18E-2	1	1.29 (3,4,3,3,1,5); de Wild-Scholten (2014) Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection (Table 37)	

(Fthenakis et al, 2015)

