

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Profesor Patrocinante:

Dr. Luís Morán Tamayo



Informe de Memoria de
Título, para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Estrategias de diseño de parques solares fotovoltaicos de alta potencia y su incidencia en el valor del Leverage Cost of Energy (LCOE)

Concepción, Mayo 2021.

Mario Ignacio Miranda Fuentes.

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Luis Moran Tamayo

Estrategias de diseño de parques solares
fotovoltaicos de alta potencia y su incidencia
en el valor del Leverage Cost of Energy
(LCOE)



Mario Ignacio Miranda Fuentes

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Abril 2021

Resumen

El aumento del uso de la energía eléctrica ha ido acompañado con el avance de la tecnología, que ha permitido multiplicar la cantidad de proyectos de generación de energías renovables. Chile, al poseer una de las regiones con mayor radiación solar del planeta, tiene una importante ventaja con respecto a otros países en lo que respecta a la generación de energía solar fotovoltaica. Para aprovechar este recurso, en este estudio se realiza un análisis de los criterios de diseño que se usan en las plantas fotovoltaicas de alta potencia junto a la metodología empleada para estimar los costos de inversión necesarios para ejecutar estos proyectos, y poder determinar el costo promedio de generación de energía eléctrica (LCOE), definiendo la rentabilidad de la inversión. Se exponen los criterios de selección del lugar y las características necesarias para ubicar un parque solar fotovoltaico de potencia superior a los 10 MW. Además, se realiza un análisis de sensibilidad, para comprender el comportamiento del costo nivelado de la energía ante variaciones de los distintos factores que afectan su valor final. De esta forma, a través del análisis de estos resultados, se procede a evaluar el valor de LCOE utilizando las distintas tecnologías disponibles para la construcción de parques solares fotovoltaicos. La principal contribución de este trabajo es entregar herramientas y un procedimiento para calcular el LCOE, y junto a esto evaluar y mejorar la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos en Chile.



***“Lo único imposible es
aquello que no intentas”***

A mi familia, amigos y a todos aquellos que me acompañaron en este camino...

Agradecimientos

Agradezco enormemente a mis padres, Eglantina y Mario, quienes, con su sacrificio, apoyo y amor incondicional, me han brindado las herramientas necesarias para forjar mi futuro.

A mis hermanos, en especial a Daniel y Cristina, quienes me han apoyado siempre y han estado conmigo en los momentos difíciles.

A mis amigos, compañeros de carrera y a todos aquellos que me acompañaron a lo largo de este largo camino, que me han ayudado a superar los obstáculos y a crecer como persona, en especial a mi amigo Esteban Ormeño, gracias por todo.

A mi profesor guía, Dr. Luis Morán. Gracias por su confianza, disposición y acotaciones que facilitaron la finalización de este trabajo.

Finalmente, se agradece a ANID por el financiamiento otorgado a través de proyecto Fondap 15110019.



Tabla de Contenidos

CAPÍTULO 1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	<i>Introducción General</i>	1
1.2.	<i>Trabajos Previos.....</i>	2
1.3.	<i>LCOE.....</i>	2
1.4.	<i>Diseño de plantas solares FV.</i>	3
1.5.	<i>Estudios realizados por la CNE en Chile.</i>	4
1.6.	<i>Memorias de título.</i>	4
1.7.	<i>Discusión.....</i>	5
1.8.	<i>Hipótesis de Trabajo</i>	5
1.9.	<i>Objetivos.....</i>	6
1.10.	<i>Objetivo General.....</i>	6
1.11.	<i>Objetivos Específicos.....</i>	6
1.12.	<i>Alcances y Limitaciones</i>	6
1.13.	<i>Temario.....</i>	6
CAPÍTULO 2.	PRINCIPIOS BÁSICOS.....	8
2.1.	<i>Introducción.....</i>	8
2.2.	<i>Energía solar fotovoltaica.....</i>	8
2.3.	<i>Evolución global del mercado fotovoltaico.....</i>	9
2.4.	<i>Radiación solar en Chile.....</i>	10
2.5.	<i>Componentes de la irradiación solar</i>	11
2.6.	<i>Albedo.....</i>	12
2.7.	<i>Obtención de datos de radiación</i>	12
2.8.	<i>Clasificación de proyectos fotovoltaicos.....</i>	13
2.9.	<i>Principales componentes de una planta de generación fotovoltaica</i>	14
2.10.	<i>Módulos fotovoltaicos</i>	15
2.11.	<i>Módulos fotovoltaicos monocristalinos.....</i>	18
2.12.	<i>Módulos fotovoltaicos policristalinos</i>	19
2.13.	<i>Módulos fotovoltaicos de película fina</i>	19
2.14.	<i>Módulos fotovoltaicos bifaciales</i>	20
2.15.	<i>Inversores.....</i>	21
2.16.	<i>Tipos de Estructura</i>	23
2.17.	<i>Pérdidas en un sistema FV.....</i>	26
2.18.	<i>Criterios de diseño</i>	27
2.19.	<i>Discusión y conclusiones.....</i>	28
CAPÍTULO 3.	CÁLCULO DE LCOE.....	29
3.1.	<i>Introducción.....</i>	29
3.2.	<i>Definición LCOE.....</i>	29
3.3.	<i>CAPEX.....</i>	30
3.4.	<i>CAPEX módulos FV.....</i>	31
3.5.	<i>CAPEX Inversores</i>	31
3.6.	<i>CAPEX Balance del sistema</i>	32
3.7.	<i>CAPEX total</i>	33
3.8.	<i>Metodología de estimación de CAPEX.....</i>	33
3.9.	<i>Costo directo de construcción y montaje.....</i>	35
3.10.	<i>Equipos de generación principal.....</i>	36
3.11.	<i>Equipos y materiales para sistemas eléctricos BOS.....</i>	36

3.12.	<i>Obras civiles</i>	37
3.13.	<i>Transporte y montaje</i>	38
3.14.	<i>Total, costo directo construcción y montaje</i>	39
3.15.	<i>Costo indirecto y gastos generales de construcción y montaje</i>	39
3.16.	<i>Costo de conexión eléctrica y subestación de salida</i>	40
3.17.	<i>Gastos de gestión del propietario</i>	41
3.18.	<i>Imprevistos</i>	42
3.19.	<i>Actualización de precios</i>	42
3.20.	<i>Curva de aprendizaje de costos</i>	43
3.21.	<i>Métodos indexadores</i>	47
3.22.	<i>CAPEX TOTAL</i>	50
3.23.	<i>OPEX</i>	51
3.24.	<i>Energía anual generada</i>	52
3.25.	<i>Real irradiation</i>	53
3.26.	<i>WACC</i>	54
3.27.	<i>Discusión y Conclusiones</i>	55
CAPÍTULO 4. INCIDENCIA EN EL VALOR DE LCOE		57
4.1.	<i>Introducción</i>	57
4.2.	<i>Análisis de sensibilidad</i>	57
4.3.	<i>WACC</i>	59
4.4.	<i>Efecto de la estructura de capital</i>	59
4.5.	<i>Efecto del costo de capital y la tasa de interés</i>	60
4.6.	<i>Análisis de sensibilidad de WACC</i>	61
4.7.	<i>Análisis de sensibilidad de CAPEX</i>	62
4.8.	<i>Discusión y Conclusiones</i>	63
CAPÍTULO 5. CASO DE ESTUDIO PLANTA MARÍA ELENA		64
5.1.	<i>Introducción</i>	64
5.2.	<i>Valores referenciales de LCOE</i>	64
5.3.	<i>Descripción general del parque solar fotovoltaico</i>	64
5.4.	<i>Características del lugar</i>	65
5.5.	<i>CAPEX</i>	66
5.5.1	<i>DATOS DE ENTRADA</i>	66
5.5.2	<i>ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS</i>	67
5.6.	<i>OPEX</i>	72
5.7.	<i>WACC</i>	73
5.8.	<i>Estimación de la energía anual generada</i>	74
5.9.	<i>Resultados obtenidos</i>	74
5.10.	<i>Análisis de escenarios</i>	75
5.11.	<i>Discusión y conclusiones</i>	77
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES		78
6.1.	<i>Sumario</i>	78
6.2.	<i>Conclusiones</i>	78
6.3.	<i>Trabajo Futuro</i>	79
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS		80
ANEXO A. NORMATIVA Y CRITERIOS DE DISEÑO		82
A.1.	<i>NORMATIVA APLICABLE</i>	82
A.2.	<i>SELECCIÓN DEL LUGAR</i>	83
A.3.	<i>DEFINICIÓN DE LA POTENCIA NOMINAL DE GENERACIÓN</i>	86

A.4.	SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	86
A.5.	SELECCIÓN DEL MÓDULO.....	87
A.6.	INCLINACIÓN DEL MÓDULO.....	88
A.7.	DISTANCIA ENTRE MÓDULOS.....	89
A.8.	SEPARACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE CC Y CA.....	90
A.9.	CABLEADO EN CC.....	90
A.10.	CABLEADO EN CA.....	92
A.11.	PUESTA A TIERRA EN SISTEMAS FV.....	94
ANEXO B.	CALCULO DE ENERGÍA ANUAL UTILIZADOS EN EL CASO DE ESTUDIO.	97
ANEXO C.	HOJAS DE CÁLCULO DE LCOE CASO DE ESTUDIO	99



Lista de Tablas

TABLA 2.1 ALBEDO DE DISTINTOS TIPOS DE MATERIAL [2].	12
TABLA 2.2 EFICIENCIA DE CONVERSIÓN DE DISTINTOS TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS [6].	16
TABLA 2.1 RANGOS MÁXIMOS Y ADMISIBLES A CONSIDERAR COMO CRITERIOS DE DISEÑO [6].	27
TABLA 3.1 PRECIOS REFERENCIALES DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	31
(FUENTE: WWW.PVXCHANGE.COM).....	31
TABLA 3.2 PRECIOS REFERENCIALES DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE INVERSORES.	32
TABLA 3.3 TABLA DE PRESUPUESTO DE EQUIPOS DE GENERACIÓN PRINCIPAL DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW	36
TABLA 3.4 TABLA DE PRESUPUESTO DE EQUIPOS Y MATERIALES CORRESPONDIENTES AL BALANCE DEL SISTEMA DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW [15].	37
TABLA 3.5 TABLA DE PRESUPUESTO DE OBRAS CIVILES DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW [15].	38
TABLA 3.6 TABLA DE PRESUPUESTO DE TRANSPORTE Y MONTAJE DE EQUIPOS PARA UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW [15].	38
TABLA 3.7 TABLA DE PRESUPUESTO DE TRANSPORTE Y MONTAJE DE EQUIPOS PARA UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW [15].	40
TABLA 4.8 TABLA DE PRESUPUESTO PARA LA CONEXIÓN ELÉCTRICA DE UNA SUBESTACIÓN DE SALIDA EN ALTA TENSIÓN PARA UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW [15].	40
TABLA 4.9 TABLA DE PRESUPUESTO PARA LA CONEXIÓN ELÉCTRICA DE LÍNEA DE ALTA TENSIÓN PARA UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW [15].	40
TABLA 4.10 TABLA DE PRESUPUESTO PARA LA CONEXIÓN ELÉCTRICA DE UN PAÑO SUBESTACIÓN DE CONEXIÓN PARA UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW [15].	41
TABLA 3.11 TABLA DE PRESUPUESTO DE LOS GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 90 MW [15].	42
TABLA 3.12 COSTOS REFERENCIALES DE OPERACIÓN Y MANTENCIÓN.....	52
TABLA 4.1 INCIDENCIA DE LOS COSTOS GLOBALES DE UN PRESUPUESTO DE INVERSIÓN PARA UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 90 MW	58
TABLA 4.2 DATOS DEL CASO BASE.	61
TABLA 5.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO MARÍA ELENA	65
TABLA 5.2 CARACTERÍSTICAS METEOROLÓGICAS DEL LUGAR DE ESTUDIO.	66
TABLA 5.3 DESGLOSE DE COSTOS DE INVERSIÓN, PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 90 MW (REFERENCIA AÑO 2015).	67
TABLA 5.4 DESGLOSE DE COSTOS DE INVERSIÓN EN USD/WP, PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 90 MW	67
TABLA 5.5 COSTOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ACTUALIZADOS PARA ENERO 2021. (FUENTE: PVXCHANGE)	68
TABLA 5.6-A COSTOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ACTUALIZADOS PARA ENERO 2021. (FUENTE: PVXCHANGE)	69

TABLA 5.6-B COSTOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ACTUALIZADOS PARA ENERO 2021. (FUENTE: PVXCHANGE).	70
TABLA 5.7 COSTOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ACTUALIZADOS PARA ENERO 2021. (FUENTE: PVXCHANGE)	71
TABLA 5.8 FACTORES CALCULADOS EN BASE A INDICADORES DE DICIEMBRE DEL 2015 Y ENERO DEL 2021	71
TABLA 5.9 COSTO DE INVERSIÓN SIN CONSIDERAR LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	72
TABLA 5.10 COSTO DE INVERSIÓN TOTAL PARA EL USO DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE CAPTACIÓN FOTOVOLTAICA	72
TABLA 5.11 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DEL PRIMER AÑO DE OPERACIÓN Y MANTENCIÓN.	73
TABLA 5.12 DATOS ASUMIDOS PARA EL CÁLCULO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL.	73
TABLA 5.13 ENERGÍA ANUAL GENERADA DE CADA OPCIÓN DE DISEÑO.	74
TABLA 5.14 LCOE OBTENIDO A PARTIR DE LAS DISTINTAS OPCIONES DE DISEÑO.	75
TABLA 5.15 VALORES ECONÓMICOS PROPUESTOS PARA EL CÁLCULO DEL WACC.	75
TABLA 5.16 LCOE OBTENIDO A PARTIR DE LAS DISTINTAS OPCIONES DE DISEÑO.	76
TABLA 5.17 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENCIÓN DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS.	76
TABLA 5.18 LCOE OBTENIDO A PARTIR DE LAS DISTINTAS OPCIONES DE DISEÑO.	77



Lista de Figuras

FIGURA 2.1 ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE (FUENTE: CEN).....	8
FIGURA 2.2: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS [6]	10
FIGURA 2.3 MAPA RADIACIÓN SOLAR CHILE (FUENTE: EXPLORADOR SOLAR).....	11
FIGURA 2.5 MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO.	18
FIGURA 2.6 MÓDULO FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO.	19
FIGURA 2.7 MÓDULO FOTOVOLTAICO DE PELÍCULA FINA.	20
FIGURA 2.8 MÓDULO FOTOVOLTAICO BIFACIAL MONOCRISTALINO.....	21
FIGURA 2.9 ESQUEMA DE CONEXIÓN TÍPICO DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO UTILIZANDO MICRO INVERSORES	22
FIGURA 2.10 ESQUEMA DE CONEXIÓN TÍPICO DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO UTILIZANDO INVERSORES STRING.....	22
FIGURA 2.11 ESQUEMA DE CONEXIÓN TÍPICO DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO UTILIZANDO INVERSOR CENTRAL	23
FIGURA 2.12 ESTRUCTURA FIJA [9]	24
FIGURA 2.13 ROTACIÓN EN UN SOLO EJE (HSAT) [9].....	25
FIGURA 2.14 ROTACIÓN EN DOS EJES [9].	25
FIGURA 2.15 ROTACIÓN EN UN SOLO EJE CON INCLINACIÓN (TSAT) [9].....	26
FIGURA 3.1 EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE BALANCE DE SISTEMA EN PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS [6].....	32
FIGURA 3.2 CRECIMIENTO DE LA POTENCIA INSTALADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SILICIO POLICRISTALINO.	45
FIGURA 3.3 PROYECCIÓN DE LA POTENCIA ACUMULADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SILICIO POLICRISTALINO.	46
FIGURA 3.4 PROYECCIÓN DE LOS COSTOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SILICIO POLICRISTALINO.	46
FIGURA 3.5 PROYECCIÓN DE LOS COSTOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ANTE CAMBIOS EN LA TASA DE RENDIMIENTO PROYECTADA.	47
FIGURA 3.6 PROYECCIÓN DE LA POTENCIA ACUMULADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SILICIO POLICRISTALINO.	50
FIGURA 3.7 EJEMPLO DE ESTRUCTURA DE CAPITAL DE INVERSIÓN.....	54
FIGURA 4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA.	57
FIGURA 4.2 COMPORTAMIENTO DEL WACC ANTE CAMBIOS EN EL PESO DE LA DEUDA BANCARIA.	59
FIGURA 4.3 COMPORTAMIENTO DEL WACC ANTE VARIACIONES DEL COSTO DE CAPITAL Y LA TASA DE INTERÉS.	60
FIGURA 4.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL WACC.	61
FIGURA 4.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL COSTO TOTAL DE INVERSIÓN.....	62

FIGURA 5.1 VISTA SATELITAL PARQUE FOTOVOLTAICO MARÍA ELENA (LATITUD: 22.2 °S, LONGITUD: 69.5 °O, ELEVACIÓN 1160 M).....	66
FIGURA A.1 EJEMPLO DE ATERRIZAMIENTO DE PANELES SOLARES.....	94
FIGURA A.2 ATERRIZAMIENTO DE INVERSOR-TRANSFORMADOR CON TIERRA DE SERVICIO Y TIERRA DE PROTECCIÓN.....	95
FIGURA A.3 ATERRIZAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL.	96



Abreviaciones

Mayúsculas

FV	: Fotovoltaico.
ERNC	: Energías Renovables No Convencionales.
LCOE	: Leverage Cost Of Energy.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
DNI	: Direct Normal Irradiance.
DHI	: Direct Horizontal Irradiance.
GHI	: Global Horizontal Irradiance.
NASA	: National Aeronautics and Space Administration.
WRDC	: World Radiation Data Center.
HSAT	: Seguimiento de eje horizontal.
TSAT	: Seguimiento de eje horizontal inclinado.
CC	: Corriente Continua.
CA	: Corriente Alterna.
DC	: Direct Current.
AC	: Alternating Current.
USD	: United States Dollars.
BOS.	: Balance Of System.
CAPEX	: Capital Expenditures.
OPEX	: Operational Expenditures.
C&M	: Construcción y Montaje.
EIA	: Estudio de Impacto Ambiental.
LR	: Learning Rate.
CAGR	: Compound Annual Growth Rate.
IPP	: Índice de Precios del Productor.
PPI	: Producer Price Index.
IPC	: Índice de Precios del Consumidor.
CPI	: Consumer Price Index.
MWh	: Mega Watt hora.
WACC	: Weighted Average Costo of Capital.
DS	: Decreto Supremo.
PMGD	: Pequeño Medio de Generación Distribuida.



Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

Junto con el desarrollo económico de un país, crece la demanda de energía y para satisfacer esta necesidad se crean nuevos proyectos de generación eléctrica. Sin embargo, el desarrollo industrial y tecnológico se ve reflejado muchas veces en un aumento de los niveles de contaminación del planeta, aumentando los niveles de gases de efecto invernadero, particularmente de dióxido de carbono, el cual es un gas que se libera de la quema de combustibles fósiles, carbón y otros elementos utilizados para la generación de energía eléctrica y otros procesos industriales. Para contribuir positivamente al cambio climático, el Gobierno de Chile en el año 2019 ha presentado un plan de descarbonización de la matriz energética, que consiste en el cierre de todas las centrales termoeléctricas durante el periodo comprendido hasta el año 2040. Junto con esto, se ha asumido el compromiso para el año 2050 de que Chile sea un país carbono neutral, es decir, que todo lo que sea emitido sea absorbido. Para cumplir con este compromiso es necesario aumentar la cantidad de fuentes de energía limpias y renovables en la matriz energética. En este contexto, las energías renovables no convencionales (ERNC) cobran vital importancia, puesto que como es sabido, no emiten gases de efecto invernadero. Particularmente, la energía solar fotovoltaica ha tenido un crecimiento exponencial durante los últimos años, gracias a la mejora en las técnicas de fabricación de módulos fotovoltaicos, lo que ha causado una baja sostenida en sus costos.

Gracias a que en Chile se encuentra el punto geográfico con la radiación solar más alta del planeta, se ha vuelto atractivo para invertir en la construcción de parques fotovoltaicos de gran potencia. El costo nivelado de la energía o LCOE por sus siglas en inglés, tiene una gran importancia en el contexto de inversión en fuentes de generación de energía, ya que provee un indicador que permite comparar distintas tecnologías con una misma escala, y de esta forma evaluar su rentabilidad.

Para invertir en proyectos fotovoltaicos de gran escala es necesario tomar en consideración una serie de criterios, tanto de selección del lugar como del tipo de tecnología que se definirá en la etapa de diseño. En el presente informe se evaluará la incidencia que

tiene cada una de las variables en el valor del LCOE y se buscarán las opciones que den como resultado una disminución en su valor y en consecuencia una mayor rentabilidad del activo de generación de energía.

1.2. Trabajos Previos

Para este estudio se realizó una revisión de los documentos encontrados en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y de la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el fin de obtener información con respecto a los parques fotovoltaicos de alta potencia que operan actualmente en Chile. También se ha hecho una revisión exhaustiva de publicaciones de distintas investigaciones encontradas en fuentes como IEEE Explorer, publicaciones de revistas científicas, y otras fuentes, con el fin de obtener datos económicos actualizados, métodos de cálculo del LCOE y el estado actual de las distintas tecnologías y soluciones en el área de generación solar fotovoltaica.

1.3. LCOE

- ♣ Vartiainen, E, Masson, G, Breyer, C, Moser, D, Román Medina, E. “*Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity.*” *Prog Photovolt Res Appl.* 2020; 28: 439– 453.

En este trabajo se presenta una metodología de cálculo para obtener el valor de LCOE para plantas fotovoltaicas. Además, presenta un criterio para obtener los valores de CAPEX, OPEX y WACC. Se proyecta la evolución futura del mercado fotovoltaico basándose en una metodología de cálculo que permite obtener una proyección de los valores de LCOE para el 2050 a través de las curvas de aprendizaje que representan la evolución proyectada que tendrían los costos de los equipos principales que forman parte de la instalación fotovoltaica.

- ♣ Carlos D. "*Global Techno-Economic Performance Of Bifacial And Tracking Photovoltaic Systems*", Artículo, Revista Joule, Junio 03, 2020

En este documento se realiza una comparación entre las distintas tecnologías existentes para la construcción de parques solares fotovoltaicos. Se comparan las tecnologías monofaciales y bifaciales, utilizando distintos tipos de estructuras de montaje y sistemas de seguimiento solar, tales como estructura fija, rotación de eje horizontal de un eje con y sin inclinación, rotación en dos ejes. Además, se analiza como esto y otras variables económicas y características de radiación inciden en el valor del LCOE a nivel global. En este documento también se pueden encontrar costos actualizados de varias tecnologías disponibles.

1.4. Diseño de plantas solares FV.

- ♣ Javier P. "*Estudio Y Desarrollo De Una Planta Solar Fotovoltaica*" Ingeniería de organización y administración de empresas, UPM, Madrid, España (2016).

En este trabajo de investigación se plantea el proceso de desarrollo que sigue una planta solar fotovoltaica, así como el análisis de los factores técnicos y criterios de diseño que tienen un impacto en la producción de energía y por lo tanto en el rendimiento económico.

- ♣ Oscar M. "*Estudio de factibilidad técnico y económico de una planta solar fotovoltaica en el SING/SIC*", PUC, Valparaíso, Chile, 2017.

En este informe se explican aspectos teóricos acerca de la energía solar fotovoltaica. Se detalla el proceso y los elementos involucrados en la conversión de energía solar a energía eléctrica, para posteriormente ser inyectada al sistema eléctrico. Se definen criterios para la selección del lugar para instalar un parque solar FV. Se muestran resultados del uso de dos tipos de tecnologías, paneles montados sobre soportes fijos y soportes con sistema de seguimiento en un solo eje.

1.5. Estudios realizados por la CNE en Chile.

- ♣ *“Estudio Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta, en el SIC, SING y Sistemas Medianos; y determinación de Costos de Inversión por fuente de generación”* Comisión nacional de energía (CNE) - 2015.

Es un estudio realizado por la comisión nacional de energía, donde se detallan los costos de inversión y operación de distintas fuentes de energía en Chile. De este estudio se destaca la estructura de CAPEX de diferentes tecnologías de generación, a su vez, plantea una metodología útil para llevar los precios detallados en los costos de inversión a un valor presente mediante el uso de índices económicos nacionales e internacionales.

1.6. Memorias de título.

- ♣ Franco Ortega *“Calculo de LCOE en Parques FV de Gran Potencia”* Memoria de título, UDEC, Concepción, Chile, 2018.



En este estudio, se plantea la metodología para el cálculo del costo nivelado de la energía, y se aplican en la planta solar María Elena, ubicada a 15 kilómetros al noroeste de la localidad de María Elena, en la región de Antofagasta. En este estudio se aportan datos de radiación y costos referenciales de inversión.

1.7. Discusión

Debido al crecimiento exponencial que ha tenido la energía fotovoltaica a nivel mundial y a las características particularmente favorables del norte de Chile, el país se ha convertido en el foco de atención para inversionistas, que buscan ejecutar proyectos fotovoltaicos de gran escala. Este último punto se ve reforzado por la cantidad de proyectos que se han llevado a cabo en Chile, lo que muestra el potencial del territorio para la generación de energías limpias como la ya mencionada. La bibliografía analizada muestra la importancia del costo nivelado de la energía como un indicador de rentabilidad, que permite comparar distintas fuentes de energía renovable desde un punto de vista financiero, y gracias a esto, es posible saber con antelación el rendimiento económico que posee un activo de generación de energía.

La importancia de realizar el presente estudio radica en la necesidad de encontrar estrategias para reducir el costo nivelado de la energía para futuros proyectos que se realizarán en Chile, gracias a la disminución sostenida en los precios de los distintos equipos y componentes requeridos para la construcción de parques solares. Para alcanzar este objetivo, es necesario analizar la incidencia de cada uno de los factores que dan como resultado el valor de LCOE, a través de un análisis de sensibilidad, y además plantear una forma de estimar los costos de inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento.

1.8. Hipótesis de Trabajo

El valor nivelado de la energía (LCOE) tiene una alta incidencia en la rentabilidad que presenta un parque solar fotovoltaico, y su valor depende de múltiples factores que de no evaluarse de manera conveniente pueden elevar los costos de generación y mantenimiento de un parque afectando su rentabilidad.

1.9. Objetivos

1.10. Objetivo General

Analizar los criterios de diseño de los parques FV de alta potencia, sobre 10 MW, y evaluar su incidencia en los valores de CAPEX y OPEX y ver cómo afecta en los valores de LCOE.

1.11. Objetivos Específicos

- Analizar los criterios de cálculo de los valores de CAPEX, OPEX y LCOE aplicados en los parques FV de alta potencia
- Determinar cómo la composición de un parque FV de alta potencia incide en los valores de CAPEX OPEX y LCOE
- Aplicar los resultados obtenidos en un ejemplo de aplicación

1.12. Alcances y Limitaciones

- Para el presente estudio se considerará como plantas solares fotovoltaicas de gran potencia, solo a aquellas que posean una potencia nominal mayor a 9 MW según se estipula en DS N°88.
- Conceptos referentes a contratos de venta de energía no se encuentran dentro de los alcances de este estudio.
- No se cuenta con una ingeniería de detalles que permita realizar un análisis de precios unitarios, por lo tanto, los cálculos de CAPEX y OPEX serán estimados con datos de uso público.

1.13. Temario

Este documento se divide en siete capítulos. A continuación, se describe de manera general cada uno de ellos.

Capítulo 1: Corresponde a la revisión bibliográfica, hipótesis objetivos alcances y generalidades del tema trabajado.

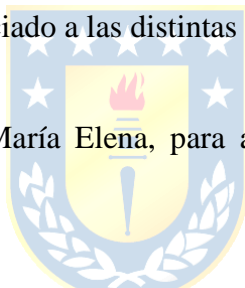
Capítulo 2: Trata los principios básicos y actualidad referente a energía solar fotovoltaica. Se realiza un repaso acerca de los elementos que componen una instalación fotovoltaica y se muestran las distintas tecnologías disponibles actualmente en el mercado.

Capítulo 3: Se explica la metodología utilizada para el cálculo del costo nivelado de la energía. Además, se plantea una forma de estimar el CAPEX y OPEX, basándose en datos de uso público.

Capítulo 4: Se realizan análisis de sensibilidad para obtener información acerca de la incidencia que tiene cada costo asociado a las distintas opciones de diseño.

Capítulo 5: Se utiliza la planta María Elena, para aplicar los conceptos explicados en capítulos anteriores.

Capítulo 6: Conclusiones y futuras líneas de investigación.



Capítulo 2. Principios básicos

2.1. Introducción

En Chile se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la energía eólica, centrales hidroeléctricas de hasta 20 MW, biomasa, biogás, geotermia, solar y la energía mareomotriz. Las energías renovables se caracterizan por no emitir gases de efecto invernadero y contribuyen a reducir el impacto de los combustibles fósiles en el cambio climático. La energía solar fotovoltaica forma parte del grupo de las energías renovables, representa un 44% de la producción de ERNC y actualmente la energía solar tiene una participación del 12% en el sistema eléctrico nacional, con una potencia instalada de 2.765 MW [1].

En este capítulo, se realizará un repaso acerca de los principios básicos de la energía solar fotovoltaica, los equipos que hacen posible la conversión de la luz solar en energía eléctrica y su inyección en el sistema interconectado.

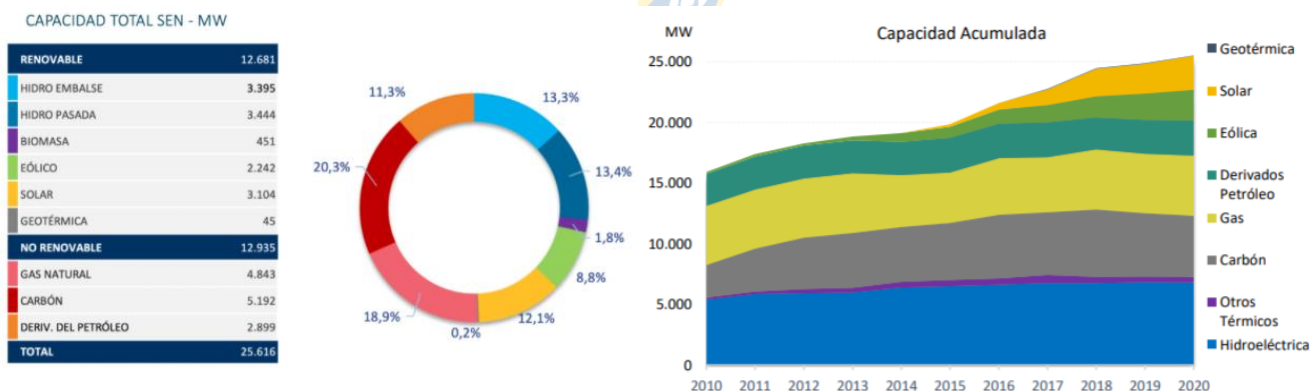


Figura 2.1 Estado actual de la energía eléctrica en Chile (fuente: CEN)

2.2. Energía solar fotovoltaica

Gracias al descubrimiento de un fenómeno derivado del efecto fotoeléctrico llamado efecto fotovoltaico en 1839 por el francés Henri Becquerel [2], es posible generar energía

eléctrica a través de la exposición a la luz solar de celdas fotovoltaicas formadas por semiconductores. Estas celdas fabricadas principalmente a base de silicio con la adición de impurezas como el Boro y Fósforo son montadas sobre paneles e interconectadas entre sí, y son capaces de convertir parte del espectro electromagnético en una corriente eléctrica de naturaleza continua y de tensión reducida. Cada celda es capaz de generar entre 2 a 4 Amperes a una tensión de 0,46 a 0,48 Volts [2]. En consecuencia, la potencia peak que entrega cada panel dependerá de la cantidad de celdas que lo conformen, su interconexión, el material y la técnica de fabricación usada.

Con el avance tecnológico en equipos capaces de convertir corriente continua en corriente alterna, es posible utilizar el recurso solar para generar grandes volúmenes de energía. No obstante, para alcanzar tal magnitud, es necesario contar con una gran cantidad de módulos fotovoltaicos e interconectarlos para obtener la tensión y corriente necesarias [3]. Las zonas con una alta radiación se consideran idóneas para aprovechar el recurso solar, como es el caso del desierto de Atacama, el cual, es la zona geográfica con mayor cantidad de radiación global horizontal del planeta. Las características de radiación de ese lugar convierten a este país en un sitio idóneo para la generación de energía solar fotovoltaica y atractivo para las inversiones en proyectos fotovoltaicos, esta idea se ve reforzada debido a la madurez que ha alcanzado el mercado fotovoltaico que trae consigo una baja sostenida en el precio de los módulos y los componentes que forman parte del sistema. [4][5].

2.3. Evolución global del mercado fotovoltaico

Según analistas, en el 2019 se ha alcanzado un máximo de 114,5 GW de potencia instalada en módulos fotovoltaicos a nivel global [5]. El comportamiento global del mercado ha mostrado una tendencia exponencial hacia el crecimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas. Esto se muestra en la figura 2.2, este fenómeno es debido al aumento del número de proyectos que utilizan este tipo de tecnología y a formulación de políticas que buscan aportar a contrarrestar el cambio climático. En general se espera que el mercado fotovoltaico siga en crecimiento, especialmente para las instalaciones a gran escala y la generación distribuida.

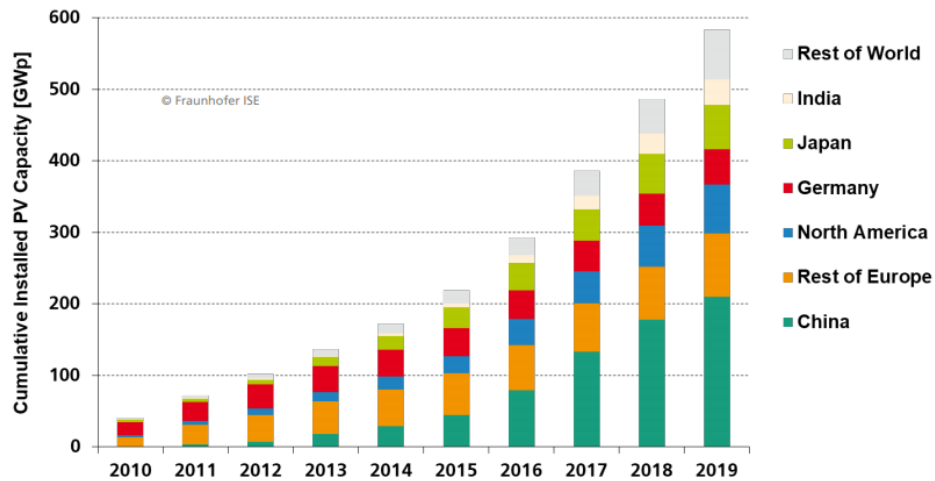


Figura 2.2: Evolución de la capacidad instalada de módulos fotovoltaicos [6]

2.4. Radiación solar en Chile

Se tiene una gran variedad de climas a lo largo del territorio nacional. Esto visto desde el punto de vista de radiación solar, es posible encontrar una gran diversidad de magnitudes de radiación (figura 2.7.1). Sin embargo, en el norte grande, precisamente en el desierto de Atacama, es donde se encuentra el lugar con la mayor cantidad de radiación del planeta, alrededor de 7,5 [kWh/m²/día] [6]. Esto convierte a Chile en uno de los países más atractivos para invertir en fuentes de energías renovables no convencionales que utilicen el recurso solar para generar energía limpia.

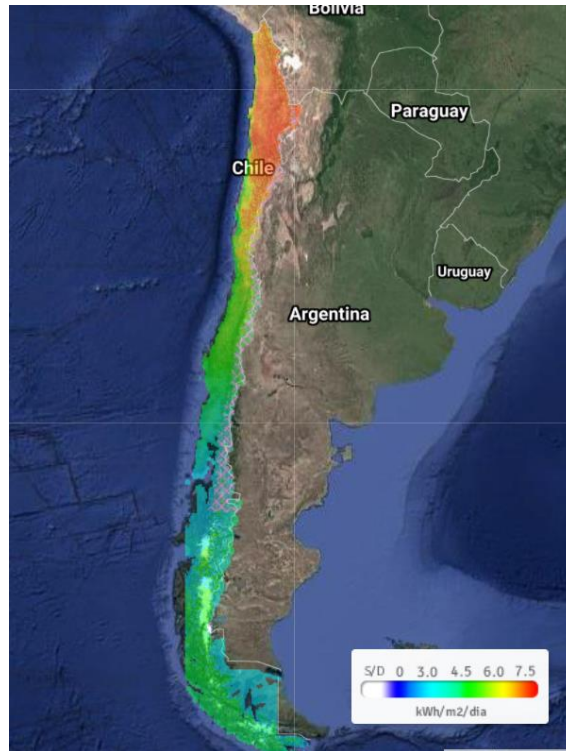


Figura 2.3 Mapa radiación solar Chile (*Fuente: Explorador solar*)

2.5. Componentes de la irradiación solar

La radiación solar es un concepto que se utiliza de manera general para referirse a la luz del sol que incide sobre los materiales sin asociarse a ninguna magnitud física. Mientras que los términos irradiación e irradiancia corresponden a la energía y la potencia respectivamente, producida por la radiación solar en un punto dado. En unidades del sistema internacional de medida (SI) las magnitudes de irradiación e irradiancia se expresan en $[\text{Wh}/\text{m}^2]$ y $[\text{W}/\text{m}^2]$ [7].

La radiación solar percibida desde la superficie de la Tierra varía su intensidad dependiendo de muchos factores, tales como la estación, la hora, latitud y condiciones climáticas [8]. Esta se puede expresar de distintas maneras:

- Irradiancia Normal Directa (DNI) Es aquella que ingresa de manera perpendicular a la atmósfera terrestre.

- Irradiancia Horizontal Difusa (DHI) es aquella que proviene de dispersión de la radiación normal directa al entrar en contacto con la atmosfera. En consecuencia, es más elevada en presencia de nubosidad.
- La irradiancia Global Horizontal (GHI) es la suma de las dos componentes mencionadas, DNI y DHI teniendo en cuenta el ángulo entre los rayos del sol y la vertical con respecto a la superficie.

2.6. Albedo

El albedo es el porcentaje de luz solar que se refleja sobre una superficie con respecto a la luz que incide sobre ésta. El valor varía según el material sobre el cual se refleja la luz solar, su composición química y humedad que presenten [9]. Se presentan en la tabla 2.1, los valores de albedo para cada material.

Tabla 2.1 Albedo de distintos tipos de material [2].

Superficie	Albedo aproximado (α)
Cuerpo negro	0
Bosque	0,05-0,2
Pastizales y cultivos	0,1-0,25
Suelo de tierra oscura	0,1-0,2
Arena	0,2-0,4
Albedo medio del planeta Tierra	0,36
Granito	0,3-0,35
Hielo glacial	0,3-0,4
Suelo de tierra clara	0,4-0,5
Nieve fresca y profunda	0,9
Agua	0,1-1
Superficie blanca absoluta	1

2.7. Obtención de datos de radiación

Para estimar correctamente la producción de una planta solar, es necesario conocer los datos de radiación del lugar donde será construida. Para esto existen dos formas de obtener esta información, la primera es a través de estaciones meteorológicas terrestres, que son de

una gran precisión debido a que obtienen mediciones en terreno a través de instrumentos dedicados a la obtención de estos datos. Uno de los instrumentos utilizados es el pirheliómetro, este mide la radiación directa y también es capaz de obtener los datos de radiación difusa, realizando una diferencia entre la radiación medida y la radiación corregida para el plano horizontal Sin embargo, realizar estas mediciones suele ser costoso, a causa de los elevados precios de los instrumentos y a la mantención periódica que se debe llevar a cabo para evitar un error mayor al medir, además, estas mediciones al ser puntuales no son fácilmente extrapolables a un radio mayor al que se informa en la ficha técnica [3].

La segunda forma de obtener los datos de radiación del lugar es a través de estaciones satelitales. La precisión es menor si se compara con las estaciones terrestres, debido a que los datos entregados están basados en algoritmos de cálculo que utilizan variables físicas, meteorológicas y geométricas. Dentro de las principales desventajas se encuentra que la precisión de los datos aumenta cuando son llevados a una escala temporal más grande, es decir, si la cantidad de tiempo entre los datos registrados es mayor, los errores asociados podrían ser mayores, esto podría afectar al diseño de instalaciones fotovoltaicas produciendo que sean dimensionadas de manera errónea. A pesar de esto, este sistema es comúnmente utilizado y se suele complementar con mediciones terrestres para contrastar las mediciones y datos obtenidos y así tener datos más precisos. Algunas de las fuentes de datos de radiación solar más utilizadas son las siguientes:

- NASA
- Explorador solar de la Universidad de Chile y Ministerio de energía.
- World Radiation Data Center (WRDC)

La forma de acceder es a través de sus respectivas páginas web. Para efectos prácticos, en este estudio se utilizará el explorador solar de la Universidad de Chile.

2.8. Clasificación de proyectos fotovoltaicos.

Se consideran según el decreto supremo N°88 publicado en el año 2020, que las instalaciones fotovoltaicas con una potencia de generación inferior a 9 MW, pertenecen a la categoría de

pequeño medio de generación distribuido (PMGD) y aquellas que superen los 9 MW, pertenecen al grupo denominado Gran Escala o Utility-Scale como se le conoce internacionalmente.

2.9. Principales componentes de una planta de generación fotovoltaica

Se define una instalación fotovoltaica como el conjunto de módulos fotovoltaicos y equipos que permiten la generación de energía eléctrica a través de la conversión de luz solar en una corriente eléctrica mediante el uso de celdas solares que convierten la energía solar en una diferencia de potencial. Este voltaje genera una corriente continua, la cual, es transformada en corriente alterna por un inversor-transformador que eleva el voltaje para ser transportada en media tensión hacia una subestación, desde donde se inyectará a la red de transmisión o distribución eléctrica [2][3].

Las plantas solares pueden ser clasificadas en tres grupos [3]. Las instalaciones aisladas de la red o también conocidas como off grid, son aquellas que están diseñadas para operar en lugares remotos o donde no se tenga acceso a una red de distribución a la cual sea posible inyectar la energía generada por los arreglos fotovoltaicos, por lo tanto, es común que se cuente con un sistema de baterías para almacenar la energía y posteriormente utilizarla según las necesidades del usuario [7]. Los componentes principales de una planta FV off grid son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores
- Reguladores de carga
- baterías
- Otros componentes como cableado, protecciones, etc.

Las instalaciones conectadas a la red u on grid, en contraste con las off grid, están diseñadas para operar sin baterías e inyectar la energía a la red de distribución, la arquitectura tipo de una planta FV conectada a la red se muestra en la figura 2.4, se puede notar la ausencia

de baterías y la existencia de una subestación, cuyo fin es elevar la tensión para hacer posible el transporte de la energía generada [7].

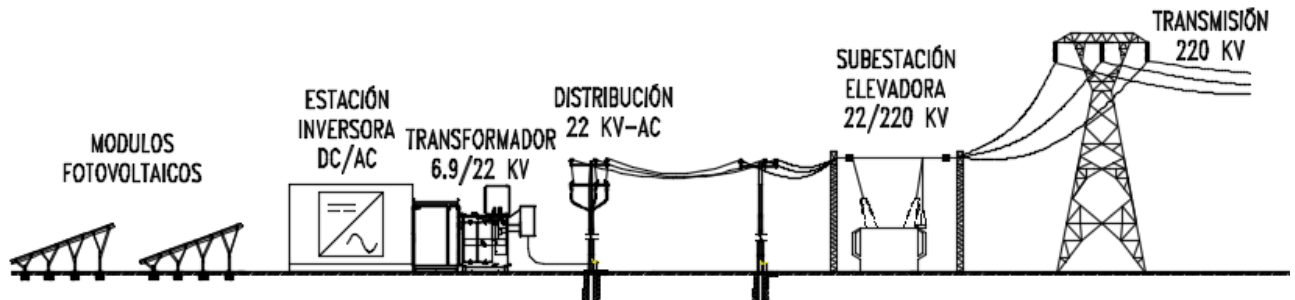


Figura 2.4 Componentes de una planta solar fotovoltaica

Existen también los sistemas fotovoltaicos híbridos que consisten en arreglos fotovoltaicos conectados a red (on-grid) con un sistema de baterías, con el fin de almacenar los excedentes de energía.

Los sistemas fotovoltaicos también pueden clasificarse según la potencia nominal que entregan, existiendo sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales o industriales, los últimos son los llamados, sistemas FV de alta potencia. Para estos sistemas, el uso de baterías no resulta rentable ya que eleva demasiado los costos de inversión y aumenta a su vez el costo nivelado de la energía [8].

2.10. Módulos fotovoltaicos

Forman parte de los principales componentes de una instalación fotovoltaica, ya que son los dispositivos generadores que producen electricidad a partir de la energía lumínica que incide sobre ellos. Estos poseen diversas características que se deben tomar en cuenta a la hora del diseño de parques solares, tales como [7]:

- **Eficiencia de conversión:** Esta es normalmente expresada en un porcentaje, representa la cantidad de energía solar que es convertida en energía eléctrica, se calcula a través de la siguiente ecuación [7]:

$$\eta = \frac{P_m}{E \cdot A_c} \quad (1)$$

Donde:

P_m : Potencia máxima de un panel solar medido en condiciones estándar [W] (25° C, irradiancia de 1 kW/m² y presión de 1,5 Atm)

E : irradiancia que recibe el módulo [W/m²]

A_c : Área del módulo [m²]

- **Potencia peak:** Representa la potencia máxima (en corriente continua) que es capaz de generar el módulo fotovoltaico.
- **Tipo de panel:** Es principalmente, el material con el cual está fabricado el módulo fotovoltaico, esta cualidad está ligada a la eficiencia de conversión que tendrá el dispositivo.

Junto con el crecimiento de la capacidad instalada de módulos fotovoltaicos a nivel global, también ha aumentado el desarrollo tecnológico de estos equipos, apareciendo en el mercado diversos tipos de tecnologías que cuentan con distintas características de eficiencia y ofrecen distintas prestaciones, en la tabla 2.2 se ilustran:

Tabla 2.2 Eficiencia de conversión de distintos tipos de módulos fotovoltaicos [6].

Tipo	Eficiencia máxima típica	área
Silicio Monocristalino	24.4 %	1.32 m ²
Silicio Policristalino	19.9 %	1.51 m ²
CIGS (Cobre, Indio, Galio y Selenio)	19.2 %	0.84 m ²
Cdte (Teluro de Cadmio)	19 %	0.7 m ²
Perovskite (trioxido de Teluro y Calcio)	16.1 %	0.8 m ²

Estas características de eficiencia mostradas en la tabla 2.2, son obtenidas mediante ensayos realizados en laboratorio bajo condiciones ideales de funcionamiento. Como es de

esperar, los módulos fotovoltaicos no operarán bajo estas condiciones y en consecuencia sus características de eficiencia se verán afectadas en función de las condiciones de operación del lugar donde estén instalados. Por ejemplo, a mayor temperatura, la eficiencia de los módulos se verá afectada de manera negativa, disminuyendo su valor y en consecuencia produciendo menos energía. En el caso contrario, a bajas temperaturas la eficiencia de conversión de las celdas solares aumenta. También es importante destacar que, al exponer los módulos fotovoltaicos a una mayor cantidad de radiación, estos producen mayor energía. Las características de eficiencia del módulo dependerán del material y la técnica con la que fue construido, los más utilizados en las plantas solares fotovoltaicas de gran potencia son los módulos de silicio cristalino debido a que posee una eficiencia relativamente alta comparada con las otras tecnologías mostradas en la tabla 2.2. Los módulos de silicio monocristalino destacan por su eficiencia, la cual es mayor al del silicio policristalino. Sin embargo, considerando el factor económico, las celdas de silicio policristalino son las más utilizadas debido a que tienen un menor costo que el silicio monocristalino. A continuación, se describen los distintos tipos de tecnologías que existen actualmente.



2.11. Módulos fotovoltaicos monocristalinos

Son un tipo de panel solar que está construido en base de silicio, la técnica utilizada para la confección de estos módulos da como resultado una estructura ordenada, lo cual lo dota de una alta eficiencia que actualmente se encuentra alrededor del 21%.



Figura 2.5 Módulo fotovoltaico monocristalino.

2.12. Módulos fotovoltaicos policristalinos

Estos módulos, al igual que el anterior, son fabricados en base de silicio, pero la técnica utilizada para confeccionar estos módulos fotovoltaicos da como resultado una estructura menos ordenada y una menor eficiencia en comparación a los módulos monocristalinos. Sin embargo, con la mejora en las técnicas de manufactura en los últimos años, la brecha entre la eficiencia de ambos módulos se ha disminuido, no obstante, este módulo sigue presentando una eficiencia de conversión menor a la del monocristalino, por ende, su precio en el mercado es menor.



Figura 2.6 Módulo fotovoltaico policristalino.

2.13. Módulos fotovoltaicos de película fina

Un módulo fotovoltaico de este tipo se obtiene mediante el depósito de una o más capas delgadas de material fotovoltaico sobre un sustrato, tal como vidrio, plástico o metal. El grosor de la película puede variar desde magnitudes nanométricas hasta decenas de micrómetros. La película es mucho más delgada que la de una celda solar de silicio cristalino convencional, que se fabrica con capas de hasta 200 μm de espesor. Esto permite que los

módulos de película fina sean flexibles y de menor peso. Estas características permiten que los módulos fotovoltaicos de película fina tengan distintas aplicaciones, por ejemplo, se utiliza en la construcción de sistemas fotovoltaicos integrados y al ser semitransparente se puede laminar en ventanas.

La tecnología de película fina, a lo largo de la historia ha sido más económica pero menos eficiente que la tecnología convencional. Sin embargo, ha mejorado significativamente con los años. La eficiencia de la celda de laboratorio para celdas a base de telurio de cadmio y CIGS, actualmente supera el 21%, superando al silicio policristalino, el tipo de módulo más utilizado. Sin embargo, en pruebas de laboratorio, se ha determinado que la vida útil de esta tecnología es mucho menor que la convencional, presentando una degradación mucho más acelerada que la del silicio policristalino, haciendo menos rentable su uso a gran escala.



Figura 2.7 Módulo fotovoltaico de película fina.

2.14. Módulos fotovoltaicos bifaciales

Una alternativa que ofrece el mercado para maximizar la recolección de energía solar son los módulos FV bifaciales. Los módulos bifaciales son aquellos que poseen celdas fotovoltaicas en la parte posterior de los módulos, la cual tiene como función, recolectar la energía de la luz solar reflejada en la superficie del suelo lo cual se conoce como albedo solar. Esta se representa a través de una ganancia bifacial (BG), y se utiliza para estimar la energía total que recolectará la planta fotovoltaica durante su vida útil [9].

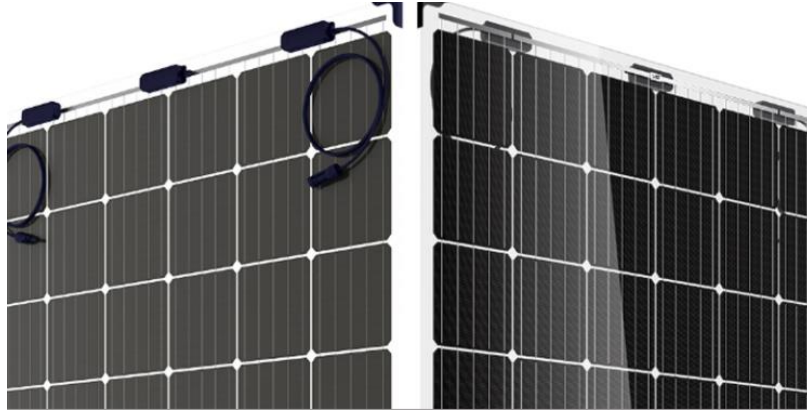


Figura 2.8 Módulo fotovoltaico bifacial monocristalino.

La ganancia bifacial está definida por [9]:

$$BG(\%) = \frac{e_b - e_m}{e_m} \cdot 100 \quad (2)$$

Donde

e_b : Rendimiento energético normalizado en kWh/kWp del sistema fotovoltaico bifacial.

e_m : Rendimiento energético normalizado en kWh/kWp del sistema fotovoltaico monofacial.

2.15. Inversores

Existen distintas arquitecturas de diseño, dependiendo de la forma en la que sean conectados los módulos a las estaciones inversoras. De acuerdo con las características del diseño se puede clasificar a los inversores de la siguiente forma:

- **Micro inversor:** es un inversor de baja potencia de entrada, que está diseñado para usarse de manera individual en cada módulo. El uso de estos inversores mejora la productividad de la instalación, debido a que el sistema de seguimiento del punto de

máxima potencia estaría ajustado a las condiciones individuales de cada módulo fotovoltaico. Los costos de mantenimiento de este tipo de inversores son muy bajos, debido a que en caso de falla solo se limita a la reposición del equipo y en esa circunstancia, no existe una gran pérdida de producción puesto que solo se encontraría fuera de servicio el módulo que está conectado al micro inversor.

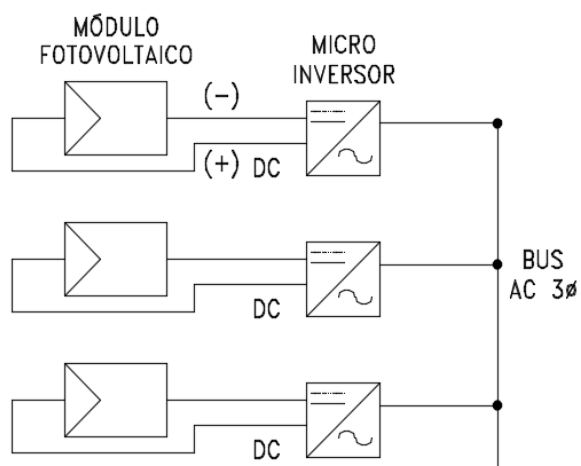


Figura 2.9 Esquema de conexión típico de un arreglo fotovoltaico utilizando micro inversores

- **Inversor string:** Como su nombre lo indica, estos inversores están diseñados para conectar un conjunto de módulos fotovoltaicos en serie formando un string cuya salida estaría conectada directamente a un inversor.

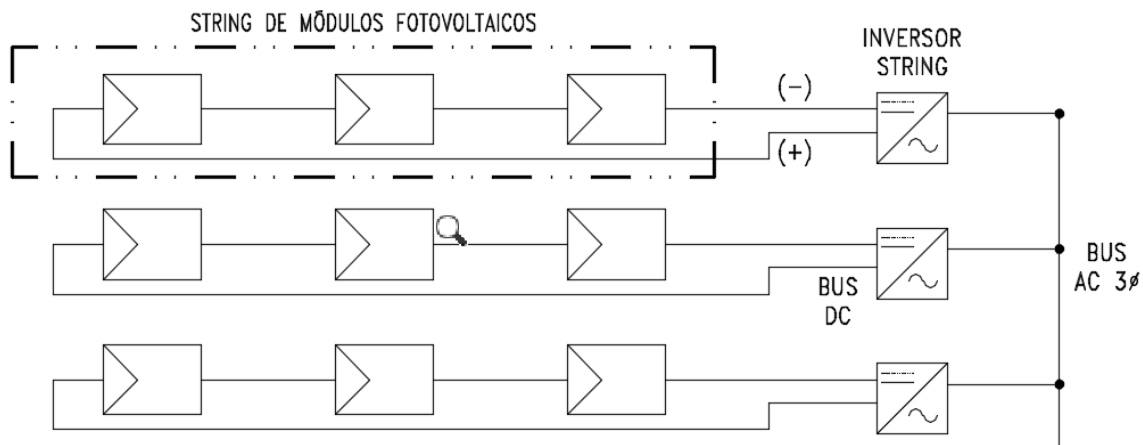


Figura 2.10 Esquema de conexión típico de un arreglo fotovoltaico utilizando inversores string

- Inversor central:** Los arreglos fotovoltaicos diseñados con inversor central, a diferencia de los anteriores mencionados, se conectan varios módulos en serie para formar strings y varios de estos string se conectan en paralelo a un mismo inversor. Esta topología es la más usada en plantas solares fotovoltaicas de alta potencia debido a su bajo costo de inversión inicial en comparación a los otros tipos de inversores. Sin embargo, las desventajas de utilizar este tipo de conexión radican en la cantidad de potencia que se dejaría de producir si el equipo presenta fallas. Además, el sistema de monitoreo del punto de máxima potencia se ajusta a la peor condición, y en casos de sombreado en uno de los módulos, la capacidad de producción se vería limitada.

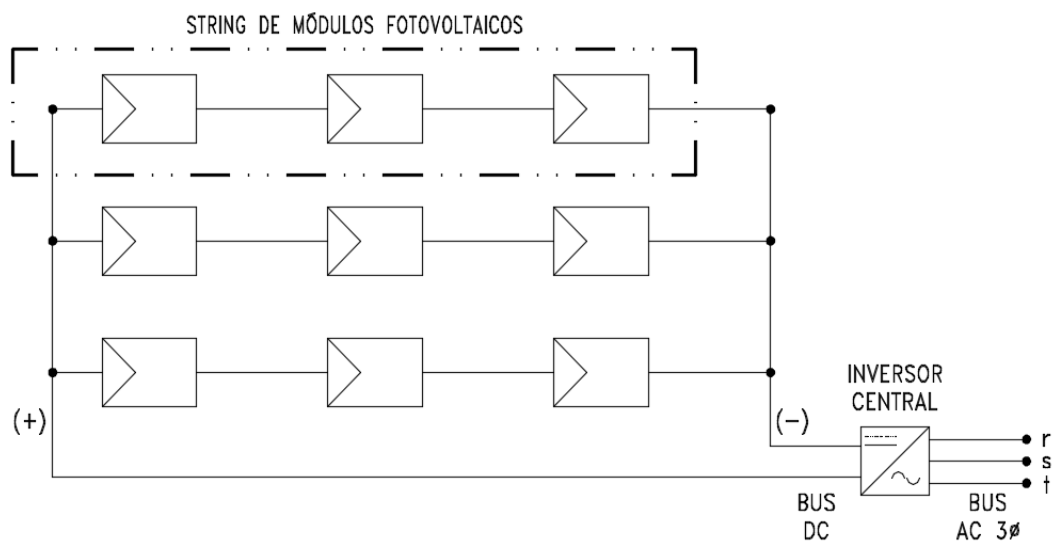


Figura 2.11 Esquema de conexión típico de un arreglo fotovoltaico utilizando inversor central

Dependiendo de la configuración escogida para la confección del sistema de generación fotovoltaica, se incorpora un transformador en la salida para elevar la tensión, esto con el fin de transportar la energía hasta la subestación o a la red de distribución según corresponda al diseño.

2.16. Tipos de Estructura

Para darle el ángulo necesario de inclinación a los módulos fotovoltaicos es necesario montarlos sobre algún tipo de estructura. Existen tres tipos de estructuras [9]:

A. Fija

Consta de una estructura metálica que sostiene los módulos fotovoltaicos con una cierta inclinación y orientados hacia el ecuador. La ventaja de este tipo de estructura radica en su simpleza, lo cual tiene como consecuencia un bajo costo tanto en materiales como en mano de obra. Por otro lado, su desventaja principal es la falta de capacidad de orientar los módulos fotovoltaicos en una posición que maximice su captación.



Figura 2.12 Estructura fija [9]

B. Sistemas de seguimiento de un solo eje

A diferencia del sistema de soporte fijo, este sistema es capaz de rotar los módulos fotovoltaicos en torno a un solo eje que es alineado con la dirección norte-sur, de esta forma, posiciona los paneles solares dependiendo de la posición del sol, girándolos de este a oeste, con el fin de optimizar el ángulo de incidencia de los rayos del sol, y de esta forma optimizar la producción de energía eléctrica, siendo esta su principal ventaja, ya que, este sistema permite aumentar la producción hasta un 50% con respecto a los módulos fotovoltaicos instalados sobre un soporte fijo con inclinación.



Figura 2.13 Rotación en un solo eje (HSAT) [9]

C. Sistemas de seguimiento de dos ejes

Proporciona un rango de movimiento en dos ejes que permite orientar el panel en la dirección del sol y de esta forma la luz incide de manera perpendicular. Esto mejora la producción de 5 a 10% más que un sistema de seguimiento solar de un solo eje. Sin embargo, el costo de inversión y mantenimiento es mucho más elevado, haciendo rentable su uso solo cuando los costos de ventas superan por mucho al costo nivelado de la energía.

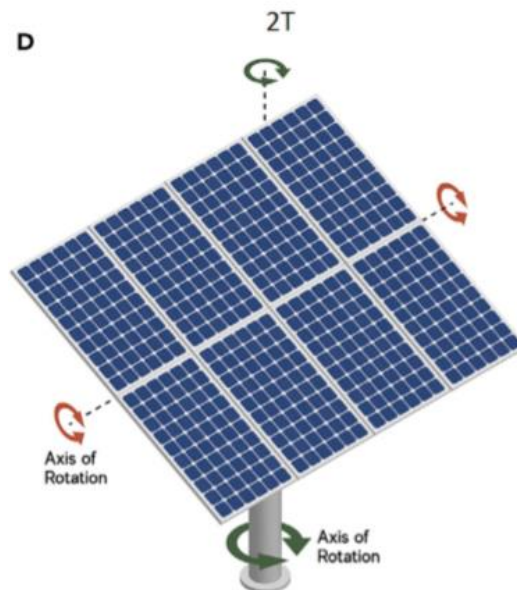


Figura 2.14 Rotación en dos ejes [9].

D. Sistemas de seguimiento de un solo eje inclinado

Es un sistema híbrido que resulta de combinar la inclinación de las estructuras de soporte fija y la rotación en un solo eje de los sistemas descritos en el inciso B, con el objetivo de minimizar aún más el ángulo de incidencia de la luz solar y la normal del módulo FV. Este tipo de estructura resulta costosa y su ganancia de producción no resulta ir más allá del 2% respecto a los módulos fotovoltaicos montados sobre una estructura de seguimiento de un solo eje [9].

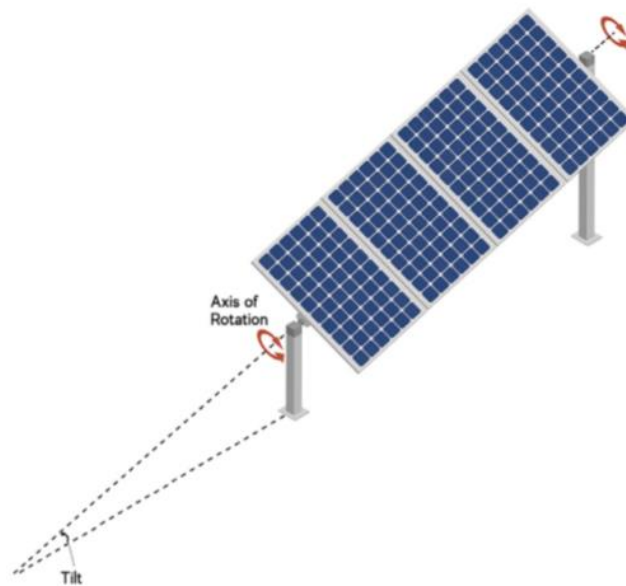


Figura 2.15 Rotación en un solo eje con inclinación (TSAT) [9].

2.17. Pérdidas en un sistema FV

Las pérdidas siempre forman parte de cualquier sistema de generación, en este caso particular, las pérdidas en el sistema se producen en la conversión de energía solar a eléctrica, que dependen de las características de radiación solar. Además, se tienen pérdidas en los equipos que componen la instalación. A continuación, se muestra en la tabla 2.1 los valores máximos de las distintas pérdidas en el proceso fotovoltaico que se deben considerar al momento del diseño de la instalación y en la confección de planes de mantenimiento y operación.

Tabla 2.1 Rangos máximos y admisibles a considerar como criterios de diseño [6].

Tipo de pérdida	Rango admisible o criterio
Sombreado	< 5%
Polvo y suciedad	< 3.5%
Temperatura	Dependen de la temperatura ambiente
Dispersión de parámetros	< 1%
Cableado AC	< 0.5%
Cableado CC	< 1.5%
Rendimiento del inversor	< 2.5%
Transformador elevador	< 1.2%

2.18. Criterios de diseño

Todo proyecto se origina en base a la necesidad de solucionar un problema, por lo tanto, se debe pasar por una serie de etapas o fases con el fin de lograr una solución específica al problema o necesidad inicial. En etapas de diseño participan las distintas disciplinas, que tienen como propósito, generar las especificaciones técnicas a partir de un conjunto de criterios y reglas basado en los conocimientos que posee cada especialidad y acotados por la normativa y estándares internacionales. En la primera etapa, se buscan conceptos que suponen un principio de solución al problema, se analizan las posibles soluciones y se evalúan con respecto a las restricciones impuestas por el mandante o los límites económicos que existan. En el contexto que se refiere a proyectos de generación de energía solar fotovoltaica, los criterios de diseño están limitados para cumplir con tres criterios fundamentales: Rendimiento económico del proyecto, inversión económica y ocupación del terreno. Esto significa, que toda posible solución y decisiones de diseño, deben estar orientadas a maximizar las utilidades de la inversión inicial. Esto se logra, evaluando todas las posibles opciones que existen para construir una instalación fotovoltaica, tanto las características técnicas de los equipos que componen el proyecto y la arquitectura, como las características meteorológicas de la zona que se escogerá para el asentamiento del parque solar. Para esto, es necesario comenzar conociendo el espacio disponible para la construcción, si este no es una limitante, se debe definir la potencia nominal que se requiere generar, una vez tomada la decisión, se procede a especificar la forma y los parámetros en base a los criterios de diseño que se utilizarán. Además, se debe garantizar que los criterios

de diseño cumplan con la normativa vigente. Las consideraciones básicas que se deben tomar en cuenta en el diseño de plantas solares fotovoltaicas se encuentran detalladas en el anexo A.

2.19. Discusión y conclusiones

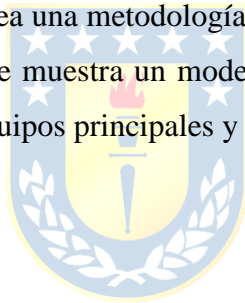
En este capítulo se expusieron los conceptos básicos y los equipos de conversión actualmente disponibles en el mercado que se deben conocer para comprender la topología de un parque solar fotovoltaico de alta potencia. Se ha mostrado el estado actual de la tecnología fotovoltaica en Chile y la tendencia que ha seguido a nivel global. De esta forma se concluye que Chile es uno de los países que posee un mayor potencial para la ejecución de proyectos fotovoltaicos.



Capítulo 3. Cálculo de LCOE

3.1. Introducción

El costo nivelado de la energía es una herramienta muy importante a la hora de evaluar la rentabilidad de un proyecto de generación eléctrica, y es útil para comparar distintos tipos de fuentes generadoras de energía. La ventaja radica en su simpleza, ya que, dicho en simples palabras, consiste en calcular el costo promedio de construir, operar y mantener una planta generadora y dividir esto por la energía total que generará durante su vida útil. Sin embargo, para los distintos tipos de centrales eléctricas, se debe realizar un análisis para obtener el costo total de inversión, los valores de operación y mantención, así como también, la estimación de la energía anual generada durante su tiempo total de operación. En este capítulo se plantea una metodología de cálculo para obtener los distintos valores ya mencionados, además, se muestra un modelo matemático útil para proyectar el comportamiento de los costos de equipos principales y su tendencia hasta el año 2050.



3.2. Definición LCOE

El costo nivelado de la energía o LCOE es una forma de cuantificar el costo que significa producir un mega-watt hora. La existencia del LCOE permite comparar distintas fuentes de generación de energía desde un punto de vista financiero con el objetivo de evaluar la rentabilidad de los distintos activos de este tipo. Este valor se obtiene tras considerar que el flujo de caja que se tendrá durante la vida útil de la empresa generadora sea igual a cero. Este cálculo considera todos los costos que son necesarios tanto para generar el activo como para operarlo y realizar las mantenciones correspondientes, sumando también las deudas a terceros, como préstamos bancarios y patrimonios de inversionistas [10] [11].

La ecuación general para el cálculo de LCOE es válida para cualquier activo de generación de energía [10].

$$LCOE = \frac{\text{Costo total del activo durante toda su vida util}}{\text{Produccion total de energía}} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] \quad (3)$$

El Costo total (numerador) es el resultado de sumar todos los costos necesarios para la generación del activo, siendo estos los costos de inversión, operación y mantenimiento.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \left[\frac{OPEX(t)}{(1+WACC)^t} \right]}{\sum_{t=1}^{t=n} \left[\frac{E_0 \cdot (1 - Degradation(t))}{(1+WACC)^t} \right]} \quad (4)$$

Donde:

CAPEX: Costos de inversión (USD).

OPEX(t): Costos de operación y mantención en el año *t* (USD).

WACC: Weighted average cost of capital (%).

E₀: Energía anual generada por la planta sin considerar degradación - año 0 (MWh).

Degradation(t): Factor de degradación de la planta en el año *t* (%).

3.3. CAPEX

El CAPEX o capital expenditures, es un concepto que representa el costo de inversión requerido para la adquisición, mejoramiento o mantenimiento de un activo. Su valor representa la suma de todos los costos necesarios para el desarrollo y construcción de un activo, lo que considera los permisos, estudios de impacto ambiental, diseño, construcción, montaje y puesta en marcha. Particularmente, para la construcción de plantas solares fotovoltaicas, el costo total de inversión no es capitalizado, por lo tanto, se considera como un gasto único al inicio del proyecto [12] [13].

3.4. CAPEX módulos FV

Las fuentes de información para obtener el precio del módulo varían dependiendo del proveedor, en algunos textos, consideran el precio proveniente del mercado europeo o de China.

Tabla 3.1 Precios referenciales de distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos

(fuente: www.pvchange.com).

Tecnología	Euro/Wp	USD/Wp	Descripción
bifacial	0,33 €/Wp	0,40 USD/Wp	Módulos solares con celdas bifaciales, cara trasera transparente o módulos con doble cristal o combinaciones de ambas
High efficiency	0,31 €/Wp	0,38 USD/Wp	Módulos cristalinos de 330 Wp, cuentan con tecnología PERC, HJT tipo n, o black contact cell, o combinaciones de ambas
all black	0,32 €/Wp	0,39 USD/Wp	Tipos de módulos con partes traseras negras, marcos negros y una potencia nominal entre 290 Wp y 390 Wp
mainstream	0,22 €/Wp	0,27 USD/Wp	Módulos estándar, típicamente con 60 celdas policristalina, marco de aluminio, láminas traseras blancas y 275 Wp a 325 Wp
low cost	0,16 €/Wp	0,19 USD/Wp	Son módulos usados o de bajo rendimiento, del tipo cristalinos

La tabla 3.1 muestra los valores referenciales de las distintas tecnologías disponibles en el mercado. Los precios son variables y dependerán de la cantidad de módulos considerados en el parque.

3.5. CAPEX Inversores

Para el cálculo del CAPEX de los inversores, es necesario tomar en cuenta si se considerará el cambio de inversores luego del término de la vida útil de los que se instalarán al inicio del proyecto. Esto es debido a que los inversores poseen una vida útil promedio de 12 años según lo informado por varios fabricantes lo cual es menor a la vida útil que tienen los módulos fotovoltaicos que suele considerarse de aproximadamente 25 años. Por lo cual, el costo de inversión asociado a la compra de equipos de conversión DC/AC es el resultado

de duplicar la cantidad de inversores necesarios para el proyecto [10], sin embargo, con la mantención preventiva adecuada, estos pueden extender su vida útil más allá de su garantía.

Tabla 3.2 Precios referenciales de distintas tecnologías de inversores.

Tipo de inversor/convertidor	Potencia	Eficiencia	USD/Wp
Convertidor DC/DC	Ajustado la potencia del módulo FV	> 99,5%	0,1
Micro inversor	Ajustado la potencia del módulo FV	90-97%	0,35
Inversor String	Sobre 150 kWp	> 98%	0,06-0,21
Inversor Central	Sobre 80 kWp	> 98,5%	0,05

Los precios referenciales mostrados en la tabla 3.2 son obtenidos de un reporte de la empresa alemana Fraunhofer ISE, estos costos son del año 2018.

3.6. CAPEX Balance del sistema

El concepto de balance de sistema o BOS, se refiere a todos los elementos necesarios para el funcionamiento de una planta fotovoltaica sin incluir las estaciones inversoras, es decir, la estructura, sistemas de seguimiento, cableado en corriente alterna, cableado DC, líneas de transmisión, paño de conexión, subestación, preparación del terreno, montaje, etc.

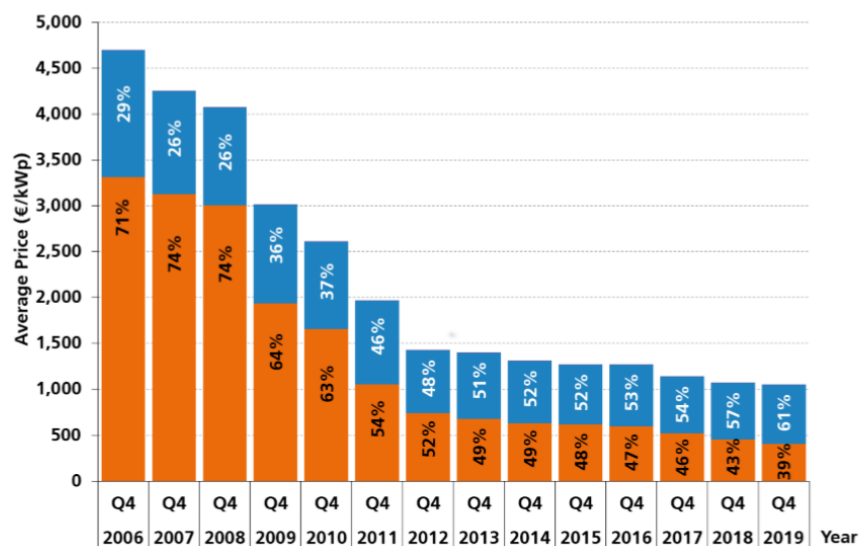


Figura 3.1 Evolución de los costos de balance de sistema en plantas solares fotovoltaicas [6].

El peso en el CAPEX que representa a los costos de BOS ha ido tomando mayor relevancia debido a la baja en los precios de los inversores y módulos fotovoltaicos, los costos ahora corresponden a aproximadamente un 60% del costo total de inversión. Para obtener este valor, es necesario conocer los costos asociados a los distintos componentes involucrados. Este costo depende del área total que cubre la planta fotovoltaica, sin embargo, es posible expresar este valor en función de la potencia máxima (peak).

3.7. CAPEX total

Finalmente, el Costo total de inversión resulta de la suma de los tres elementos mencionados en los puntos anteriores. Sin embargo, al ser precios del mercado europeo, es evidente inferir que al llevar algunos al mercado chileno, no coincidan con la realidad del mercado del país y no representen los reales costos que significaría construir una planta solar fotovoltaica. Por lo tanto, el estudio hecho por la Comisión Nacional de energía resultará una herramienta indispensable para presupuestar y evaluar los costos de inversión fotovoltaica en nuestro país.



3.8. Metodología de estimación de CAPEX

Para realizar una estimación apropiada del costo total de la inversión, es necesario conocer en primera instancia, los distintos recursos que componen un proyecto, conocer sus costos de manera que el precio global del proyecto sea realista y razonable. Normalmente esto se lleva a cabo por empresas contratistas que entregan una propuesta económica [12], realizando una tabulación de los precios estimados de ítems como los siguientes:

- **Mano de obra:** proporciona los costos estimados para las diversas clasificaciones de recursos de trabajos realizados por personas de distintas especialidades que formarán parte de la ejecución del proyecto. Comúnmente es expresado en cantidad de horas hombre (HH) y su costo es estimado a partir del salario anual promedio de cada trabajador, considerando una jornada laboral de 45 horas semanales, incluyendo

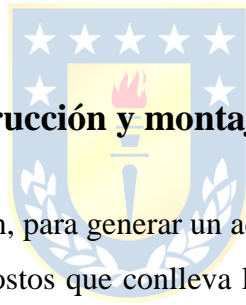
seguros, imposiciones y salud. Por lo cual, el valor de HH de cada persona tendrá un costo diferente, dependiendo de la función que cumpla en el proyecto. La cantidad de horas por actividad es estimada a partir de tablas de rendimientos desarrolladas por empresas contratistas basadas en las estadísticas de tiempo real de la ejecución de las obras. Estos se verán afectados por diversos factores que inciden en los rendimientos de obra, tales como, la ubicación, accesibilidad, protocolos de seguridad, etc.

- **Materiales:** son todos los costos asociados a materiales y equipos necesarios para el proyecto.
- **Subcontratos:** En la mayoría de los casos, los contratistas no poseen todos los conocimientos o recursos para realizar ciertas tareas del proyecto, para estos casos, recurren a contratar empresas externas que cuenten con los recursos para realizar dichos trabajos.
- **Arriendo de maquinarias:** Cuando el contratista no posee todos los recursos necesarios, optará por alquilar equipos o maquinarias. Este recurso se expresa comúnmente en horas máquina (HM) y su valor depende del costo que representa el arriendo del equipo o maquinaria.
- **Viajes o transporte:** Si la ubicación del proyecto no es cercana al lugar de residencia de las personas que trabajan en la obra, se debe considerar el costo de traslado, hospedaje y comida.
- **Gastos indirectos:** Los contratistas añaden un porcentaje a los costos de las partidas anteriores para cubrir los costos de hacer operaciones, contratar seguros, depreciación y administración.
- **Imprevistos y contingencias:** o también llamadas reservas administrativas, es una cantidad de dinero que se utiliza por el contratista para cubrir eventualidades, como partidas que deben realizarse nuevamente o tareas que se han pasado por alto.

- **Utilidades:** todo lo anterior, representan los costos que implican llevar a cabo el proyecto por una empresa contratista. El contratista añadirá un margen de utilidad para obtener ganancias.

Todos estos elementos son los que la empresa contratista considera al momento de entregar un presupuesto, por lo tanto, para estimar correctamente el CAPEX de un proyecto, deben tenerse en consideración.

La comisión nacional de energía realizó un estudio en 2015, presentando una estructura de capital de inversión de distintas tecnologías de generación de energía, de las cuales se puede hacer uso del CAPEX para energía fotovoltaica y tomar sus costos como referencia. Esta contiene las partidas necesarias para la ejecución de un proyecto de este tipo. Sin embargo, los recursos utilizados para llevar a cabo cada actividad no se encuentran detallados en este documento.



3.9. Costo directo de construcción y montaje

En el área de la construcción, para generar un activo rentable, es importante conocer en primera instancia los tipos de costos que conlleva la ejecución de una obra. Los costos directos de una obra son aquellos que están relacionados con la ejecución del proyecto, tales como materiales, equipos y mano de obra. Por otra parte, los costos directos también incluyen las pérdidas de materiales asociadas al proceso de construcción o traslado, las subcontrataciones de personal, arriendo de maquinaria, arriendo de equipo, elementos de protección personal y otros materiales auxiliares [12]. Saber identificar los costos directos de una obra trae consigo varias ventajas, una de ellas es la posibilidad de asignar tiempos y programarlos en el programa de gestión con el fin de obtener un panorama general del proyecto. Estimar estos costos mostrará la diferencia exacta entre lo presupuestado y lo finalmente consumido una vez entregada la obra. A partir de ahí, es posible refinar los presupuestos futuros y los rendimientos de obra utilizados para las estimaciones [14]. A continuación, se muestran los costos directos presupuestados para un proyecto de energía solar fotovoltaica de 90 MW nominal [15].

3.10. Equipos de generación principal

Son los costos asociados a la compra de equipos esenciales para el funcionamiento de una planta solar FV mencionados en el capítulo 2, en este grupo se encuentran:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores/transformadores
- Sistemas de seguimiento o estructura fija

Los valores de cada uno de estos elementos se muestran en la tabla 3.3, para una planta generadora de 90 MW conectada al antiguo SING. Estos están expresados en función de la potencia peak considerando una tasa de conversión de energía de 1,4 Wdc/Wac.

Tabla 3.3 Tabla de presupuesto de equipos de generación principal de una planta solar fotovoltaica de 90 MW

		Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
Potencia			
EQUIPOS GENERACIÓN PRINCIPAL	Unidad		
Módulos Fotovoltaicos	gl	0,336 \$/Wp	0,336 \$/Wp
Inversores-Transformadores	gl	0,076 \$/Wp	0,076 \$/Wp
Seguidores	gl	0,071 \$/Wp	0,096 \$/Wp
Sub total equipos de generación principal (EQGP)		0,483 \$/Wp	0,508 \$/Wp

3.11. Equipos y materiales para sistemas eléctricos BOS

El BOS son los elementos necesarios para el funcionamiento de una planta de generación, en este grupo se encuentran:

- Sistemas de servicios auxiliares
- Sistema colector de media tensión
- Sistemas de control y comunicaciones
- Sistemas de protección eléctrica
- Estación meteorológica
- Transformador elevador

Tabla 3.4 Tabla de presupuesto de equipos y materiales correspondientes al balance del sistema de una planta solar fotovoltaica de 90 MW [15].

		Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
EQUIPOS Y MATERIALES BOS	Unidad		
Sistema SS/AA	gl	0,001 \$/Wp	0,001 \$/Wp
Sistema Colector MT	gl	0,028 \$/Wp	0,028 \$/Wp
Sistema de Control y Comunicaciones	gl	0,003 \$/Wp	0,003 \$/Wp
Sistema de Protección Eléctrica Central	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
Estación meteorológica	gl	0,000 \$/Wp	0,000 \$/Wp
Transformador Elevador	gl	0,014 \$/Wp	0,014 \$/Wp
Total BOS		0,048 \$/Wp	0,048 \$/Wp

3.12. Obras civiles

Son las obras civiles previas al montaje, en las que se consideran las partidas descritas a continuación:

- **Instalación de faena:** Instalación de la infraestructura necesaria para el correcto desarrollo de los trabajos a realizar. Se consideran materiales, herramientas y mano de obra
- **Excavaciones:** Geometría en función de planos tipo y sobreechanco de excavación según NCh 353 Of.2000. Se consideran medios mecánicos con costos asociados a sus respectivos operadores y retiro de escombros a botaderos.
- **Fundaciones:** Fundación tipo zapata aislada de hormigón armado, cuya construcción es ejecutada secuencialmente mediante las partidas de emplantillado, moldaje, enfierradura y colocación de concreto. En los costos asociados a estas partidas, se incluye el costo de mano de obra específica correspondiente a cada especialidad, herramientas, materiales y concreto fabricado en planta y transportado en camión mixer.
- **Caminos internos y urbanización:** Construcción de caminos internos y accesos mediante capas compactadas de áridos. Se incluyen los costos asociados a mano de obra, medios mecánicos de compactación, transporte y colocación de áridos en faena.

- **Obras menores, edificios y cierre perimetral:** Obras de construcción necesarias para el funcionamiento de la planta, tales como edificios acondicionados para resguardar los sistemas de comunicación, bodegas de almacenamiento, cierre perimetral y otros.

Tabla 3.5 Tabla de presupuesto de obras civiles de una planta solar fotovoltaica de 90 MW [15].

	Unidad	Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
OBRAS CIVILES			
Instalación de faenas	gl	0,000 \$/Wp	0,000 \$/Wp
Excavaciones	gl	0,377 \$/Wp	0,377 \$/Wp
Fundaciones	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
Caminos internos y urbanización	gl	0,003 \$/Wp	0,003 \$/Wp
Obras menores, edificios y cierre perimetral	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
Total Obras Civiles (OC)		0,385 \$/Wp	0,385 \$/Wp

3.13. Transporte y montaje

Para la instalación de los equipos principales, que, por diseño, sobrepasan el peso máximo manipulable por una persona, se requiere equipos de transporte y levante, tales como camión pluma, camión grúa, camiones de transporte, entre otros. En la tabla 3.6 se muestran los costos globales de transporte y montaje:

Tabla 3.6 Tabla de presupuesto de transporte y montaje de equipos para una planta solar fotovoltaica de 90 MW [15].

	Unidad	Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
TRANSPORTE Y MONTAJE			
Transporte equipamiento principal	gl	0,004 \$/Wp	0,004 \$/Wp
Montaje equipamiento principal	gl	0,006 \$/Wp	0,006 \$/Wp
Total transporte y montaje (T&M)		0,010 \$/Wp	0,010 \$/Wp

3.14. Total, costo directo construcción y montaje

Finalmente, el costo directo total de construcción y montaje resulta sumando todas las partidas anteriormente mencionadas (Ecuación 5).

$$CD_{C\&M} = CD_{EGP} + CD_{BOS} + CD_{OC} + CD_{T\&M} \quad (5)$$

3.15. Costo indirecto y gastos generales de construcción y montaje

Los costos indirectos incluyen todos los costos que son necesarios para la ejecución de la obra, pero que son apartados de los costos directos porque no se pueden asignar claramente a una partida de obra o un grupo, tales como, el personal administrativo o las instalaciones provisionales, esto es debido a que serían difícilmente facturables o certificables al mandante, ya que representan elementos que no forman parte de la obra que se entrega.

Los gastos generales incluyen todos los gastos de la empresa constructora que no son asignables directamente a cada una de las actividades de las obras, y que abarcan los gastos de todos los departamentos pertenecientes a una empresa, como el personal y los edificios. A estos gastos hay que añadir un porcentaje de utilidad, ya que, si al calcular el costo de una obra sólo se tuvieran en cuenta los conceptos anteriores, el contratista no obtendría ganancias por participar en el proyecto.

Tanto los costos indirectos como los gastos generales se estiman como un 20% y un 10% de los costos directos respectivamente [12][15], los costos normalizados a dólares por watt peak se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Tabla de presupuesto de transporte y montaje de equipos para una planta solar fotovoltaica de 90 MW [15].

COSTOS INDIRECTOS C&M	Unidad	Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
Costos indirectos construcción como % del costo directo	20%	0,078 \$/Wp	0,078 \$/Wp
Gastos generales de construcción como % del costo directo	10%	0,039 \$/Wp	0,039 \$/Wp
Total Costos indirectos de C&M (CIC&M)		0,117 \$/Wp	0,117 \$/Wp

3.16. Costo de conexión eléctrica y subestación de salida

Para transportar la energía desde la salida de los inversores e inyectar la energía generada a la red, es necesario contar con una subestación eléctrica y líneas de alta tensión. Es necesario considerar el costo del suministro y montaje de los distintos elementos que la componen en la inversión inicial del proyecto. Esto considera los valores indicados en las Tablas 3.8, 3.9 y 3.10.



Tabla 4.8 Tabla de presupuesto para la conexión eléctrica de una subestación de salida en alta tensión para una planta solar fotovoltaica de 90 MW [15].

CONEXIÓN ELÉCTRICA – SUBESTACION DE SALIDA AT	Unidad	Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
Suministro Subestación Salida	gl	0,004 \$/Wp	0,004 \$/Wp
Construcción y Montaje Subestación Salida	gl	0,004 \$/Wp	0,004 \$/Wp
Total Costos indirectos de C&M (CIC&M)		0,008 \$/Wp	0,008 \$/Wp

Tabla 4.9 Tabla de presupuesto para la conexión eléctrica de línea de alta tensión para una planta solar fotovoltaica de 90 MW [15].

CONEXIÓN ELÉCTRICA - LINEA ALTA TENSION	Unidad	Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
Suministro LAT	gl	0,007 \$/Wp	0,007 \$/Wp
Construcción y Montaje LAT	gl	0,024 \$/Wp	0,024 \$/Wp
Total Costos Línea AT		0,031 \$/Wp	0,031 \$/Wp

Tabla 4.10 Tabla de presupuesto para la conexión eléctrica de un paño subestación de conexión para una planta solar fotovoltaica de 90 MW [15].

CONEXIÓN ELÉCTRICA - PAÑO SUBEST. DE CONEXIÓN	Unidad	Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
Suministro Paño subestación de Conexión	gl	0,005 \$/Wp	0,005 \$/Wp
construcción y Montaje subestación Salida	gl	0,005 \$/Wp	0,005 \$/Wp
Total, Paño subestación de conexión		0,010 \$/Wp	0,010 \$/Wp

3.17. Gastos de gestión del propietario

Para llevar a cabo el proyecto, es necesario considerar los gastos de las gestiones necesarias que comúnmente realiza el propietario como lo son los servicios de ingeniería, estudios previos y administración del proyecto, los que consideran la ingeniería básica para los estudios de impacto ambiental, la ingeniería básica para licitación y los servicios de inspección técnica de obra para proteger los intereses del mandante. También se consideran tópicos como las gestiones necesarias de impacto ambiental, que considera los estudios de EIA y los estudios de terreno como arqueología, medio físico, calidad de aire, etc. Otros gastos que se pueden encontrar son los relacionados a seguros, la obtención de los derechos de importación, costos de terreno, servidumbres de líneas de alta tensión, compensaciones a la comunidad, gastos de la puesta en marcha y otros. En la tabla 3.11 se muestran valores referenciales para una planta de 90 MW.

Tabla 3.11 Tabla de presupuesto de los gastos de gestión del propietario para la construcción de una planta solar fotovoltaica de 90 MW [15].

GASTOS DE GESTIÓN PROPIETARIO	Unidad	Fijo	Seguimiento
		90 MW	90 MW
Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto			
- Ingeniería para EIA	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
- Ingeniería básica para licitación	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	gl	0,013 \$/Wp	0,013 \$/Wp
Gestión EIA			
- Estudio Impacto ambiental	gl	0,003 \$/Wp	0,003 \$/Wp
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
Derechos de internación	gl	0,000 \$/Wp	0,000 \$/Wp
Seguros Generales	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
Costos de terrenos, permisos y concesiones			
- Costo terreno central fotovoltaica	gl	0,015 \$/Wp	0,015 \$/Wp
- Servidumbres LAT	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
Compensaciones a la comunidad	gl	0,000 \$/Wp	0,000 \$/Wp
Gastos de puesta en marcha	gl	0,005 \$/Wp	0,005 \$/Wp
Varios	gl	0,002 \$/Wp	0,002 \$/Wp
Total Costos gastos de gestion del propietario (GGP)		0,007 \$/Wp	0,007 \$/Wp



3.18. Imprevistos

El gasto asociado a imprevistos se define como “aquella que debe cubrir los riesgos propios del contratista, es decir, los que le son previsibles según su especialidad, situaciones todas esperadas. En la elaboración de un presupuesto, se considera comúnmente como un porcentaje del total, siendo un 15% del presupuesto total, lo utilizado por el estudio de la CNE [15].

3.19. Actualización de precios

Debido a que los costos presentados en las tablas anteriores no se mantienen de manera constante a lo largo del tiempo, es necesario el uso de herramientas para estimar la variación de los precios, especialmente cuando no se cuenta con información de uso público

respecto a los detalles de cómo fueron calculados los costos globales de cada ítem. Para llevar estos costos a un valor presente es necesario conocer o estimar su curva de aprendizaje.

3.20. Curva de aprendizaje de costos

La curva de aprendizaje o LR es una representación gráfica de lo que ocurre con un determinado equipo al ser producido por la misma industria a medida que aumenta la cantidad de equipos que se fabrican [16]. En otras palabras, es una relación entre el número acumulado de unidades producidas y el costo por unidad, lo que resulta en una pendiente decreciente y convexa. Este efecto fue estudiado en el área de la aeronáutica por Theodore P. Wright y hoy es utilizado para estudiar el comportamiento de la producción versus el costo en muchas otras áreas.

Aplicado este modelo al área de producción de equipos destinados al uso en plantas de generación fotovoltaica, es posible estimar el comportamiento que tendrá el precio de los módulos fotovoltaicos y los inversores en función de la capacidad instalada global a través del uso de tasas de aprendizajes [9]. Las ecuaciones que definen el modelo estadístico a utilizar son:

$$C_x = C_0 \left(\frac{P_x}{P_0} \right)^{\frac{\ln(PR)}{\ln(2)}} \quad (6)$$

$$LR = 1 - PR \quad (7)$$

$$P_x = \sum_{t=0}^T P_t \quad (8)$$

$$P_t = P_{t-1}(1 + GR_t) \quad \text{para } t \geq 1 \quad (9)$$

$$P_x = P_0 \prod_{t=0}^T (1 + GR_t) \quad (10)$$

Donde:

- P_0 : producción acumulada inicial.
- P_x : Producción total acumulada.

- P_t : producción en el año t .
- C_0 : Costo inicial.
- C_x : Costo en el año x .
- PR : tasa de progreso.
- LR : tasa de aprendizaje.
- GR_t : tasa de crecimiento de un periodo específico de tiempo, comúnmente un año.

Para llevar a cabo esta estimación, se debe trabajar bajo el supuesto de que el precio de los módulos fotovoltaicos y los otros componentes del sistema, siguen sus respectivas curvas de aprendizaje que se han observado a lo largo de los años. Por ejemplo, cada vez que la potencia global instalada correspondiente a módulos FV se ha duplicado, el precio promedio se ha visto disminuido en un 24%. Sin embargo, durante los últimos 10 años, debido a la industrialización masiva y al crecimiento del mercado fotovoltaico en Asia, el precio de los módulos ha disminuido más rápido. Entre los años 2010 y 2019, la curva promedio de aprendizaje a partir de los precios entregados por entidades como PVinsights y Solar Power Europa (SPE), ha sido del 40%. Para realizar las estimaciones se considerará un precio inicial de los módulos fotovoltaicos de 0.56 USD/Wp para el año 2018. Antes de proceder con la estimación de precios, es necesaria una proyección de los volúmenes de potencia instalados acumulados globales. Se sabe que durante el año 2018 se tuvo un crecimiento anual de 102 GWp instalados y una capacidad acumulada de 509 GWp a finales de ese año. Para el año 2019, Bloomberg New Energy Finance proyecta un aumento de 131 GWp en la potencia global instalada [9].

La tasa de crecimiento compuesto anual se calcula a través de la ecuación 18. Esta ecuación se utiliza para estimar el crecimiento que tendrá un mercado o un producto durante un periodo determinado de tiempo.

$$CAGR = \left(\frac{EV}{BV} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (11)$$

Donde:

CAGR = Tasa anual de crecimiento compuesto

EV= Valor final

BV= Valor inicial

n = número de años

La proyección se realizará en tres escenarios de crecimiento lento, moderado y rápido. Para el escenario lento se considera un CAGR del 10% durante el año 2019, y de un 5% de manera sostenida durante los años restantes hasta el 2050. Para el escenario de crecimiento medio, según las proyecciones de SPE, el mercado fotovoltaico presentará un aumento de 26 GWp en el año 2019 aproximadamente, esto da como resultado una potencia acumulada de 637 GWp a finales del año. Para los años siguientes se espera un crecimiento anual compuesto del 9% correspondiente al periodo comprendido entre los años 2020 y 2023, de un 7,5% hasta el año 2035, disminuyendo su valor continuamente hasta un 5% para el año 2050. Para el caso del escenario de crecimiento rápido, se considera inicialmente un CAGR del 30% en el año 2018, el siguiente un 20% y luego disminuiría gradualmente hasta alcanzar un 5% en el año 2040, a partir de este año disminuiría hasta un 0% para finales del año 2050. Los resultados de la proyección de la potencia instalada y acumulada global de módulos fotovoltaicos se muestran en los gráficos de las figuras 3.2 y 3.3.

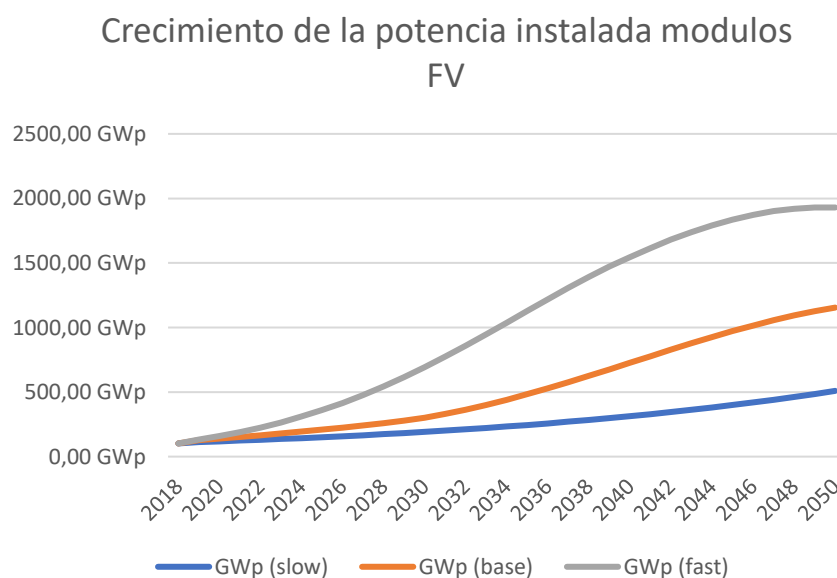


Figura 3.2 Crecimiento de la potencia instalada de módulos fotovoltaicos silicio policristalino.

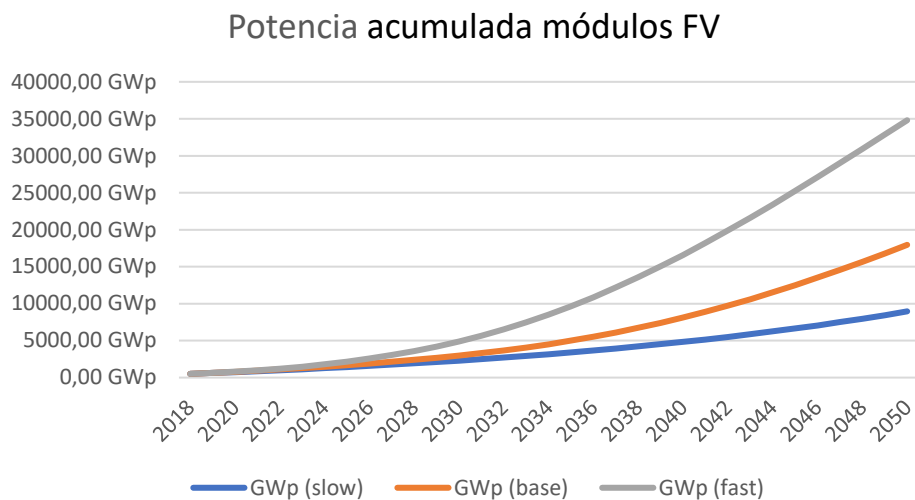


Figura 3.3 Proyección de la potencia acumulada de módulos fotovoltaicos silicio policristalino.

Con estas proyecciones es posible estimar la evolución del costo de los módulos fotovoltaicos en base a los tres escenarios planteados. Con una tasa de aprendizaje constante del 30% hasta el año 2050, se obtienen las tres proyecciones mostradas en la figura 3.4. Se observa que el precio del módulo podría disminuir hasta encontrarse en un rango entre 0.114 y 0.057 €/Wp lo que equivale a 0,13 y 0,06 \$/Wp considerando el cambio de euro a dólar de 1,13 \$/€ correspondiente al año 2015.

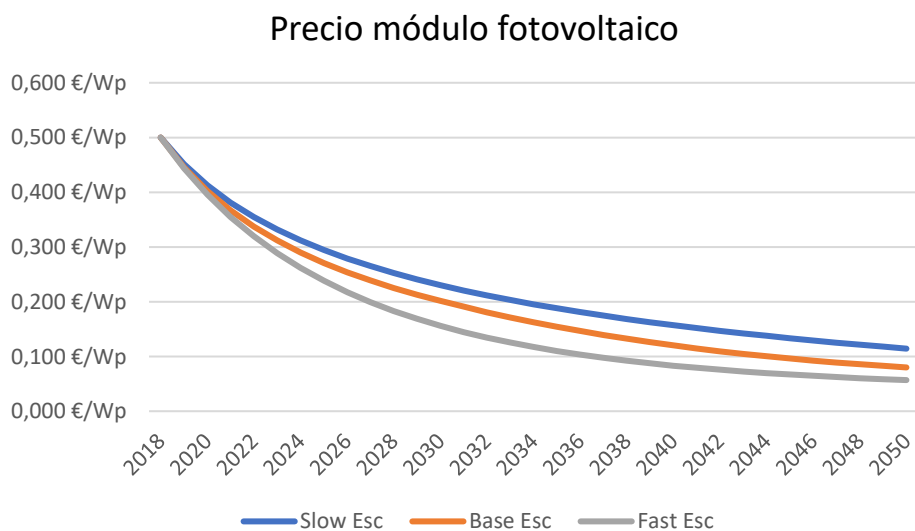


Figura 3.4 Proyección de los costos de módulos fotovoltaicos silicio policristalino.

Precio módulo variando su tasa de aprendizaje

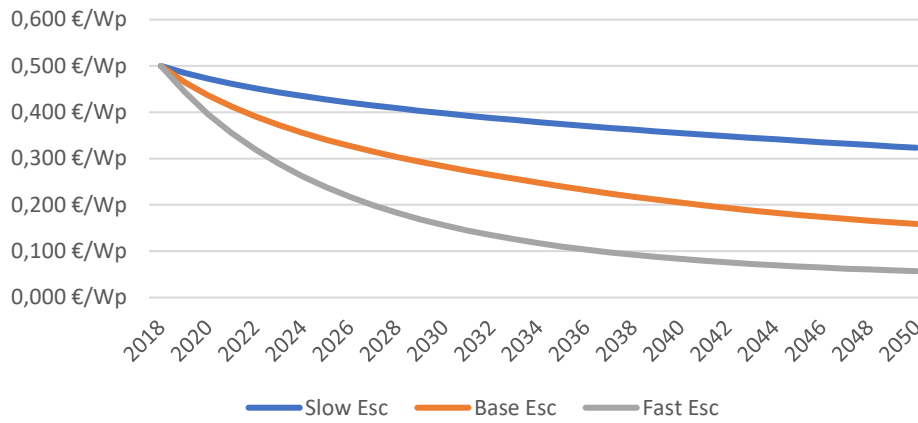


Figura 3.5 Proyección de los costos de módulos fotovoltaicos ante cambios en la tasa de rendimiento proyectada.

3.21. Métodos indexadores



Debido a que los costos que componen el CAPEX son del año 2015, es necesario contar con precios actualizados para evaluar una inversión de este tipo. Para esto, es posible utilizar un método de actualización de costos basado en indicadores económicos nacionales e internacionales. Este método consiste en asignar un indicador económico a cada ítem que compone el CAPEX, este indicador económico puede ser nacional o internacional. Luego de asignar los indicadores, se debe cuantificar el aumento o disminución respecto del año base del precio y realizar el producto entre ese factor y el precio correspondiente al año base [15]. Esto se calcula de la siguiente manera:

$$P_T = \frac{Ind_T}{Ind_0} \cdot P_0 \quad (12)$$

Donde:

T: Año

P_T : Precio en el año T

P_0 : Precio correspondiente al año inicial

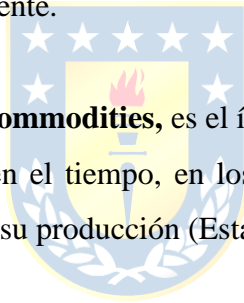
Ind_T : Valor del indicador económico en el año T

Ind_0 : Valor del indicador económico en el año inicial

Los índices para utilizar, como ya se ha mencionado, pueden ser de origen internacional o nacionales. Para el caso de la energía solar fotovoltaica, los indicadores utilizados son los siguientes:

Indicadores internacionales:

- **CPI – Consumer Price Index**, es el índice de precios al consumidor (Estados Unidos) y refleja los cambios en el costo para el consumidor promedio de adquirir una canasta de bienes y servicios que se pueden fijar o cambiar a intervalos especificados, como anualmente.
- **PPI – Capital equipment/commodities**, es el índice de precios al productor, el cual mide el cambio promedio en el tiempo, en los precios de venta recibidos por los productores nacionales para su producción (Estados Unidos).



Indicadores nacionales:

- **Índices de Precios de Productor (IPP)**: son indicadores que miden mensualmente la variación de los precios de bienes producidos y vendidos por productores del país. Los índices que componen el IPP se construyen con base en una canasta representativa de productos pertenecientes a cada uno de sus sectores productivos de Chile.
- **índice de precios del consumidor (IPC)**: El Índice de Precios al Consumidor (IPC) es un indicador económico que mide mes a mes la variación conjunta de los precios

de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo de los hogares del país. Este indicador se utiliza para reajustar distintos valores como arriendos, sueldos, unidad de fomento (UF), unidad tributaria mensual (UTM), entre otros, esto con el fin de mantener el poder adquisitivo del dinero.

Luego, una vez asignados los indexadores en los distintos ítems del CAPEX base, se debe calcular el peso que tiene cada uno respecto del CAPEX total [15]. De esta forma, se debe prorratear estos costos con la siguiente ecuación:

$$P_T = P_0 \left[\frac{USD_T}{USD_0} \left(C_1 \frac{PPI_T}{PPI_0} + C_2 \frac{CPI_T}{CPI_0} \right) + C_3 \frac{IPC_T}{IPC_0} \right] \quad (13)$$

Donde:

T: Año

P_T : Precio en el año T

P_0 : Precio correspondiente al año inicial

USD_T : Dólar estadounidense observado por el banco central en el año T

USD_0 : Dólar estadounidense observado por el banco central en el año inicial

C: Peso del indicador en el valor total del CAPEX

PPI_T : Producer Price Index de U.S.A en el año T

PPI_0 : Producer Price Index de U.S.A en el año inicial

CPI_T : Consumer Price Index de U.S.A en el año T

CPI_0 : Consumer Price Index de U.S.A en el año inicial

IPC_T : índice de precios del consumidor en el año T

IPC_0 : índice de precios del consumidor en el año inicial

A esta relación matemática se le ha añadido el precio del dólar observado para incluir el efecto económico que posee la variación de la moneda estadounidense en Chile.

3.22. CAPEX TOTAL

Luego de contar con los precios actualizados y el cálculo de los distintos ítems mencionados para obtener el valor del CAPEX total, se debe realizar la suma de todos los ítems calculados. El desglose de estos se muestra en la figura 3.6.

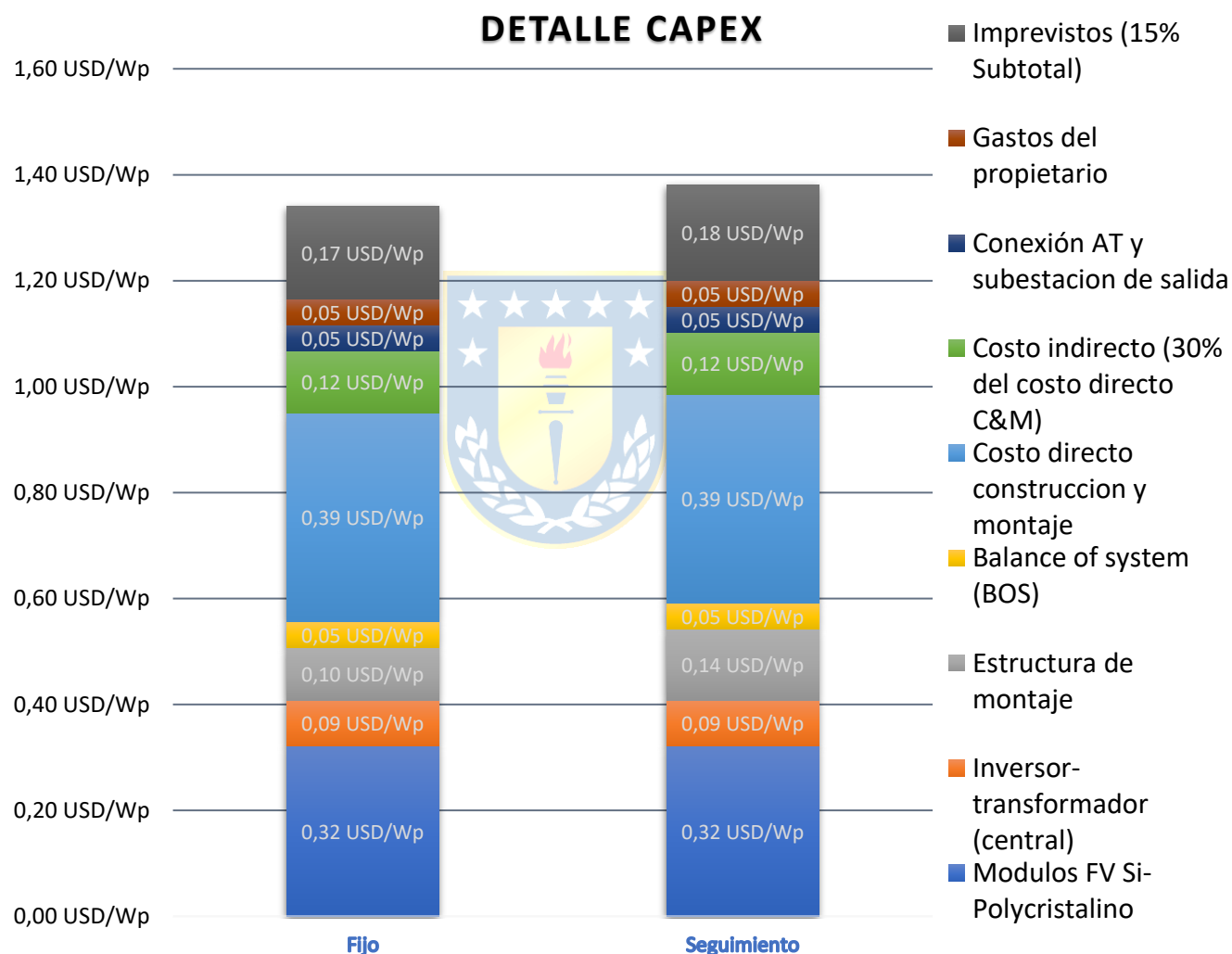


Figura 3.6 Proyección de la potencia acumulada de módulos fotovoltaicos silicio policristalino.

3.23. OPEX

Los sistemas fotovoltaicos por lo general tienen una alta confiabilidad y su vida útil puede ser mayor a 25 años. Sin embargo, estos están expuestos a condiciones ambientales que podrían afectar su rendimiento, como es el caso de los cambios de temperatura, lluvias o contaminación. A pesar de que tanto el diseño como los equipos de una instalación fotovoltaica deben cumplir con las normas técnicas vigentes de un país y ser aptos para operar correctamente bajo las condiciones ambientales del lugar, inevitablemente pueden presentarse fallas en el sistema. Estas fallas pueden afectar el rendimiento de la instalación y mermar las ganancias de producción de energía. Debido a esto, es necesario realizar planes de mantenimiento preventivo y correctivo. De esta forma se mejora el rendimiento de la planta solar, maximizando la cantidad de energía que es capaz de producir durante la operación. Esto se logra evitando que el sistema falle o minimizando el tiempo en el cual este se encuentra fuera de servicio.

En las instalaciones solares del tipo industrial/comercial, la mantención las realiza una empresa externa. Sin embargo, debe existir una contraparte técnica por parte de la empresa dueña del recinto, que valide los planes de mantención y los procedimientos empleados por el personal de la empresa contratada, lo cual, significa un costo que es financiado por la generadora. Los planes de mantenimiento se dividen en dos tipos, mantenimiento correctivo, y mantenimiento preventivo, los cuales tienen como objetivo reparar y evitar fallas respectivamente [17].

Una planta solar FV se monitorea a través de sistemas remotos, conocido como sistema SCADA que se encarga de revisar constantemente los parámetros de los equipos durante su operación. A los costos se debe sumar el consumo de recursos básicos para la oficina y bodega, la energía para alimentar los sistemas de control, comunicaciones, equipos de seguimiento solar y servicios auxiliares.

El desglose de costos de operación y mantención se encuentran en la tabla 3.12, que incluye otros valores que también pertenecen a esta categoría, como seguros, contribuciones, arriendo de terreno y costos de distribución.

Tabla 3.12 Costos referenciales de operación y mantenimiento.

Costos anuales	USD/Wp	% incidencia
Mantenimiento y limpieza	0,0100	35%
Administración, operación y monitoreo	0,0030	11%
contribuciones al municipio	0,0004	1%
Arriendo del terreno	0,0015	5%
Seguros de riesgo	0,0036	13%
Costos de distribución	0,0100	35%
Total	0,0285	

Sin embargo, para efectos prácticos, en la etapa de estimación el costo total de OPEX se calcula como un 3,5% de la inversión total del proyecto, esto corresponde a un 2% de gastos de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, y se asigna un 1,5% para la mantenimiento y operación de la subestación de salida [15].

3.24. Energía anual generada

Es la cantidad de energía eléctrica que genera la planta solar FV, medida en un periodo de un año, expresada en MWh. Esta depende de diversos factores, en función de las características del lugar geográfico, y otras dependientes de las características técnicas de la instalación [11].

Es necesario para el cálculo del LCOE, conocer o aproximar la energía que será capaz de generar la planta solar FV durante un año. Para esto se deben conocer las características técnicas de la planta y las propiedades de radiación solar en el punto geográfico donde estará ubicada. Debido a que la radiación por metro cuadrado se mantiene relativamente constante a lo largo de los años, esta información se puede obtener de fuentes meteorológicas ya existentes o mediciones en terreno.

La cantidad de energía solar que sean capaces de captar los módulos fotovoltaicos dependerá de sus especificaciones técnicas, y algunas propiedades importantes como la eficiencia de conversión, si son monofaciales o bifaciales y si poseen sistema de rastreo o estructura fija. Este valor se obtiene a través de la ecuación 14.

$$E(t) = A_{mod} \cdot M_{eff} \cdot REi \cdot (1 - D) \quad (14)$$

Donde:

$E(t)$: Energía generada en el año t .

A_{mod} : área total de los módulos fotovoltaicos

M_{eff} : Eficiencia de los módulos fotovoltaicos

REi : Radiación Real

D : Factor de degradación de la planta en el año t (%).

3.25. Real irradiation

La latitud y altitud geográfica determinan en gran medida la radiación solar en un determinado lugar, la que se mantiene relativamente constante a través de los años. Existen distintas fuentes de información desarrollados por compañías meteorológicas a través del análisis satelital, que otorgan información sobre a la radiación solar típica de un lugar. Otra opción es realizar mediciones más precisas del lugar en terreno. De este modo es posible determinar la energía por unidad de área en un lugar específico, global horizontal irradiance, expresada comúnmente en kWh/m²-Año, esta es la radiación que recibe un plano fijo horizontal [11].

Sin embargo, esta captación de energía puede ser optimizada mediante sistemas de rastreo o celdas bifaciales. Por lo tanto, la radiación real se puede calcular mediante la ecuación 15.

$$RE_i = GHI \cdot (1 + MG) \cdot (1 + BG) \quad (15)$$

Donde:

RE_i : Irradiancia real del sistema fotovoltaico

GHI : Irradiancia global horizontal

MG: Ganancia debido al uso de sistemas de rastreo

BG: Ganancia bifacial

Factores como la ganancia bifacial, puede ser obtenida mediante las especificaciones técnicas entregadas por el fabricante del módulo fotovoltaico. Su valor es nulo cuando el panel no posee esta tecnología.

3.26. WACC

Para entender el concepto de WACC, primero es importante, entender el concepto de capital.

El capital es el conjunto de recursos, bienes y valores necesarios para generar un activo. El capital se compone de la suma de la deuda a terceros y el patrimonio aportado por los inversionistas (equity), formando lo que se define como una estructura de capital [18] (figura 3.7).

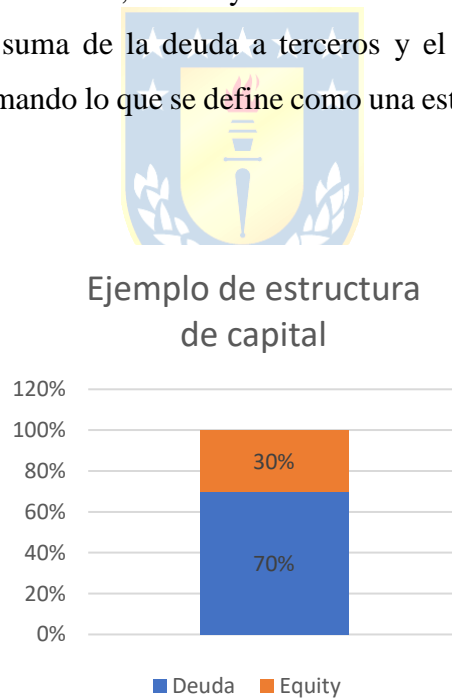


Figura 3.7 Ejemplo de estructura de capital de inversión.

Para que un activo sea rentable, se debe valorizar el costo del capital para pronosticar si las ganancias producidas por el activo son mayores o menores a dicho costo.

El WACC o costo promedio ponderado de capital, es la tasa de rentabilidad mínima esperada de los activos generados gracias al capital [18]. Esto se obtiene mediante la suma de los componentes de la estructura del capital, ponderado con sus respectivos porcentajes, multiplicando cada ponderación por el costo de la deuda, el costo del patrimonio y aplicando el descuento por tasa de impuestos, como se muestra en la ecuación 16.

$$WACC = \frac{CAA}{CAA + D} \cdot K_e + \frac{D}{CAA + D} \cdot K_d \cdot (1 - T) \quad (16)$$

Donde:

K_e : Tasa de retorno de oportunidad de los accionistas (%).

K_d : Costo de la deuda financiera (%).

CAA : Capital aportado por los accionistas.

D : Deuda financiera contraída.

T : Tasa de impuestos (%).



3.27. Discusión y Conclusiones

En este capítulo se ha desarrollado la metodología a seguir para obtener el valor teórico del costo nivelado de la energía, así como, el valor de las variables necesarias para su cálculo, tales como CAPEX, OPEX, WACC y energía anual generada. Del cálculo del CAPEX se concluye que utilizar costos reales, otorga un valor más cercano a los costos reales de inversión, sin embargo, para lograr una mayor precisión, se debe realizar un análisis de precios unitarios, el cual es posible realizar conociendo la secuencia constructiva y definiendo los recursos que se utilizarán para la ejecución del proyecto. En el cálculo de costo de operación y mantenimiento, se observa que al utilizar la aproximación planteada en el estudio de la CNE es posible obtener un valor cercano a la realidad, sin embargo, al estar en función del CAPEX, este irá disminuyendo su valor según muestra la tendencia de la figura 3.4, por lo tanto, en cálculos futuros este valor debe ser reajustado en base a valores reales.

Para conocer a profundidad como afectan las distintas variables al costo nivelado de la energía, es necesario realizar un análisis de sensibilidad, de esta forma, se puede conocer el comportamiento del CAPEX, OPEX, y WACC. Así, es posible observar la tendencia que tienen ante cambios en las variables que los componen.



Capítulo 4. Incidencia en el valor de LCOE

4.1. Introducción

Ya se ha analizado la metodología de cálculo para obtener el valor de LCOE en plantas fotovoltaicas, lo siguiente es analizar cómo afectan los distintos factores involucrados en el proceso de cuantificar este indicador. La variación de los distintos elementos puede ser originada por cambios en el diseño, lugar de emplazamiento o estructura de capital. En otras palabras, se aplicarán distintos valores de CAPEX, OPEX y WACC con el fin de observar el comportamiento o la tendencia del costo nivelado de la energía.

4.2. Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de comprender que variables afectan de manera más significativa al valor final de costo nivelado de la energía, es necesario realizar un análisis de sensibilidad, modificando el valor de los distintos elementos que componen la fórmula de cálculo del LCOE. Para esto se ha realizado un análisis de sensibilidad de las 4 variables principales, variando su magnitud como se muestra en la Figura 4.1.

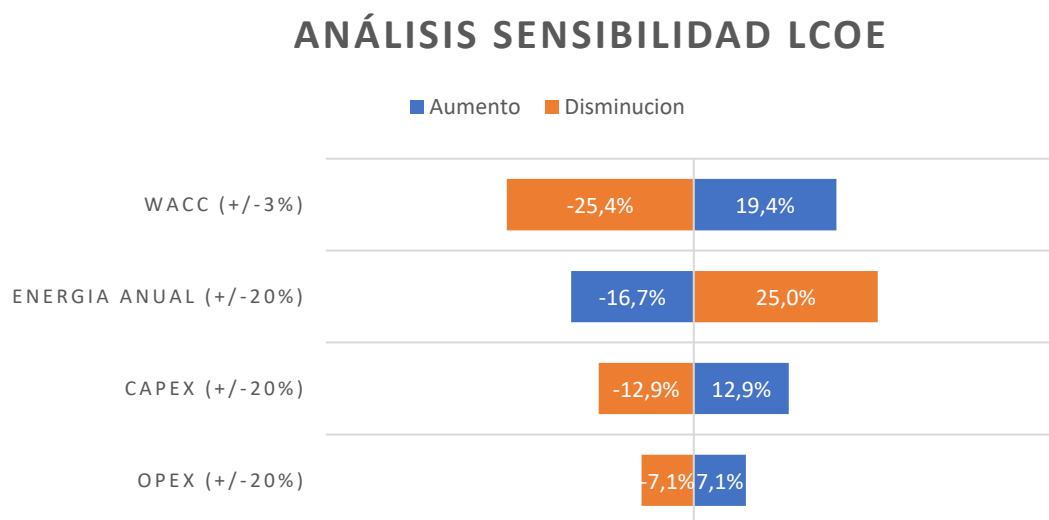


Figura 4.1 Análisis de sensibilidad del costo nivelado de la energía.

Como es posible observar en los resultados obtenidos, la variable que tiene una mayor incidencia es el costo ponderado promedio de capital, el cual presenta una disminución significativa del 25,4% en el valor final de LCOE, con esto es posible afirmar que una estructura de capital adecuada puede contribuir a la disminución de dicho valor. Sin embargo, esto es muy variable debido a que depende de las condiciones de mercado bajo las cuales se está estructurando el capital inicial. En consecuencia, esta no es una variable fácil de controlar, a diferencia de la energía anual generada, es esta última la que se puede modificar a través de los criterios de diseño y parámetros críticos bajo los cuales es construida la planta solar fotovoltaica. Para esto se dispone de diversos tipos de tecnologías antes mencionadas. Cabe destacar, que el cambio en tecnología también trae consigo, un aumento en el valor del CAPEX y OPEX, puesto que el aumento de la eficiencia está fuertemente ligado a un aumento en los costos de los equipos que se utilizarán para la generación del activo, principalmente de los módulos fotovoltaicos, los cuales representan aproximadamente un 25 % del costo de inversión inicial. Esto se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 incidencia de los costos globales de un presupuesto de inversión para una planta fotovoltaica de 90 MW

Ítem	Fijo	Seguimiento
Módulos FV Si-Policristalino	23,3%	26,8%
Inversor-transformador (central)	6,4%	7,1%
Estructura de montaje	7,6%	11,2%
Balance of system (BOS)	3,7%	4,0%
Costo directo construcción y montaje	29,8%	32,9%
Costo indirecto (30% del costo directo C&M)	8,9%	9,8%
Conexión AT y subestación de salida	3,7%	4,0%
Gastos del propietario	3,7%	4,1%
Imprevistos (15% Subtotal)	13,0%	15,0%

4.3. WACC

El costo promedio ponderado de capital, resulta ser un valor significativo en el valor del costo nivelado de la energía, es decir, una variación en el valor de WACC repercute en el LCOE aumentando o disminuyendo su valor final afectándolo de manera relevante, como se muestra en la Figura 4.3. Esto se cumple sin importar el valor total del CAPEX. Esto se ve reflejado, cuando al aumentar el valor del WACC, el valor del LCOE también aumenta. Ocurre algo similar en el caso contrario, donde se observa que a menores valores de WACC, se obtiene un valor menor de costo nivelado de la energía. Siguiendo esta lógica, es posible inferir observando la ecuación del WACC, que variables afectarían su valor y de qué manera.

4.4. Efecto de la estructura de capital

El valor del WACC dependerá de cómo esté conformado el capital inicial, es decir, el peso o ponderación que corresponda al patrimonio y a la deuda. Como se observa en el gráfico 4.2, el costo promedio ponderado de capital presentará valores más bajos cuando el capital esté conformado en su mayor parte por deudas bancarias, debido a que el costo del patrimonio suele ser superior al costo de adquirir dinero a través de créditos bancarios.

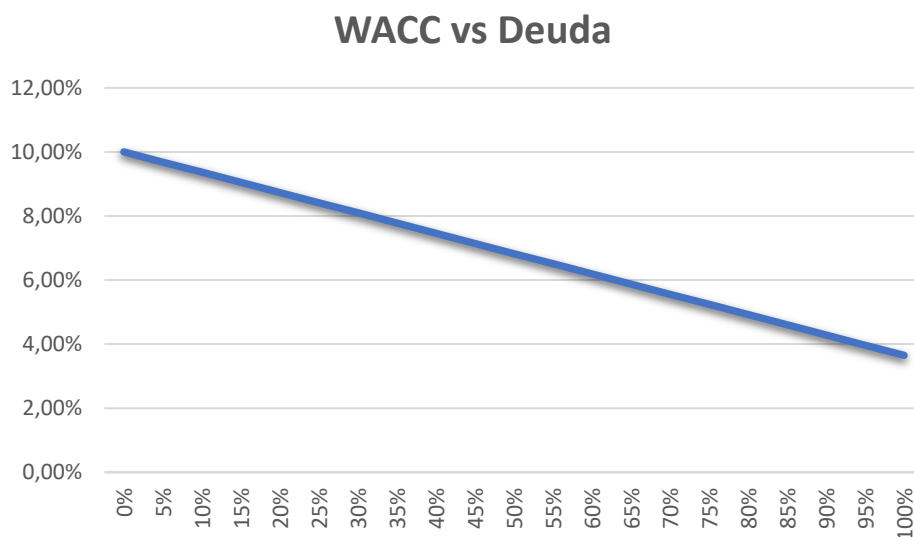


Figura 4.2 Comportamiento del WACC ante cambios en el peso de la deuda bancaria.

4.5. Efecto del costo de capital y la tasa de interés

Para adquirir el capital, los inversionistas tienen dos opciones, aportar capital o adquirir préstamos bancarios, ambas opciones significan un costo que se representa mediante el costo de capital y la tasa de interés. El costo de capital se define como el valor monetario que implica el aporte de recursos de inversión por parte de los inversionistas, se conoce también como equity o patrimonio. Por otra parte, la tasa de interés es el costo que significa adquirir dinero mediante préstamos bancarios, esto se conoce también como el costo de la deuda, se observa en los gráficos de la figura 4.3 el nivel de sensibilidad que presenta el costo promedio ponderado de capital ante variaciones del costo de capital y la tasa de interés.

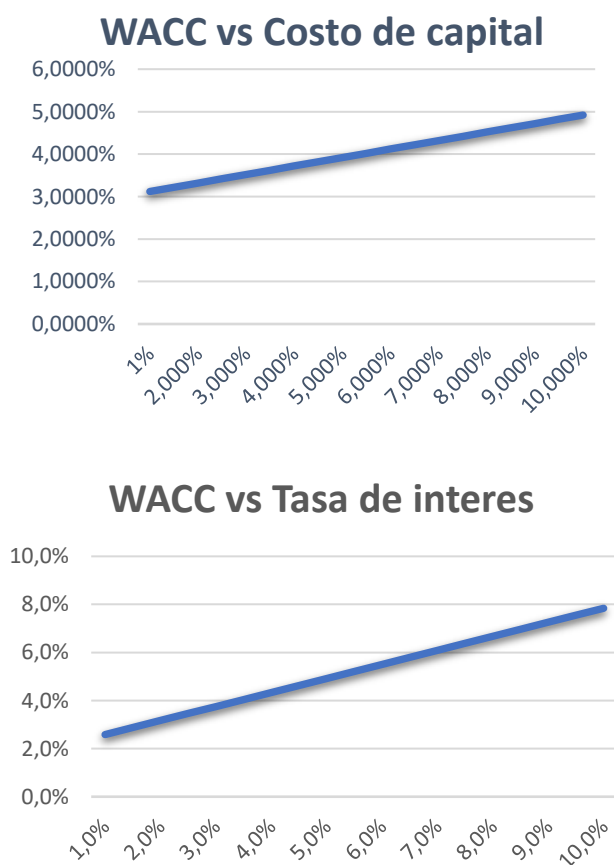


Figura 4.3 Comportamiento del WACC ante variaciones del costo de capital y la tasa de interés.

4.6. Análisis de sensibilidad de WACC

Se ha realizado un análisis de sensibilidad para mostrar el efecto que la variación de cada elemento que se utiliza para calcular el costo promedio ponderado de capital. En primer lugar, en cuanto a impacto en el valor final, se encuentra la tasa de interés, seguido por la estructura de capital representada por una variación en el peso del patrimonio o equity y en el peso de la deuda, y en último lugar se encuentra el costo de capital y la tasa de impuestos. Los datos utilizados como base para este análisis se encuentran en la Tabla 4.2.

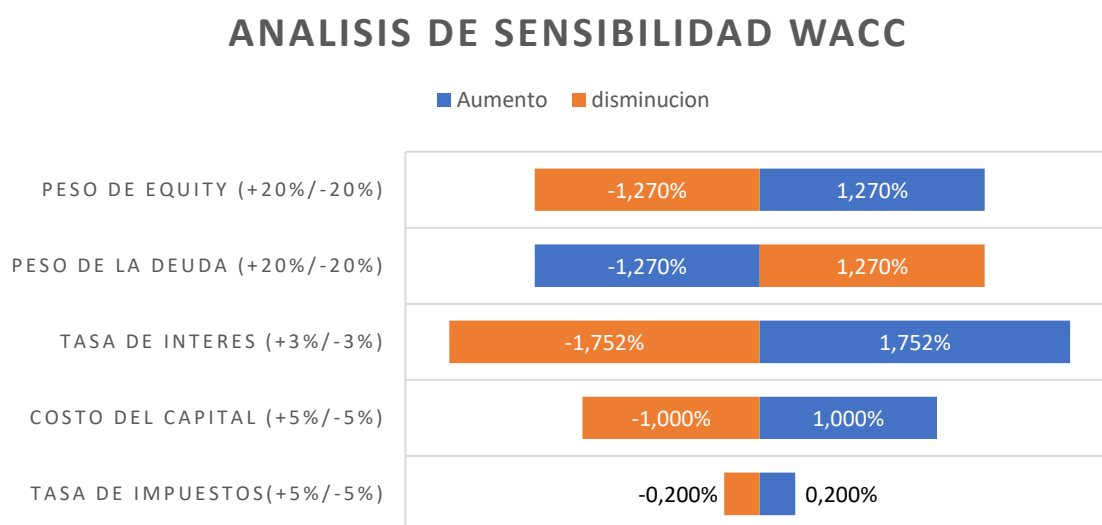


Figura 4.4 Análisis de sensibilidad del WACC.

Tabla 4.2 Datos del caso base.

Variable	Valor
Tasa de impuestos	27%
Costo de patrimonio (Ke)	10%
Costo de la deuda (Kd)	5%
Peso de la deuda	80%
Peso del patrimonio (Equity)	20%
WACC	4,92%

4.7. Análisis de sensibilidad de CAPEX

Por último, se ha realizado un análisis de sensibilidad del costo total de inversión, con el fin de ilustrar cuál de los elementos que lo componen, cambian significativamente su valor. Se ha aplicado una variación de +/- 20% a los ítems principales que componen el CAPEX, se puede notar que al aumentar o disminuir cualquiera de estos costos, el valor del costo de inversión varía aumentando o disminuyendo en la misma cantidad. Además, se destaca que los costos que tienen una mayor incidencia al cambiar su magnitud son los referentes a módulos fotovoltaicos y costos de construcción y montaje.

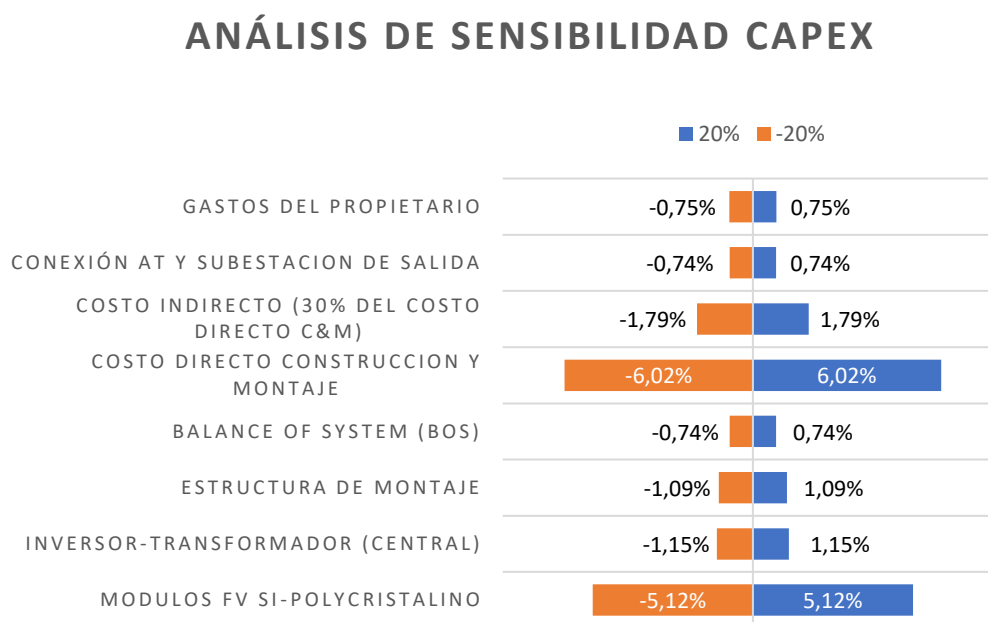


Figura 4.5 Análisis de sensibilidad del costo total de inversión.

4.8. Discusión y Conclusiones

Como se ha podido observar, luego de realizar análisis de sensibilidad para los distintos factores necesarios para el cálculo del costo nivelado de la energía, las variables que tienen un mayor impacto en su magnitud son el costo promedio ponderado de capital y la energía anual que es capaz de generar una instalación fotovoltaica. Debido a que es mucho más complejo modificar el WACC, se concluye que es posible disminuir el valor de LCOE modificando el diseño para obtener como resultado, plantas solares fotovoltaicas con un mayor rendimiento. La vía para lograr este objetivo es utilizar tecnologías que sean capaces de recolectar una mayor cantidad de energía solar y posean una mayor eficiencia de conversión. Sin embargo, el optar por tecnologías que posean características superiores, impacta aumentando los costos de inversión. Por lo tanto, se debe analizar el resultado de optar por cada una de las distintas tecnologías disponibles.



Capítulo 5. Caso de estudio planta María Elena

5.1. Introducción

En este capítulo, con el fin de ilustrar y aplicar los conceptos vistos en capítulos anteriores, se estudiará el caso de una planta fotovoltaica ubicada en la región de Antofagasta. En esta etapa, se considera diseñar un parque solar de la misma potencia nominal, en la misma ubicación, pero utilizando distintos tipos de tecnologías de módulos fotovoltaicos. De esta manera, se espera que los resultados muestren qué opción de diseño causa una mayor disminución del costo nivelado de la energía.

5.2. Valores referenciales de LCOE

Los últimos resultados de los estudios realizados por los analistas de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) muestran que actualmente el valor promedio global del costo nivelado de la energía de plantas fotovoltaicas de gran escala ha disminuido hasta alcanzar los 50 USD/MWh. Además, proyectan que, en Chile, este valor continuará disminuyendo hasta alcanzar los 20 USD/MWh en el año 2030 [24].

5.3. Descripción general del parque solar fotovoltaico

La planta solar fotovoltaica María Elena se encuentra ubicada en la ciudad de Tocopilla, perteneciente a la región de Antofagasta, Chile. La instalación está compuesta por 243040 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino instalados en 49 campos, cada campo consta del mismo número de cabinas inversoras, cada una compuesta por 7 inversores, lo cual da un total de 340 inversores. Los fabricantes de los módulos fotovoltaicos son CHINT y TRINA SOLAR, estos presentan distintos niveles de potencia peak, que se encuentran dentro del rango de 295 y 305 Wp. La potencia nominal del parque es de 68 MW y 71,24 MWp, lo cual da como resultado una relación DC/AC de 1.04, es decir, un 4% de sobredimensionamiento. La tensión en corriente continua es de 1 kV, mientras que su nivel

de tensión en corriente alterna es de 23 kV. La conexión al sistema eléctrico se realiza mediante un transformador elevador de relación 22/220 kV de 80 MVA de potencia nominal y conexión YNd1. En la Tabla 5.1 se encuentran las características técnicas del parque solar.

Tabla 5.1 Características técnicas generales del parque fotovoltaico María Elena

Datos generales	
Potencia peak	71,24 MWp
potencia nominal	68 MW
Cantidad total de módulos	226152
Potencia módulos	305,00 Wp
Módulos por string	18
cantidad total de string	12564
Tipo de estructura	Seguimiento de un solo eje
Sistema de seguimiento	Apollo Tracker AP90
Distancia aproximada entre filas	5,7 metros
Área total módulos	448103,71 m ²
Tensión máxima DC	1000 V
Tensión de distribución AC	23 kV

El parque solar cuenta con inversores del tipo central, de la marca Bonfiglioli de potencias máximas AC dentro del rango de 917 a 1283 kW y una tensión de salida de 330 V. Todos cuentan con un transformador elevador de razón 0,360/22 kV, 1,4 MVA de potencia nominal y grupo de conexión Dy11.

5.4. Características del lugar

La información acerca de las características del recurso solar de la zona, son extraídas de un informe generado por el Explorador Solar, que utiliza un método basado en modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución.

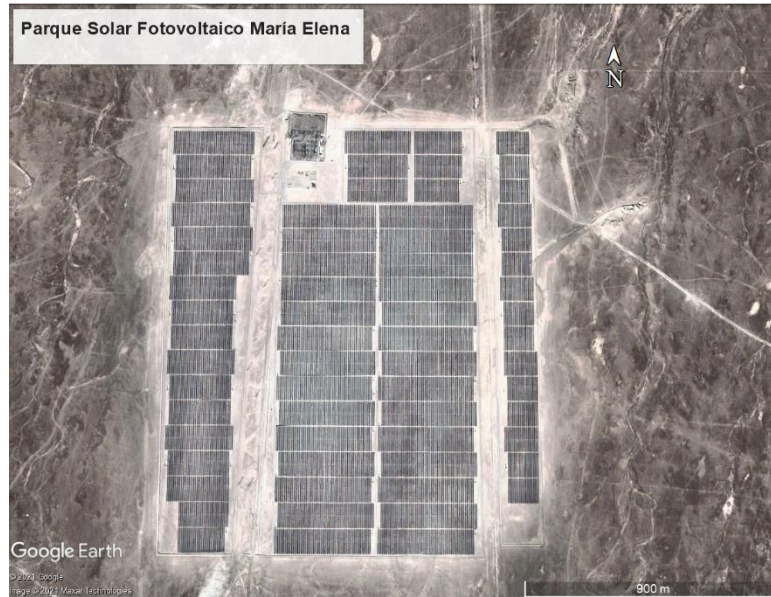


Figura 5.1 Vista satelital parque fotovoltaico María Elena (Latitud: 22.2 °S, Longitud: 69.5 °O, Elevación 1160 m)

Tabla 5.2 Características meteorológicas del lugar de estudio.

Características del punto geográfico	
Radiación Global Horizontal	7,20 kWh/m ² /día
Radiación Global plano inclinado 22°	7,67 kWh/m ² /día
Radiación Directa Normal	10,37 kWh/m ² /día
Radiación Difusa Horizontal	0,72 kWh/m ² /día
Frecuencia de nubes promedio anual	4%
Temperatura ambiente promedio anual	19,5 °C
Velocidad del viento promedio anual	3,4 m/s

5.5. CAPEX

5.5.1 Datos de entrada

Para el cálculo de CAPEX se utilizará como referencia los costos contenidos en el análisis de precios globales del estudio de la CNE [15]. Estos valores corresponden a una planta solar fotovoltaica de 90 MW conectada en el SING en el año 2015. Los costos totales se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Desglose de costos de inversión, planta solar fotovoltaica 90 MW (referencia año 2015).

	Fijo		Seguimiento	
Módulos FV Si-Policristalino	\$	42.300.000	\$	42.300.000
Inversor-transformador (central)	\$	9.540.000	\$	9.540.000
Estructura de montaje	\$	9.000.000	\$	17.010.000
Balance of system (BOS)	\$	6.113.426	\$	6.113.426
Costo directo construcción y montaje	\$	49.755.104	\$	49.755.104
Costo indirecto (30% del costo directo C&M)	\$	14.773.088	\$	14.773.088
Conexión AT y subestación de salida	\$	6.106.496	\$	6.106.496
Gastos del propietario	\$	6.199.294	\$	6.199.294
Imprevistos (15% Subtotal)	\$	21.568.111	\$	22.769.611
Total CAPEX	\$	165.355.519	\$	174.567.019

Considerando una tasa de conversión estándar de 1,4 Wp/Wac se procede a transformar estos costos globales en costos por unidad de potencia peak. Los resultados de esto se muestran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Desglose de costos de inversión en USD/Wp, planta solar fotovoltaica 90 MW

	Fijo	Seguimiento
Módulos FV Si-Policristalino	0,34 USD/Wp	0,34 USD/Wp
Inversor-transformador (central)	0,08 USD/Wp	0,08 USD/Wp
Estructura de montaje	0,07 USD/Wp	0,14 USD/Wp
Balance of system (BOS)	0,05 USD/Wp	0,05 USD/Wp
Costo directo construcción y montaje	0,39 USD/Wp	0,39 USD/Wp
Costo indirecto (30% del costo directo C&M)	0,12 USD/Wp	0,12 USD/Wp
Conexión AT y subestación de salida	0,05 USD/Wp	0,05 USD/Wp
Gastos del propietario	0,05 USD/Wp	0,05 USD/Wp
Imprevistos (15% Subtotal)	0,17 USD/Wp	0,18 USD/Wp
Total CAPEX	1,312 USD/MWp	1,205 USD/MWp

5.5.2 Actualización de los costos

Para calcular los costos totales de inversión, utilizando como referencia valores de años anteriores, es necesario contar con precios actualizados de los componentes que forman

parte del proyecto. En el caso de los módulos fotovoltaicos, los precios para fines del 2020 se encuentran en la Tabla 5.5. Por otra parte, para el caso de estudio no se considera cambiar el tipo de inversor utilizado originalmente, por lo tanto, se mantiene el criterio de utilizar un convertidor del tipo central, sin embargo, el precio de este recurso se actualiza al valor de 0,61 USD/Wp.

Tabla 5.5 Costos de módulos fotovoltaicos actualizados para enero 2021. (Fuente: PVXchange)

Modulo [USD\$/Wp]				
Bajo costo	Silicio policristalino	All black	Silicio Monocristalino	Bifacial
0,19	0,27	0,38	0,39	0,4

Los otros ítems que contiene la estructura de CAPEX mostrada en el capítulo tres, no pueden ser actualizados de manera elemental como es el caso de los módulos e inversores. En este caso, se utiliza el método de actualización mediante indexadores descritos en el mismo capítulo. Se seguirá la misma asignación de índices económicos que describe el informe de la CNE, estos se muestran en la Tabla 5.6-A y 6.6-B.

Tabla 5.6-A Costos de módulos fotovoltaicos actualizados para enero 2021. (Fuente: PVXchange)

Item	Partida	Indexador
100	EQUIPOS GENERACIÓN PRINCIPAL	
101	Modulos Fotovoltaicos	Precio actual
102	Inversores	Precio actual
103	Transformadores	Precio actual
104	Seguidores	CPI
	EQUIPOS Y MATERIALES SISTEMAS ELECTRICOS	
110	BOP	
111	Sistema SS/AA	PPI
105	Sistema Colector MT	PPI
106	Sistema de Control y Comunicaciones	PPI
107	Sistema de Protección Eléctrica Central	PPI
108	Estación meteorológica	PPI
109	Transformador Elevador	PPI
200	OBRAS CIVILES	
201	Instalación de faenas	IPC
202	Excavaciones	IPC
203	Fundaciones	IPC
204	Caminos internos y urbanización	IPC
205	Obras menores, edificios y cierre perimetral	IPC
220	TRANSPORTE Y MONTAJE	
221	Transporte equipamiento principal	IPC
222	Montaje equipamiento principal	IPC
360	COSTOS INDIRECTOS C&M	
361	Costos indirectos construcción como % del costo directo	IPC
362	Gastos generales de construcción como % del costo directo	IPC
	CONEXIÓN ELÉCTRICA - SUBESTACION DE	
370	SALIDA AT	
371	Suministro Subestación Salida	PPI
372	Construcción y Montaje Subestación Salida	IPC

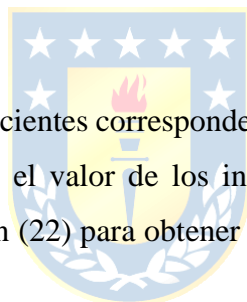
Tabla 5.6-B Costos de módulos fotovoltaicos actualizados para enero 2021. (Fuente: PVXchange).

Item	Partida	Indexador
380	CONEXIÓN ELÉCTRICA - LINEA ALTA TENSION	
381	Suministro LAT	IPP
382	Construcción y Montaje LAT	IPC
390	CONEXIÓN ELÉCTRICA - PAÑO SUBESTACION DE CONEXIÓN	
391	Suministro Paño Subestación de Conexión	PPI
392	Construcción y Montaje Subestación Salida	IPC
400	GASTOS DE GESTIÓN PROPIETARIO	
401	Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto	
	- Ingeniería para EIA	IPC
	- Ingeniería básica para licitación	IPC
	- Servicios Owner´s engineer y puesta en marcha	IPC
402	Gestión EIA	
	- Estudio Impacto ambiental	IPC
	- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico,aire)	IPC
403	Derechos de internación	IPC
404	Seguros Generales	IPC
405	Costos de terrenos, permisos y concesiones	
	- Costo terreno central fotovoltaica	IPC
	- Servidumbres LAT	IPC
406	Compensaciones a la comunidad	IPC
407	Gastos de puesta en marcha	IPC
408	Varios	IPC
500	TOTAL GASTOS GESTIÓN DEL PROPIETARIO	
600	IMPREVISTOS	IPC

Luego de asignar los índices, se procede a calcular el peso de cada indicador, esto se muestra en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7 Costos de módulos fotovoltaicos actualizados para enero 2021. (Fuente: PVXchange)

	Costo total		Peso de cada indexador	
	Soporte fijo	Soporte seguimiento	Soporte fijo	Soporte seguimiento
Inversor	\$ 9.540.000	\$ 9.540.000	5,8%	5,6%
Modulo	\$ 42.300.000	\$ 42.300.000	25,6%	25,0%
CPI	\$ 9.000.000	\$ 12.150.000	5,4%	7,2%
PPI E	\$ 7.194.048	\$ 7.194.048	4,4%	4,3%
PPI	\$ 877.011	\$ 877.011	0,5%	0,5%
IPC	\$ 96.444.459	\$ 96.916.959	58,3%	57,4%
Total	\$ 165.355.519	\$ 168.978.019	100%	100%



En la ecuación (23) los coeficientes corresponden al peso de cada indicador, luego de ser calculados, se debe contar con el valor de los indicadores económicos, nacionales e internacionales y aplicar la ecuación (22) para obtener los factores de actualización de cada indicador. (ver Tabla 5.8)

Tabla 5.8 Factores calculados en base a indicadores de diciembre del 2015 y enero del 2021

Indicador	Factor de actualización
CPI	1,10
PPI E	1,10
PPI	1,33
IPC	1,14
Dólar observado (BC)	1,01

Luego de esto, se procede a sumar todos los ítems del CAPEX a excepción de los módulos fotovoltaicos, como se muestra en la Tabla 5.9. Esto permite, estimar los costos de CAPEX para los distintos tipos de módulos fotovoltaicos cuando se cuenta con el precio de cada uno.

Tabla 5.9 Costo de inversión sin considerar los módulos fotovoltaicos.

CAPEX sin modulo FV	
Fijo	Seguimiento un eje
1,03 [USD/Wp]	1,06 [USD/Wp]

Finalmente, se suma los valores de la Tabla 5.5, obteniendo así, el costo total de inversión en dólares por watt peak para distintos tipos de tecnologías fotovoltaicas.

Tabla 5.10 Costo de inversión total para el uso de diferentes tecnologías de captación fotovoltaica.

Tecnología	CAPEX Total	
	Fijo	Seguimiento
Low cost	1,27 [USD/Wp]	1,29 [USD/Wp]
Mainstream	1,35 [USD/Wp]	1,37 [USD/Wp]
All black	1,46 [USD/Wp]	1,48 [USD/Wp]
High efficiency	1,47 [USD/Wp]	1,49 [USD/Wp]
Bifacial	1,48 [USD/Wp]	1,50 [USD/Wp]

5.6. OPEX

Para estimar los costos de operación y mantención de la planta solar fotovoltaica María Elena, se considera un 3,5% del costo total de inversión, esto da como resultado los costos mostrados en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Estimación de los costos del primer año de operación y mantención.

Tecnología	Opex (3,5%)	
	Fijo	Seguimiento
Low cost	0,044 [USD/Wp]	0,045 [USD/Wp]
Mainstream	0,047 [USD/Wp]	0,048 [USD/Wp]
All black	0,051 [USD/Wp]	0,052 [USD/Wp]
High efficiency	0,051 [USD/Wp]	0,052 [USD/Wp]
Bifacial	0,052 [USD/Wp]	0,052 [USD/Wp]

5.7. WACC

Debido a que no se conocen los datos necesarios para calcular el costo promedio ponderado de capital, se supondrá una estructura de capital compuesta por un 80% de deuda y un 20% de patrimonio aportado por los inversionistas. La tasa de interés se estima en un 5% y el costo del patrimonio se considera como un 10%. La vida útil de la instalación está limitada por la vida útil de los módulos fotovoltaicos, a pesar de que hoy existen equipos con una vida útil hasta 30 años, se considerará como promedio una vida útil de 25 años. Los datos mencionados y el resultado de utilizar la ecuación 16 para el cálculo del WACC se encuentran en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12 Datos asumidos para el cálculo del costo promedio ponderado de capital.

Vida útil (periodo de depreciación)	25,00
Peso de la deuda	80%
Peso del patrimonio	20%
Tasa de interés de la deuda	5%
Tasa de interés del patrimonio	10%
Tasa de impuestos	27%
Costo promedio ponderado de capital (WACC)	4,92%

5.8. Estimación de la energía anual generada

Con los datos de radiación obtenidos del explorador solar, se procede a calcular la energía anual generada con la ecuación (24), este valor dependerá del tipo de tecnología utilizada en la etapa de captación y sus coeficientes de degradación anual. En el caso del uso de sistemas de seguimiento, se ha considerado una ganancia de 33% con respecto al caso de la estructura fija. Para módulos bifaciales, se ha considerado una ganancia del 11%, es la más alta reportada hasta la hora por las empresas generadoras de energía fotovoltaica en Chile que utilizan este tipo de tecnología. Para ilustrar esto se ha elaborado una tabla mostrando los resultados obtenidos utilizando distintos tipos de módulos. Se ha utilizado como referencia las fichas técnicas de módulos fotovoltaicos mostradas en el anexo C.

Tabla 5.13 Energía anual generada de cada opción de diseño.

Tecnología	Energía anual generada	
	Fijo	Seguimiento
Low cost	135578,21 MWh-año	141736,97 MWh-año
Mainstream	145384,77 MWh-año	193844,85 MWh-año
All black	135379,86 MWh-año	180336,11 MWh-año
High efficiency	145147,56 MWh-año	192746,02 MWh-año
Bifacial	160863,79 MWh-año	213948,84 MWh-año

5.9. Resultados obtenidos

Finalmente se calcula el valor de LCOE para los distintos tipos de módulos fotovoltaicos disponibles. Se puede notar, que los valores más bajos se obtienen cuando se seleccionan módulos policristalinos o del tipo bifaciales. A pesar de que a simple vista parece no haber mucha diferencia entre optar por módulos bifaciales, el valor del costo nivelado de la energía resulta ser el más bajo, no obstante, esta opción resulta ser la mejor debido a que, es posible generar un 10% más de energía con respecto a una planta solar de las mismas características, pero utilizando módulos FV policristalinos monofaciales.

Tabla 5.14 LCOE obtenido a partir de las distintas opciones de diseño.

Tecnología de módulos FV	LCOE	
	Fijo	Seguimiento
Low cost	80,72 [USD/MWh]	78,43 [USD/ MWh]
Mainstream (silicio policristalino)	80,02 [USD/ MWh]	60,91 [USD/ MWh]
All black	92,94 [USD/ MWh]	70,73 [USD/ MWh]
High efficiency	87,28 [USD/ MWh]	66,63 [USD/ MWh]
Bifacial	79,29 [USD/ MWh]	60,43 [USD/ MWh]

Los resultados mostrados en la Tabla 5.14, muestran la tendencia esperada del valor de LCOE producido al escoger tecnologías más eficientes. Sin embargo, estos valores son mayores a los valores referenciales antes mencionados. Esto se debe a que la metodología planteada para el cálculo de CAPEX considera todos los recursos necesarios para el financiamiento de un proyecto fotovoltaico de gran escala, en consecuencia, el valor del costo de inversión teórico podría ser mayor al costo real, por lo tanto, es preciso realizar un análisis de escenarios con el fin de evaluar el valor de LCOE.



5.10. Análisis de escenarios

Haciendo uso de los análisis de sensibilidad realizados, es posible saber de antemano, que valor deberían tener las variables para disminuir el costo nivelado de la energía. En este contexto, se plantea realizar una reducción al costo promedio ponderado de capital, a través de una reducción en las tasas de interés de la deuda y el patrimonio, junto con una modificación en la estructura de capital, lo que da como resultado un WACC de 2.34% (tabla 5.15).

Tabla 5.15 Valores económicos propuestos para el cálculo del WACC.

Vida útil (periodo de depreciación)	25,00
Cambio de inversores (de ser necesario)	13,00
Peso de la deuda	90%
Peso del patrimonio (Equity)	10%
Tasa de interes de la deuda	3%
Tasa de interes del patrimonio	7%
Tasa de impuestos	27%
Costo promedio ponderado de capital (WACC)	2,34%

En resultados del análisis de sensibilidad se ha observado que al reducir el valor del CAPEX se obtiene como resultado una baja en el valor de LCOE, por lo tanto, se ha considerado una reducción de los costos totales de inversión de un 20% respecto de los valores de la tabla 5.10, obteniendo los resultados de la tabla 5.16.

Tabla 5.16 LCOE obtenido a partir de las distintas opciones de diseño.

Tecnología	CAPEX TOTAL	
	Fijo	Seguimiento
Low cost	1,08 [USD/Wp]	1,10 [USD/Wp]
Mainstream	1,15 [USD/Wp]	1,16 [USD/Wp]
All black	1,24 [USD/Wp]	1,26 [USD/Wp]
High efficiency	1,25 [USD/Wp]	1,27 [USD/Wp]
Bifacial	1,26 [USD/Wp]	1,27 [USD/Wp]

Siguiendo el mismo criterio de cálculo de los costos de operación y mantención, se ha considerado como un 3,5% de los costos de inversión, dando como resultado, los valores mostrados en la tabla 5.17.

Tabla 5.17 Costos de operación y mantención de las distintas tecnologías.

Tecnología	OPEX FV (3,5%)	
	Fijo	Seguimiento
Low cost	0,038 USD/Wp	0,038 USD/Wp
Mainstream	0,040 USD/Wp	0,041 USD/Wp
All black	0,043 USD/Wp	0,044 USD/Wp
High efficiency	0,044 USD/Wp	0,044 USD/Wp
Bifacial	0,044 USD/Wp	0,045 USD/Wp

Debido a que no se ha considerado un cambio en las características de eficiencia de los módulos fotovoltaicos, se mantienen los valores de energía anual producida mostrados en la tabla 5.13.

Con los datos de entrada propuestos para el escenario más favorable, se han calculado el LCOE considerando las distintas opciones de tecnologías disponibles para el diseño de una planta fotovoltaica.

Tabla 5.18 LCOE obtenido a partir de las distintas opciones de diseño.

Tecnología	LCOE	
	Fijo	Seguimiento
Low cost	63,211 USD/MWh	61,419 USD/MWh
Mainstream	62,664 USD/MWh	47,696 USD/MWh
All black	72,783 USD/MWh	55,389 USD/MWh
High efficiency	68,351 USD/MWh	52,173 USD/MWh
Bifacial	55,994 USD/MWh	47,319 USD/MWh

5.11. Discusión y conclusiones.

Al realizar los cálculos de LCOE para el caso de una planta fotovoltaica con las características de la planta solar María Elena, se pudo observar en los resultados, que los valores obtenidos son superiores a los valores referenciales, esto se debe principalmente al costo de inversión y al valor de WACC. Sin embargo, los valores obtenidos previamente al análisis del escenario más favorable cumplen con la hipótesis planteada, es decir, los valores de LCOE más bajos, se obtienen al utilizar tecnologías más eficientes y con ganancia bifacial que aumenten la producción de energía. En el análisis del caso con las condiciones más favorables, se observó que, al mantener las condiciones de radiación y eficiencia de los módulos fotovoltaicos utilizados para el estudio, y a su vez, disminuir los valores de WACC y CAPEX, da como resultado un costo promedio ponderado de la energía más bajo que los valores referenciales. Esta información resulta relevante al momento de planificar las condiciones de inversión en un activo de generación fotovoltaica, ya que permitirá conocer con antelación, cuanto es necesario optimizar los recursos de inversión para obtener un costo nivelado de la energía más competitivo.

Capítulo 6. Conclusiones

6.1. Sumario

En el desarrollo de la presente investigación, se estudian los criterios de diseño aplicados a las plantas solares fotovoltaicas de alta potencia y como el criterio de selección de los equipos de captación y las estructuras de montaje fijas o con seguimiento afectan al valor del costo nivelado de la energía. Se propone una metodología de estimación de los costos de inversión, operación y mantención, y se usa un modelo que proporciona la proyección del crecimiento del mercado fotovoltaico a nivel global. Además, se aplican los conceptos revisados en los capítulos y los criterios de diseño referente a la selección de tecnologías de módulos FV, a un parque solar ubicado en la región de Antofagasta.

6.2. Conclusiones

- De las proyecciones realizadas acerca del futuro del mercado fotovoltaico, se puede asegurar, que los costos de inversión serán cada vez más bajos, promoviendo así, la inversión en plantas de generación fotovoltaica de alta potencia.
- A pesar de que los costos de inversión son estimados a partir de valores entregados por entidades gubernamentales, estos pueden no ser exactos, sin embargo, resulta ser la mejor aproximación que se puede obtener con los datos disponibles que son de uso público.
- De los resultados obtenidos tras realizar cambios en el diseño, se puede concluir que la forma más acertada de reducir el costo nivelado de la energía es realizar un cambio en la tecnología de los equipos de generación, seleccionando módulos fotovoltaicos bifaciales con sistema de seguimiento solar, que brinden un mayor rendimiento a un costo que no implique un aumento significativo en el CAPEX, ya que esto repercutiría negativamente en el valor de LCOE y disminuyendo así, la rentabilidad del activo de generación eléctrica.

6.3. Trabajo Futuro

Como se ha mencionado, la estimación del CAPEX se ha realizado solo utilizando valores referenciales. En la práctica, se suele requerir un error no mayor al 10%, para cumplir con esta imposición, se realiza un análisis de precios unitarios, lo cual requiere, conocer la secuencia constructiva para confeccionar las partidas o actividades, y los recursos que se utilizarán en el proceso de obras. Por lo cual, se sugiere, que, como línea de investigación, se estudie la manera de generar bases de datos de rendimientos de obra, costos de recursos como horas hombre, maquinaria, materiales, valores de importación, transporte, equipos e insumos. De esta forma, sería posible obtener valores de inversión mucho más exactos, que podrían complementar los estudios futuros que requieran el cálculo de CAPEX y OPEX, siendo un aporte significativo a las labores de ingeniería en Chile.



Bibliografía y referencias

- [1] M.E. "Educación Energías Renovables ", Informe, Ministerio De Energía, Santiago, Chile, 2020
- [2] César Díaz Pomar "La Celda Solar Como Módulo Didáctico De Enseñanza Del Efecto Fotoeléctrico", Artículo, Ciencias física, U.D.F.J.C, Bogotá, Colombia, 2008.
- [3] "Energía Solar Fotovoltaica ", Artículo, C.O.I.T, Madrid, España, 2002.
- [4] "Energía Solar Fotovoltaica; Criterios Básico Para La Evaluación Técnica De Proyectos", informe, CIFES-CORFO, Santiago, Chile, 2020.
- [5] "Estudio Benchmarking de plantas solares fotovoltaicas en Chile" , Informe, Encare.ltda, Santiago, Chile, 2015.
- [6] Fraunhofer "Photovoltaics Report", Reporte, Ise, 2020
- [7] Javier De La P. "Estudio Y Desarrollo De Una Planta Solar Fotovoltaica", MDT, Ingeniería De Organización, Administración De Empresas Y Estadística, UPM, Madrid, España, 2016.
- [8] Oscar M. "Estudio De Factibilidad Técnico Económico De Una Planta Solar Fotovoltaica Conectada ", MDT, Ingeniería Eléctrica, PUC, Valparaíso, Chile, 2017.
- [9] Carlos D. "Global Techno-Economic Performance Of Bifacial And Tracking Photovoltaic Systems", Artículo, Revista Joule, 2020
- [10] Eero V. "Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelized cost of electricity", Artículo, EU PVSEC PAPER, Finlandia, 2019.
- [11] Franco O. "Cálculo de LCOE en parques FV de gran potencia", MDT, UdeC, Concepción, Chile, 2018
- [12] James P. "Administración Exitosa De Proyectos", Libro, Editorial Thomson, México, 2002.
- [13] Raimundo L. "Manual Para La Modelación Financiera De Activos De Generación Eléctrica En Chile. Internado En Empresa J.P. Morgan Chase & Co.", Tesis Magister, Ingeniería, UCH, Santiago, Chile, 2011.

- [14] Luis B. "Análisis de Rendimientos y consumos de mano de obra en actividades de construcción" , Artículo, Universidad EAFIT, 2002.
- [15] Proyersa LTDA. "Determinación De Los Costos De Inversión Y Costos Fijos De Operación De La Unidad De Punta, En Sistemas Sic, Sing Y Ssmm; Y Determinación De Costos De Inversión Por Fuente De Generación", Informe, Santiago, Chile, 2016.
- [16] Theodore P. "learn Factors affecting the cost of airplanes " , Artículo, Research GATE, EE.UU., 2000.
- [17] Daniel A. "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos", informe, Santiago, Chile, 2016.
- [18] Raimundo R. "WACC y oportunidades de inversión", Artículo, ResearchGATE, 2015.
- [19] Ministerio De Energía, "Energías Renovables En Chile, El Potencial Eólico, Solar E Hidroeléctrico De Arica A Chiloé", Artículo, Santiago, Chile, 2020.
- [20] IEE "IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection, IEEE Std 2778-2020 " , Norma Técnica.
- [21] "Arreglos fotovoltaicos (FV) – Requisitos de diseño, NCh IEC/TS 62548", Norma técnica.
- [22] Luis A. Siegert, "Alta tensión y sistemas de transmisión ,(1988), capitulo 14 – Tratamiento del neutro" , Libro, 1998.
- [23] IEEE, "Guide For Safety In Ac Substation Grounding, IEEE Std 80-2000, Junio 2000" , Norma Técnica, EE.UU, 2000.
- [24] E. Bellini "El LCOE De La Energía Fotovoltaica A Gran Escala Cayó Un 4% Hasta Los 50 Dólares MWh en Seis Meses", Artículo de revista, Santiago, Chile, 30 de Abril, año 2020. (online: www.pv-magazine-latam.com)

Anexo A. Normativa y Criterios de diseño

A.1. Normativa aplicable

la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) exige como requisito mínimo de aceptación la norma internacional IEC 61215. Sin embargo, el Instituto Nacional de Normalización (INN) ha homologado al idioma español y al contexto de la energía fotovoltaica en Chile, las normas técnicas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

Norma Chilena NCh-IEC 61836: Contiene la terminología, definiciones, documentos y simbología que se utiliza en las distintas normas técnicas nacionales e internacionales que refieren al área de plantas solares fotovoltaicas.

Normas Chilenas NCh-IEC 61215-1 y NCh-IEC 61215-2: las cuales definen y detallan los procedimientos y ensayos requeridos por la SEC para obtener los límites físicos que pueden soportar los módulos fotovoltaicos, tales como ciclos térmicos, cargas mecánicas, etc.

Normas Chilenas NCh-IEC 62446-1 y NCh3650: contienen las especificaciones de los ensayos mínimos para la puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica. También, enumeran la documentación mínima para ejecutar dichas actividades.

Norma Chilena NCh-IEC/TS: describe los requisitos de diseño para sistemas fotovoltaicos, como el cableado de los arreglos en corriente continua, protecciones eléctricas, tableros de transferencia de energía y sistemas de puesta a tierra.

Norma Chilena NCh-IEC 61829: describe los procedimientos que se utilizan para llevar a cabo las mediciones en terreno de las características de los arreglos fotovoltaicos, condiciones meteorológicas y la manera en la cual se deben utilizar estos datos para el cálculo de la potencia nominal y otros parámetros. Normaliza la forma y los criterios de evaluación que deben cumplir las empresas encargadas de la evaluación de los sistemas fotovoltaicos.

Norma Chilena NCh-IEC 61701: describe las secuencias de ensayo para determinar la resistencia a la corrosión de diferentes módulos fotovoltaicos cuando son expuestos a ambientes salinos.

Norma Chilena NCh-IEC 62093: determina las características de desempeño de cada uno de los componentes que pertenecen al BOS luego de ser expuestos a las condiciones ambientales de servicio para la aplicación necesaria de acuerdo con las especificaciones entregadas por el fabricante.

Norma Chilena NCh 3649: determina el procedimiento para la medición de la eficiencia de conversión de los inversores conectados a la red y la del sistema de seguimiento del punto de máxima potencia.

A.2. Selección del lugar

La selección del lugar es donde será emplazada la planta FV es un proceso importante y debe considerar una serie de restricciones y criterios que tendrán una incidencia no menor en el costo de inversión y en consecuencia en el costo nivelado de la energía [1]. Para esto se debe tener en consideración los siguientes puntos:

- **Características de radiación solar:** El primer punto a considerar para ubicar una planta solar fotovoltaica, es la magnitud de la radiación solar del lugar, ya que, el rendimiento económico y de producción de energía de la instalación aumenta según mayor sea la cantidad de energía por unidad de área. Se toma como referencia que el lugar con mayor radiación del planeta es el desierto de Atacama con 7,5 [kWh/m²/día].
- **Clima:** Es otra variable importante que se debe considerar, puesto que lo ideal es que el clima no presente mayores variaciones a lo largo de las diferentes estaciones del año. Elementos como la temperatura y el nivel de polución afectan al rendimiento de la instalación, es importante recordar que los módulos fotovoltaicos pierden alrededor de un 0,5% de eficiencia por cada °C superior a su temperatura estándar. Finalmente,

el último punto a considerar referente a las condiciones climatológicas del lugar es la probabilidad de inundación, esta idealmente debe ser nula.

- **Velocidad del viento:** Si bien es una característica propia del clima, conviene analizarlo de manera independiente, debido a que, una velocidad de viento elevada significaría un costo mayor al necesitar estructuras de soporte que puedan resistir velocidades de viento superiores a las indicadas por el fabricante. Como referencia se tiene el modelo de estructura de seguimiento de un solo eje AP90 single axis, que soporta una velocidad de viento máxima de 40 m/s.
- **Área disponible:** Este factor es el que delimitará el máximo de potencia que será posible instalar en el lugar. Si bien, la potencia peak dependerá del tipo de tecnología y sus características de eficiencia, un área muy acotada, disminuiría la producción y afectaría a la rentabilidad de la planta, ya que existen distancias mínimas entre filas que, de no cumplirse, producirían sombreado entre módulos fotovoltaicos.
- **Características topográficas:** La pendiente nula del terreno es una de las características ideales para maximizar el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. Un terreno plano significaría un menor costo y una menor distancia entre filas. De no cumplirse esta condición, una alternativa es escoger un lugar con una pendiente negativa orientada hacia el ecuador que no sea mayor a la utilizada para instalaciones fotovoltaicas con estructura fija inclinada.
- **Riesgos ambientales/sociales:** Todo proyecto debe presentar un estudio de impacto ambiental, esto considera el no afectar hábitats, flora o fauna protegida. Como regla general, el sitio de la instalación debe estar alejado de las zonas que son sensibles ecológicamente. Idealmente deben estar ubicadas en zonas desérticas. Se debe evitar la contaminación visual, zonas de pueblos originarios y la intervención de patrimonios culturales.

- **Niveles de contaminación:** La rentabilidad y la eficiencia de conversión pueden verse comprometidas si el lugar escogido para su emplazamiento posee altos niveles de contaminación. Los altos niveles de material particulado en el aire podrían aumentar los costos de mantención, puesto que esto afectaría la captación de energía solar y para mitigarlo ~~este~~, se debe recurrir a aumentar la frecuencia con la cual se realiza limpieza a la superficie de los paneles fotovoltaicos, lo que se vería reflejado en un aumento en los costos de operación y mantención del sistema FV.
- **Conexión a la red:** La capacidad, disponibilidad y proximidad del punto de conexión son elementos importantes a considerar al momento de la elección del lugar en el cual se ubicará la instalación. Estos factores podrían tener una incidencia no menor en el costo de inversión y deben ser escogidos estratégicamente de manera de favorecer la disminución del costo nivelado de la energía.
- **Disponibilidad de recursos básicos:** Cuando se habla de recursos básicos, se refiere principalmente a la disponibilidad del agua, ya sea para el consumo del personal de planta o para la limpieza de los modelos fotovoltaicos. Si el acceso a este recurso es limitado, significaría un aumento en los costos de OPEX, ya que, se debería considerar el precio del suministro ~~de agua~~.
- **Accesibilidad:** La ubicación no debe dificultar el acceso del personal tanto en el proceso constructivo como el operativo. De lo contrario, podría caerse en el requerimiento de la construcción de caminos o carreteras para facilitar o permitir el suministro de materiales en el proceso constructivo o el flujo vehicular para el caso de la mantención y operación de la planta solar.

A.3. Definición de la potencia nominal de generación.

En base a las características de radiación del lugar, el área disponible y acotado por la capacidad de inyección de potencia del punto de conexión, se debe dimensionar cual es el volumen de potencia que se desea generar con la instalación fotovoltaica [1]. Para esto basta con conocer los datos necesarios para resolver la ecuación:

$$P_{nominal} = A_{disponible} \cdot D_{lugar} \quad (17)$$

Donde:

$P_{nominal\ requerida}$: es la potencia nominal que tendrá la instalación [MW]

$A_{disponible}$: Es el área disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos [Ha]

D_{lugar} : Densidad de potencia del lugar en [MW/Ha], se puede tomar como referencia los valores dados en [19].



A.4. Selección del inversor

Una correcta selección del inversor dará como resultado un óptimo aprovechamiento del recurso energético. Para llevar a cabo esta tarea, es necesario conocer las características técnicas del equipo que se utilizará, tales como:

- Potencia nominal
- Tensión de entrada
- Corriente máxima de entrada
- Rango del seguidor del punto de máxima potencia
- Eficiencia de conversión

El equipo se seleccionará en base a las necesidades de producción de potencia, por lo tanto, también es importante definir previamente la arquitectura que se utilizará en el diseño del sistema fotovoltaico. Esto se refiere al uso de inversor tipo central, string o micro inversores, considerando las ventajas y desventajas que cada una de estas tecnologías posee y el costo [7].

A.5. Selección del módulo

Los módulos fotovoltaicos son uno de los elementos fundamentales que componen cualquier instalación fotovoltaica, por lo tanto, se debe seleccionar un tipo de módulo que satisfaga las necesidades del proyecto teniendo en consideración los costos asociados a la compra de estos equipos. Las principales características que se deben tener en consideración a la hora de especificar el módulo fotovoltaico que se utilizará, radican principalmente en la eficiencia de conversión y de su vida útil. Actualmente existen muchas más opciones que en años anteriores gracias al avance en las técnicas de fabricación, que han mejorado considerablemente contribuyendo a reducir los costos de manera sostenida y acortando la brecha histórica que ha existido entre los módulos de Si-monocristalino, Si-policristalino y el resto de las tecnologías en desarrollo. Por lo tanto, la elección de los dispositivos captadores de energía, quedan a criterio del diseñador. Sin embargo, se recomienda el uso de tecnologías con una mayor eficiencia o un número elevado de ventajas para aprovechar de manera óptima el recurso solar. Como lo es el caso de los modelos fotovoltaicos de alta eficiencia o monocristalinos, o también, el uso de tecnologías con un crecimiento positivo en el mercado como el caso de los modelos fotovoltaicos bifaciales. Las características técnicas que se deben tomar en cuenta para el diseño de la instalación fotovoltaica son:

- Voltaje de salida
- Dimensiones
- Eficiencia
- Tipo de módulo (monocristalino, policristalino, thin film, etc.)

Con el inversor ya previamente definido, se procede al cálculo de las características de interconexión entre módulos fotovoltaicos en base al nivel de tensión requerido en la entrada de la estación inversora [1].

$$N^{\circ} \text{ modulos por string} = \frac{V_{\text{entrada inversor}}}{V_{\text{salida modulo}}} \quad (18)$$

$$N^{\circ} \text{ string por inversor} = \frac{I_{\text{maxima inversor}}}{I_{\text{salida string}}} \quad (19)$$

$$P_{\text{peak por inversor}} = N_{\text{total modulos}} \cdot P_{\text{peak cada modulo}} \quad (20)$$

Luego de obtenida la potencia peak total por cada inversor, se debe sobredimensionar en función de la relación DC/AC definida por ingeniería, debido a que los módulos no alcanzan la potencia máxima y su producción está sujeta a los valores de radiación y condiciones climáticas del lugar. Esto es importante, ya que, operar un inversor bajo sus niveles de potencia peak de entrada dados por el fabricante, tiene un impacto negativo en el rendimiento. Comúnmente la relación DC/AC se encuentra en el rango de 1,1 y un 1,4 [9] y se calcula con la ecuación (7):

$$Ratio_{DC/AC} = \frac{P_{AC}}{P_{AC}} \quad (21)$$

De esta forma, realizando el reajuste mencionado, el inversor quedaría subdimensionado con respecto a la potencia peak total de los módulos fotovoltaicos conectados, asegurando un correcto funcionamiento del equipo.

A.6. Inclinación del módulo

La inclinación de los módulos fotovoltaicos es un parámetro de diseño importante que se debe considerar, debido a que, la producción de energía será óptima cuando el ángulo de

incidencia de la luz solar sea perpendicular a la superficie de las células fotovoltaicas. A causa de que la trayectoria del sol no es constante durante las distintas estaciones del año, el ángulo de la luz solar no será de 90° con respecto a la superficie durante este periodo, por lo cual, la inclinación del módulo dependerá de la latitud en el caso del uso de soportes fijos [4]. Sin embargo, existen soportes móviles que maximizan la producción de la instalación solar, orientando los módulos en una posición donde el ángulo entre la luz solar y la superficie del módulo sean lo más perpendicular posible. Por lo tanto, los criterios de orientación de módulos FV dependerán del tipo de estructura en la cual estén montados. En el caso de una estructura fija con inclinación, los módulos deben estar orientados hacia el norte, en el caso de Chile y países que se encuentren en el hemisferio sur, con una inclinación respecto a la horizontal del terreno igual a la latitud del punto geográfico [4][7]. Por otra parte, si están montados sobre una estructura móvil con rotación respecto a un solo eje, debe estar alineado en dirección norte-sur, en consecuencia, los módulos fotovoltaicos rotarán desde oriente a poniente. Por otro lado, en el caso en el que se utiliza un sistema de seguimiento de dos ejes, será el mismo sistema el cual orientará los módulos fotovoltaicos hacia la posición del sol.

A.7. Distancia entre módulos

Para evitar pérdidas debido al sombreado producido por los módulos contiguos y de esta forma aprovechar de mejor manera el recurso solar, se debe realizar un cálculo para determinar cuál es la separación mínima requerida para evitar las sombras. Al aumentar la distancia entre módulos, se aumenta la producción de energía, pero, en consecuencia, se disminuye la cantidad de módulos que se podrían instalar en un área limitada. La distancia típica de separación es alrededor de 5 metros, si se continúa aumentando la distancia, el aumento de la producción después de los 6 metros ya no es significativa, por lo tanto, es posible afirmar, que esa es la distancia máxima recomendada. Por otro lado, para calcular la distancia mínima entre filas, es necesario conocer la altura solar del solsticio de invierno y la altura máxima de la estructura junto con el módulo fotovoltaico. Para obtener este valor se utiliza la ecuación [4]:

$$D = \tan((90 - \varphi - \delta) \cdot h) [m] \quad (22)$$

Siendo:

D: distancia mínima entre cada fila [22].

h: distancia entre el suelo y el punto de mayor altura del módulo fotovoltaico[22].

φ : latitud del punto geográfico donde se ubica la instalación [grados].

δ : ángulo de declinación del solsticio de invierno [grados].

A.8. Separación de los circuitos de CC y CA

Además de los requisitos contenidos por la norma IEC 6036-4, los circuitos de corriente continua que van desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores deben ir separados de los circuitos de corriente alterna que van desde el inversor hasta la subestación de conexión, de la misma manera que se separan los distintos niveles de tensión en corriente alterna.

A.9. Cableado en CC

A. Niveles de tensión

Los niveles de VDC típicos en plantas solares fotovoltaicas de alta potencia oscilan entre los 1000 V y 1500 V, la razón de esto radica en los inversores que hay disponibles en el mercado. Una vez definido el nivel de tensión, se deben conectar los módulos fotovoltaicos en serie para alcanzar la tensión deseada, análogamente, se conectarán en paralelo para aumentar la corriente.

B. Calibre del conductor

Una selección adecuada del calibre y las características del cable, evitarán problemas en la instalación y asegurarán su correcto funcionamiento. Para el cálculo de la sección transversal

del cable se debe conocer el tipo de material, aluminio o cobre, su conductividad, la longitud, la corriente que circulará por el conductor y el nivel de tensión. Para el cálculo se utiliza la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{V \cdot \sigma} \text{ [mm}^2\text{]} \quad (23)$$

Donde:

S: área de la sección transversal del conductor [mm²]

L: longitud del conductor [22]

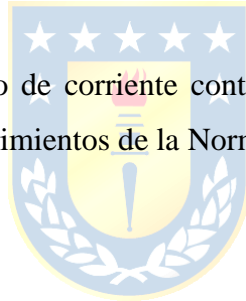
I: Corriente [1]

V: tensión [13]

σ : Conductividad del material [S/m]

C. Tipo de cable

Los cables utilizados en el circuito de corriente continua del sistema fotovoltaico deben especificarse cumpliendo los requerimientos de la Norma Chilena NCh-IEC/TS 62548.



Requerimientos generales:

- Ser apto para aplicaciones en corriente continua.
- Tener una clasificación de voltaje igual o superior que el voltaje máximo del arreglo FV.
- Tener una clasificación de temperatura según la aplicación.
- Ser ignífugos, según se define en IEC 60332-1-2.

Requerimientos según el tipo de ambiente:

- Si el cable está expuesto a la superficie, debe ser resistente a los rayos UV, tener una protección adecuada a los rayos UV o ser instalados en ductos resistentes a los rayos UV.
- Ser resistentes al agua.

- Ser de cobre estañado si están expuestos a ambientes salinos.

Recomendaciones para los cables de string

- Se recomienda que los cables utilizados en los string sean flexibles, clase 5 según IEC 60228, para permitir las dilataciones térmicas y resistir las condiciones de viento de los arreglos fotovoltaicos.

D. Canalización

Además, se debe definir el método del tendido de cable, que puede ser:

- Directamente enterrado
- Banco de ductos
- Escalerilla porta conductores
- Trincheras
- Conduit o canalización a la vista.



Independiente de la opción que se escoja para el diseño, rendimiento de la instalación.

A.10. Cableado en CA

A. Niveles de tensión y calibre del conductor

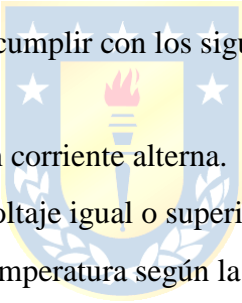
En el lado de corriente alterna, es decir, aguas arriba del inversor, se debe seleccionar un nivel de voltaje perteneciente al rango de media tensión (sobre 1000 V según NCh 4/2003). El criterio de selección del calibre dependerá de la corriente que circulará por el conductor y del diseño de canalizado o tendido de cable. Para esto debe referirse al National Electrical Code, en el artículo 310.6, donde se especifica la forma de seleccionar el conductor o cable para tensiones nominales entre 2 kV y 35 kV.

B. Tipo de cable

Para aplicaciones en sistemas fotovoltaicos, el circuito de distribución entre la subestación principal y las estaciones inversoras se suele evitar utilizar líneas aéreas, esto a causa del sombreado que podría producir un tendido de este tipo. Por lo cual, en lugar de utilizar conductores desnudos o protegidos, se prefiere el uso de conductores tendidos a través de:

- Banco de ductos.
- Escalerilla o bandeja porta conductores.
- Trincheras.
- Conduit o canalización a la vista.
- Directamente enterrado.

Dependiendo de esto, el cable debe cumplir con los siguientes requerimientos generales:

- 
- Ser apto para aplicaciones en corriente alterna.
 - Tener una clasificación de voltaje igual o superior que el voltaje nominal
 - Tener una clasificación de temperatura según la aplicación.
 - Ser ignífugos.
 - Soportar una corriente mínima del 1,25 veces la corriente nominal

Requerimientos según el tipo de ambiente:

- Si el cable está expuesto a la superficie, debe ser resistente a los rayos UV, tener una protección adecuada a los rayos UV o ser instalados en ductos resistentes a los rayos UV.
- Ser resistentes al agua.
- Ser de cobre estañado si están expuestos a ambientes salinos.

A.11. Puesta a tierra en sistemas FV

A. *Puesta a tierra de módulos fotovoltaicos*

La puesta a tierra en el interior de las instalaciones de una planta solar se realiza a través de electrodos o mallas puestas a tierra. Previo a un análisis, es importante señalar que elementos y equipos de la instalación deben estar aterrizados y se debe ubicar las zonas dónde deben ir los electrodos y mallas [20]. Para ello, se analizará caso a caso basándose en los elementos ilustrados en la figura 2.4.

Para evitar las tensiones peligrosas, se debe aterrizar la estructura metálica de los paneles solares conectándolas a un electrodo enterrado, por medio de un cable de cobre desnudo (figura A.1). Con esto, se consigue evitar tensiones peligrosas debido a descargas atmosféricas, acumulación de estática y condiciones que pudieran energizar las masas metálicas que componen la estructura que soportan los módulos fotovoltaicos [21].

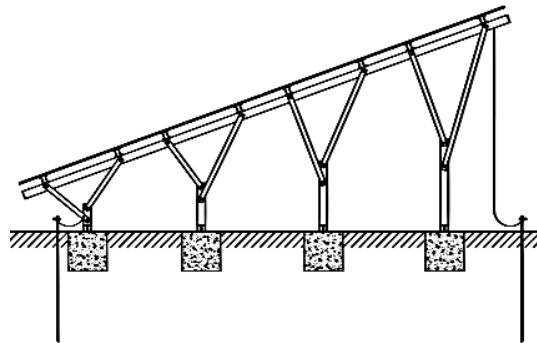


Figura A.1 Ejemplo de aterrizamiento de paneles solares

Cabe mencionar que siempre es recomendable aterrizar en más de un punto la estructura, con el fin, de asegurar la conexión frente a posibles daños por corrosión o de otro tipo [22].

B. *Puesta a tierra de estaciones inversoras*

Al igual que el caso de los módulos fotovoltaicos, todas las partes metálicas del inversor y transformador deben estar aterrizadas a un electrodo de tierra (tierra de protección). Sumado a esto, el neutro de la estrella del primario del transformador, que, a su vez, son las fases de la salida del inversor, puede estar aterrizada a través de una impedancia para limitar su corriente de falla o de manera rígida (figura A.2).

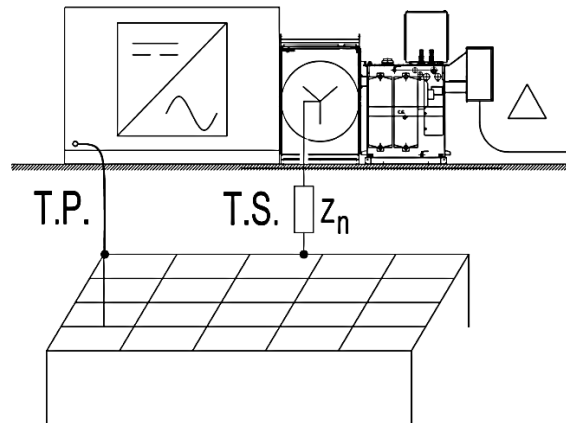


Figura A.2 aterrizamiento de inversor-transformador con tierra de servicio y tierra de protección.

C. Puesta a tierra en subestación.

Para este conjunto de equipos eléctricos ya existe conocimiento previo de cómo se aterrizan los distintos componentes que forman parte de ella [23]. A modo de resumen, se puede mencionar que existe una malla de tierra que cubre el área total de la subestación donde van conectadas las tierras de protección y servicio de toda la instalación (Figura 3.3).

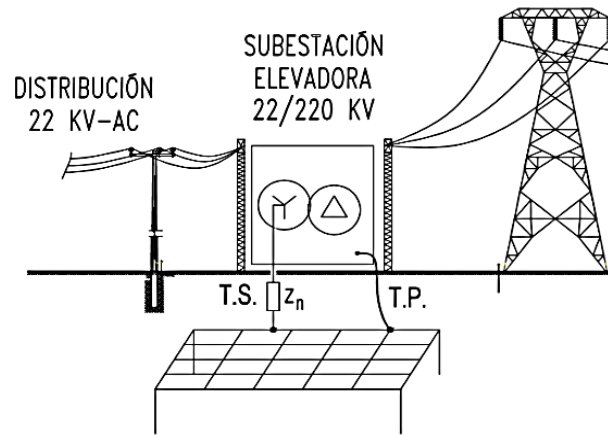


Figura A.3 Aterrizamiento de la subestación principal.



Anexo B. Calculo de energía anual utilizados en el caso de estudio.

		Sin sistema de seguimiento				
Losses - location dependent		Low cost	Policristalino	All black	Monocristalino	Bifacial
Temperature losses [TLoss]	%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-1,7%	-1,8%
Low irradiation losses [LiLoss]	%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
Spectrum losses [SLoss]	%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
Reflection losses [RefLoss]	%	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,3%
Module performance ratio [MPR]	%	96,2%	96,1%	96,2%	96,5%	96,3%
Soiling (dirt) losses [SoilLoss]	%	-4,8%	-4,8%	-4,8%	-4,8%	-4,8%
Shading losses [ShadLoss]	%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
Capture losses [CaptLoss]	%	8,7%	8,8%	8,7%	8,5%	8,6%
Losses - not location dependent						
Inverter efficiency [InvEff]	%	97,0%	97,0%	97,0%	97,0%	97,0%
Inverter power limitation [InvCLoss]	%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Transformer losses [TransLoss]	%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Interconnection losses [IntLoss]	%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Ohmic DC cable losses [DCWLoss]	%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
Ohmic AC cable losses [ACWLoss]	%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%
Module mismatched [ModMisLoss]	%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Inverter self-consumption losses [SelfCInv]	%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Tracker self-consumption losses [SelfCTrack]	%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Tracking losses [TrackLoss]	%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
System uptime [uptime]	%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%
System losses [SystLoss]	%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%
Performance						
Annual system degradation rate 1 [DF1]	%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Annual system degradation rate 2 [DF2]	%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Annual system degradation rate 3 [DF3]	%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Global horizontal irradiation [GHI]	kWh/m2.yr	2426	2426	2426	2426	2426
Irradiation gain due to mounting [MG]	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Module Efficiency ratio backside-frontside [BFR]	%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%
Backside illumination	W	150	150	150	150	150
Bifacial gain [BG]	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	11,0%
In-plane irradiation [IPI]	kWh/m2.yr	2426	2426	2426	2426	2426
Real Irradiation [REi]	kWh/m2.yr	2426	2426	2426	2426	2693
System performance ratio [PR]	%	83,8%	83,7%	83,8%	84,0%	83,9%
Utilization						
System size [PP]	MWp	71,20	71,20	71,20	71,20	71,20
Single module area [MS]	m2	1,94	1,94	1,56	1,82	2,11
Module efficiency [ModEff]	%	15,0%	16,1%	17,7%	19,76%	18,7%
Module power [MP]	Wp	300,00	310,00	295,00	360,00	395,00
Number of modules [Modules]		229677	229678	241356	197778	180254
Total module area [Amod]	m2	444756,54	444757,67	375936,11	360290,20	380973,32
Utilization [Ut]	MWh	135578	145385	135380	145148	160864

		Con sistema de seguimiento en un solo eje				
Losses - location dependent		Low cost	Policristalino	All black	Monocristalino	Bifacial
Temperature losses [TLoss]	%	-0,02	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-1,7%
Low irradiation losses [LiLoss]	%	0,00	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
Spectrum losses [SLoss]	%	0,00	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
Reflection losses [RefLoss]	%	-0,01	-1,3%	-1,3%	-1,3%	-1,3%
Module performance ratio [MPR]	%	0,96	96,2%	96,1%	96,2%	96,5%
Soiling (dirt) losses [SoilLoss]	%	-0,05	-4,8%	-4,8%	-4,8%	-4,8%
Shading losses [ShadLoss]	%	0,00	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
Capture losses [CaptLoss]	%	0,09	8,7%	8,8%	8,7%	8,5%
Losses - not location dependent						
Inverter efficiency [InvEff]	%	0,97	97,0%	97,0%	97,0%	97,0%
Inverter power limitation [InvCloss]	%	0,00	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Transformer losses [TransLoss]	%	-0,01	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Interconnection losses [IntLoss]	%	-0,01	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Ohmic DC cable losses [DCWLoss]	%	-0,01	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
Ohmic AC cable losses [ACWLoss]	%	0,00	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%
Module mismatched [ModMisLoss]	%	-0,01	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Inverter self-consumption losses [SelfCInv]	%	0,00	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Tracker self-consumption losses [SelfCTrack]	%	-0,01	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Tracking losses [TrackLoss]	%	-0,01	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
System uptime [uptime]	%	1,00	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%
System losses [SystLoss]	%	0,08	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%
Performance						
Annual system degradation rate 1 [DF1]	%	0,02	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Annual system degradation rate 2 [DF2]	%	0,02	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Annual system degradation rate 3 [DF3]	%	0,02	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Global horizontal irradiation [GHI]	kWh/m2.yr	2426,00	2426	2426	2426	2426
Irradiation gain due to mounting [MG]	%	0,33	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Module Efficiency ratio backside-frontside [BFR]	%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%
Backside illumination	W	150	150	150	150	150
Bifacial gain [BG]	%	0,00	0,0%	0,0%	0,0%	11,0%
In-plane irradiation [IPI]	kWh/m2.yr	3226,58	3227	3227	3227	3227
Real Irradiation [REi]	kWh/m2.yr	3227	3227	3227	3227	3582
System performance ratio [PR]	%	83,9%	83,7%	83,8%	84,0%	83,9%
Utilization						
System size [PP]	MWp	71,20	71,20	71,20	71,20	71,20
Single module area [MS]	m2	1,94	1,94	1,56	1,82	2,11
Module efficiency [ModEff]	%	15,0%	16,1%	17,7%	19,76%	18,7%
Module power [MP]	Wp	300,00	310,00	295,00	360,00	395,00
Number of modules [Modules]		180253	229678	241356	197778	180254
Total module area [Amod]	m2	349049,44	444757,67	375936,11	360290,20	380973,32
Utilization [Ut]	MWh	141737	193845	180336	192746	213949

Anexo C. Hojas de cálculo de LCOE caso de estudio

Low cost (fijo)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria de nominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	131511	125343,9464	\$ 3.161.929	3.013.658
2	0,70%	3,70%	130562	118604,0816	\$ 3.199.873	2.906.807
3	0,70%	4,40%	129613	112220,6961	\$ 3.237.816	2.803.350
4	0,70%	5,10%	128664	106175,1777	\$ 3.275.759	2.703.204
5	0,70%	5,80%	127715	100449,876	\$ 3.313.702	2.606.286
6	0,70%	6,50%	126766	95028,05295	\$ 3.351.645	2.512.513
7	0,70%	7,20%	125817	89893,83624	\$ 3.389.588	2.421.804
8	0,70%	7,90%	124868	85032,17474	\$ 3.427.532	2.334.077
9	0,70%	8,60%	123918	80428,79649	\$ 3.465.475	2.249.252
10	0,70%	9,30%	122969	76070,16872	\$ 3.503.418	2.167.251
11	0,70%	10,00%	122020	71943,45989	\$ 3.541.361	2.087.993
12	0,70%	10,70%	121071	68036,50367	\$ 3.579.304	2.011.404
13	0,70%	11,40%	120122	64337,76478	\$ 3.617.247	1.937.406
14	0,70%	12,10%	119173	60836,30659	\$ 3.655.190	1.865.924
15	0,70%	12,80%	118224	57521,76027	\$ 3.693.134	1.796.887
16	0,70%	13,50%	117275	54384,29568	\$ 3.731.077	1.730.221
17	0,70%	14,20%	116326	51414,59355	\$ 3.769.020	1.665.857
18	0,70%	14,90%	115377	48603,81926	\$ 3.806.963	1.603.724
19	0,70%	15,60%	114428	45943,59785	\$ 3.844.906	1.543.755
20	0,70%	16,30%	113479	43425,99033	\$ 3.882.849	1.485.884
21	0,70%	17,00%	112530	41043,47122	\$ 3.920.793	1.430.046
22	0,70%	17,70%	111581	38788,90722	\$ 3.958.736	1.376.177
23	0,70%	18,40%	110632	36655,537	\$ 3.996.679	1.324.216
24	0,70%	19,10%	109683	34636,95196	\$ 4.034.622	1.274.102
25	0,70%	19,80%	108734	32727,07803	\$ 4.072.565	1.225.776
Total				1739546,844		50.077.572

Mainstream (fijo)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	141023	134410,245	\$ 3.361.289	3.203.669
2	0,70%	3,70%	140006	127182,8766	\$ 3.401.625	3.090.081
3	0,70%	4,40%	138988	120337,7721	\$ 3.441.960	2.980.101
4	0,70%	5,10%	137970	113854,9731	\$ 3.482.296	2.873.641
5	0,70%	5,80%	136952	107715,5525	\$ 3.522.631	2.770.612
6	0,70%	6,50%	135935	101901,5616	\$ 3.562.967	2.670.927
7	0,70%	7,20%	134917	96395,98004	\$ 3.603.302	2.574.499
8	0,70%	7,90%	133899	91182,66793	\$ 3.643.638	2.481.241
9	0,70%	8,60%	132882	86246,32105	\$ 3.683.973	2.391.068
10	0,70%	9,30%	131864	81572,42779	\$ 3.724.309	2.303.896
11	0,70%	10,00%	130846	77147,22848	\$ 3.764.644	2.219.641
12	0,70%	10,70%	129829	72957,67678	\$ 3.804.980	2.138.223
13	0,70%	11,40%	128811	68991,40307	\$ 3.845.315	2.059.559
14	0,70%	12,10%	127793	65236,67963	\$ 3.885.651	1.983.571
15	0,70%	12,80%	126776	61682,38766	\$ 3.925.986	1.910.181
16	0,70%	13,50%	125758	58317,98597	\$ 3.966.322	1.839.312
17	0,70%	14,20%	124740	55133,48123	\$ 4.006.657	1.770.889
18	0,70%	14,90%	123722	52119,39981	\$ 4.046.993	1.704.839
19	0,70%	15,60%	122705	49266,76095	\$ 4.087.328	1.641.089
20	0,70%	16,30%	121687	46567,05144	\$ 4.127.663	1.579.569
21	0,70%	17,00%	120669	44012,20148	\$ 4.167.999	1.520.210
22	0,70%	17,70%	119652	41594,56179	\$ 4.208.334	1.462.945
23	0,70%	18,40%	118634	39306,88199	\$ 4.248.670	1.407.708
24	0,70%	19,10%	117616	37142,28994	\$ 4.289.005	1.354.434
25	0,70%	19,80%	116599	35094,27223	\$ 4.329.341	1.303.061
Total				1865370,64		53.234.968

All black (fijo)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	131318	125160,5652	\$ 3.635.409	3.464.935
2	0,70%	3,70%	130371	118430,5611	\$ 3.679.034	3.342.083
3	0,70%	4,40%	129423	112056,5146	\$ 3.722.659	3.223.135
4	0,70%	5,10%	128475	106019,8409	\$ 3.766.284	3.107.992
5	0,70%	5,80%	127528	100302,9155	\$ 3.809.909	2.996.562
6	0,70%	6,50%	126580	94889,02469	\$ 3.853.534	2.888.747
7	0,70%	7,20%	125633	89762,31946	\$ 3.897.159	2.784.455
8	0,70%	7,90%	124685	84907,77068	\$ 3.940.784	2.683.591
9	0,70%	8,60%	123737	80311,12729	\$ 3.984.409	2.586.064
10	0,70%	9,30%	122790	75958,87629	\$ 4.028.034	2.491.783
11	0,70%	10,00%	121842	71838,20493	\$ 4.071.659	2.400.658
12	0,70%	10,70%	120894	67936,96468	\$ 4.115.284	2.312.599
13	0,70%	11,40%	119947	64243,63713	\$ 4.158.908	2.227.520
14	0,70%	12,10%	118999	60747,30165	\$ 4.202.533	2.145.336
15	0,70%	12,80%	118051	57437,6046	\$ 4.246.158	2.065.960
16	0,70%	13,50%	117104	54304,73018	\$ 4.289.783	1.989.312
17	0,70%	14,20%	116156	51339,3728	\$ 4.333.408	1.915.309
18	0,70%	14,90%	115208	48532,71074	\$ 4.377.033	1.843.872
19	0,70%	15,60%	114261	45876,38129	\$ 4.420.658	1.774.923
20	0,70%	16,30%	113313	43362,45709	\$ 4.464.283	1.708.386
21	0,70%	17,00%	112365	40983,42366	\$ 4.507.908	1.644.187
22	0,70%	17,70%	111418	38732,15815	\$ 4.551.533	1.582.251
23	0,70%	18,40%	110470	36601,9091	\$ 4.595.158	1.522.509
24	0,70%	19,10%	109522	34586,27729	\$ 4.638.782	1.464.891
25	0,70%	19,80%	108575	32679,19755	\$ 4.682.407	1.409.328
Total				1737001,847		57.576.388

high efficiency (fijo)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	140793	134190,9369	\$ 3.660.329	3.488.686
2	0,70%	3,70%	139777	126975,3609	\$ 3.704.253	3.364.993
3	0,70%	4,40%	138761	120141,4251	\$ 3.748.177	3.245.229
4	0,70%	5,10%	137745	113669,2037	\$ 3.792.101	3.129.297
5	0,70%	5,80%	136729	107539,8004	\$ 3.836.025	3.017.102
6	0,70%	6,50%	135713	101735,2958	\$ 3.879.949	2.908.549
7	0,70%	7,20%	134697	96238,69726	\$ 3.923.873	2.803.541
8	0,70%	7,90%	133681	91033,89136	\$ 3.967.797	2.701.987
9	0,70%	8,60%	132665	86105,59879	\$ 4.011.721	2.603.791
10	0,70%	9,30%	131649	81439,3316	\$ 4.055.645	2.508.864
11	0,70%	10,00%	130633	77021,35259	\$ 4.099.569	2.417.114
12	0,70%	10,70%	129617	72838,6367	\$ 4.143.493	2.328.452
13	0,70%	11,40%	128601	68878,83448	\$ 4.187.417	2.242.790
14	0,70%	12,10%	127585	65130,23737	\$ 4.231.341	2.160.041
15	0,70%	12,80%	126569	61581,7447	\$ 4.275.265	2.080.122
16	0,70%	13,50%	125553	58222,83247	\$ 4.319.189	2.002.948
17	0,70%	14,20%	124537	55043,52368	\$ 4.363.113	1.928.438
18	0,70%	14,90%	123521	52034,36012	\$ 4.407.037	1.856.511
19	0,70%	15,60%	122505	49186,37572	\$ 4.450.961	1.787.090
20	0,70%	16,30%	121489	46491,07115	\$ 4.494.885	1.720.097
21	0,70%	17,00%	120472	43940,38976	\$ 4.538.809	1.655.457
22	0,70%	17,70%	119456	41526,69477	\$ 4.582.732	1.593.097
23	0,70%	18,40%	118440	39242,74762	\$ 4.626.656	1.532.946
24	0,70%	19,10%	117424	37081,68739	\$ 4.670.580	1.474.932
25	0,70%	19,80%	116408	35037,01129	\$ 4.714.504	1.418.989
Total				1862327,042		57.971.063

bifacial (fijo)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	156038	148720,8106	\$ 3.685.249	3.512.438
2	0,70%	3,70%	154912	140723,9493	\$ 3.729.472	3.387.902
3	0,70%	4,40%	153786	133150,0513	\$ 3.773.695	3.267.322
4	0,70%	5,10%	152660	125977,0332	\$ 3.817.918	3.150.602
5	0,70%	5,80%	151534	119183,9528	\$ 3.862.141	3.037.643
6	0,70%	6,50%	150408	112750,9503	\$ 3.906.364	2.928.351
7	0,70%	7,20%	149282	106659,1932	\$ 3.950.587	2.822.628
8	0,70%	7,90%	148156	100890,8234	\$ 3.994.810	2.720.382
9	0,70%	8,60%	147030	95428,90709	\$ 4.039.033	2.621.518
10	0,70%	9,30%	145903	90257,38766	\$ 4.083.256	2.525.945
11	0,70%	10,00%	144777	85361,04044	\$ 4.127.479	2.433.570
12	0,70%	10,70%	143651	80725,43008	\$ 4.171.702	2.344.304
13	0,70%	11,40%	142525	76336,86995	\$ 4.215.925	2.258.059
14	0,70%	12,10%	141399	72182,3837	\$ 4.260.148	2.174.747
15	0,70%	12,80%	140273	68249,66873	\$ 4.304.371	2.094.284
16	0,70%	13,50%	139147	64527,06152	\$ 4.348.594	2.016.584
17	0,70%	14,20%	138021	61003,50478	\$ 4.392.817	1.941.567
18	0,70%	14,90%	136895	57668,51619	\$ 4.437.040	1.869.151
19	0,70%	15,60%	135769	54512,15885	\$ 4.481.263	1.799.257
20	0,70%	16,30%	134643	51525,01314	\$ 4.525.486	1.731.808
21	0,70%	17,00%	133517	48698,15007	\$ 4.569.709	1.666.728
22	0,70%	17,70%	132391	46023,10597	\$ 4.613.932	1.603.943
23	0,70%	18,40%	131265	43491,85848	\$ 4.658.155	1.543.382
24	0,70%	19,10%	130139	41096,80381	\$ 4.702.378	1.484.974
25	0,70%	19,80%	129013	38830,73507	\$ 4.746.601	1.428.650
Total				2063975,36		58.365.737

Low cost (seguimiento)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	137485	131037,8026	\$ 3.211.836	3.061.224
2	0,70%	3,70%	136493	123991,7737	\$ 3.250.378	2.952.686
3	0,70%	4,40%	135501	117318,4174	\$ 3.288.920	2.847.597
4	0,70%	5,10%	134508	110998,2762	\$ 3.327.462	2.745.870
5	0,70%	5,80%	133516	105012,8977	\$ 3.366.004	2.647.422
6	0,70%	6,50%	132524	99344,78375	\$ 3.404.546	2.552.170
7	0,70%	7,20%	131532	93977,34084	\$ 3.443.088	2.460.029
8	0,70%	7,90%	130540	88894,83419	\$ 3.481.630	2.370.917
9	0,70%	8,60%	129548	84082,34354	\$ 3.520.172	2.284.754
10	0,70%	9,30%	128555	79525,72137	\$ 3.558.714	2.201.458
11	0,70%	10,00%	127563	75211,55325	\$ 3.597.256	2.120.949
12	0,70%	10,70%	126571	71127,12019	\$ 3.635.798	2.043.151
13	0,70%	11,40%	125579	67260,36292	\$ 3.674.340	1.967.985
14	0,70%	12,10%	124587	63599,84798	\$ 3.712.882	1.895.375
15	0,70%	12,80%	123595	60134,73556	\$ 3.751.425	1.825.248
16	0,70%	13,50%	122602	56854,74894	\$ 3.789.967	1.757.530
17	0,70%	14,20%	121610	53750,14555	\$ 3.828.509	1.692.150
18	0,70%	14,90%	120618	50811,68943	\$ 3.867.051	1.629.036
19	0,70%	15,60%	119626	48030,62518	\$ 3.905.593	1.568.121
20	0,70%	16,30%	118634	45398,65318	\$ 3.944.135	1.509.337
21	0,70%	17,00%	117642	42907,90609	\$ 3.982.677	1.452.617
22	0,70%	17,70%	116650	40550,9266	\$ 4.021.219	1.397.898
23	0,70%	18,40%	115657	38320,6462	\$ 4.059.761	1.345.117
24	0,70%	19,10%	114665	36210,3652	\$ 4.098.303	1.294.212
25	0,70%	19,80%	113673	34213,73362	\$ 4.136.845	1.245.123
Total				1818567,251		50.867.975

Mainstream (seguimiento)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	188030	179212,2607	\$ 3.411.196	3.251.235
2	0,70%	3,70%	186673	169575,8448	\$ 3.452.130	3.135.961
3	0,70%	4,40%	185316	160449,1101	\$ 3.493.065	3.024.348
4	0,70%	5,10%	183959	151805,4456	\$ 3.533.999	2.916.307
5	0,70%	5,80%	182602	143619,6154	\$ 3.574.933	2.811.749
6	0,70%	6,50%	181245	135867,6881	\$ 3.615.868	2.710.584
7	0,70%	7,20%	179888	128526,9699	\$ 3.656.802	2.612.724
8	0,70%	7,90%	178531	121575,9413	\$ 3.697.737	2.518.081
9	0,70%	8,60%	177174	114994,1969	\$ 3.738.671	2.426.569
10	0,70%	9,30%	175817	108762,3879	\$ 3.779.605	2.338.103
11	0,70%	10,00%	174460	102862,1682	\$ 3.820.540	2.252.598
12	0,70%	10,70%	173103	97276,14288	\$ 3.861.474	2.169.970
13	0,70%	11,40%	171747	91987,81922	\$ 3.902.408	2.090.138
14	0,70%	12,10%	170390	86981,56038	\$ 3.943.343	2.013.022
15	0,70%	12,80%	169033	82242,54142	\$ 3.984.277	1.938.542
16	0,70%	13,50%	167676	77756,70752	\$ 4.025.211	1.866.621
17	0,70%	14,20%	166319	73510,73436	\$ 4.066.146	1.797.182
18	0,70%	14,90%	164962	69491,9905	\$ 4.107.080	1.730.151
19	0,70%	15,60%	163605	65688,50173	\$ 4.148.014	1.665.455
20	0,70%	16,30%	162248	62088,91715	\$ 4.188.949	1.603.022
21	0,70%	17,00%	160891	58682,47713	\$ 4.229.883	1.542.782
22	0,70%	17,70%	159534	55458,98272	\$ 4.270.817	1.484.666
23	0,70%	18,40%	158177	52408,7668	\$ 4.311.752	1.428.609
24	0,70%	19,10%	156820	49522,6666	\$ 4.352.686	1.374.544
25	0,70%	19,80%	155464	46791,99763	\$ 4.393.621	1.322.408
Total				2487141,435		54.025.372

All black (seguimiento)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	174926	166723,2453	\$ 3.685.316	3.512.501
2	0,70%	3,70%	173664	157758,3758	\$ 3.729.540	3.387.963
3	0,70%	4,40%	172401	149267,6685	\$ 3.773.764	3.267.382
4	0,70%	5,10%	171139	141226,3672	\$ 3.817.987	3.150.659
5	0,70%	5,80%	169877	133610,9944	\$ 3.862.211	3.037.698
6	0,70%	6,50%	168614	126399,2865	\$ 3.906.435	2.928.403
7	0,70%	7,20%	167352	119570,1312	\$ 3.950.659	2.822.679
8	0,70%	7,90%	166090	113103,5087	\$ 3.994.883	2.720.431
9	0,70%	8,60%	164827	106980,4355	\$ 4.039.106	2.621.566
10	0,70%	9,30%	163565	101182,9113	\$ 4.083.330	2.525.990
11	0,70%	10,00%	162303	95693,86843	\$ 4.127.554	2.433.614
12	0,70%	10,70%	161040	90497,12427	\$ 4.171.778	2.344.346
13	0,70%	11,40%	159778	85577,33542	\$ 4.216.002	2.258.100
14	0,70%	12,10%	158515	80919,95474	\$ 4.260.225	2.174.786
15	0,70%	12,80%	157253	76511,19042	\$ 4.304.449	2.094.322
16	0,70%	13,50%	155991	72337,96711	\$ 4.348.673	2.016.621
17	0,70%	14,20%	154728	68387,88901	\$ 4.392.897	1.941.602
18	0,70%	14,90%	153466	64649,20498	\$ 4.437.121	1.869.184
19	0,70%	15,60%	152204	61110,77524	\$ 4.481.344	1.799.289
20	0,70%	16,30%	150941	57762,03995	\$ 4.525.568	1.731.839
21	0,70%	17,00%	149679	54592,98928	\$ 4.569.792	1.666.758
22	0,70%	17,70%	148417	51594,13503	\$ 4.614.016	1.603.972
23	0,70%	18,40%	147154	48756,48378	\$ 4.658.239	1.543.410
24	0,70%	19,10%	145892	46071,51127	\$ 4.702.463	1.485.001
25	0,70%	19,80%	144630	43531,13826	\$ 4.746.687	1.428.675
Total				2313816,531		58.366.792

high efficiency (seguimiento)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	186964	178196,3816	\$ 3.710.236	3.536.252
2	0,70%	3,70%	185614	168614,5905	\$ 3.754.759	3.410.873
3	0,70%	4,40%	184265	159539,5914	\$ 3.799.282	3.289.475
4	0,70%	5,10%	182916	150944,9242	\$ 3.843.805	3.171.963
5	0,70%	5,80%	181567	142805,496	\$ 3.888.327	3.058.239
6	0,70%	6,50%	180218	135097,5111	\$ 3.932.850	2.948.205
7	0,70%	7,20%	178868	127798,4044	\$ 3.977.373	2.841.766
8	0,70%	7,90%	177519	120886,7783	\$ 4.021.896	2.738.827
9	0,70%	8,60%	176170	114342,3431	\$ 4.066.419	2.639.293
10	0,70%	9,30%	174821	108145,8595	\$ 4.110.942	2.543.071
11	0,70%	10,00%	173471	102279,0857	\$ 4.155.464	2.450.070
12	0,70%	10,70%	172122	96724,72524	\$ 4.199.987	2.360.199
13	0,70%	11,40%	170773	91466,37887	\$ 4.244.510	2.273.369
14	0,70%	12,10%	169424	86488,49841	\$ 4.289.033	2.189.492
15	0,70%	12,80%	168075	81776,34297	\$ 4.333.556	2.108.483
16	0,70%	13,50%	166725	77315,93738	\$ 4.378.079	2.030.257
17	0,70%	14,20%	165376	73094,03286	\$ 4.422.601	1.954.731
18	0,70%	14,90%	164027	69098,06957	\$ 4.467.124	1.881.824
19	0,70%	15,60%	162678	65316,14117	\$ 4.511.647	1.811.456
20	0,70%	16,30%	161328	61736,96114	\$ 4.556.170	1.743.549
21	0,70%	17,00%	159979	58349,83079	\$ 4.600.693	1.678.028
22	0,70%	17,70%	158630	55144,60902	\$ 4.645.216	1.614.818
23	0,70%	18,40%	157281	52111,68349	\$ 4.689.738	1.553.847
24	0,70%	19,10%	155932	49241,94338	\$ 4.734.261	1.495.042
25	0,70%	19,80%	154582	46526,75343	\$ 4.778.784	1.438.336
Total				2473042,874		58.761.467

bifacial (seguimiento)						
Año	Degradacion	Degradacion acumulada	Produccion de energia anual	Componentes de la sumatoria denominador	Opex	Componentes de la sumatoria del numerador
1	3,00%	3,00%	207530	197798,6781	\$ 3.735.156	3.560.004
2	0,70%	3,70%	206033	187162,8526	\$ 3.779.978	3.433.782
3	0,70%	4,40%	204535	177089,5682	\$ 3.824.800	3.311.569
4	0,70%	5,10%	203037	167549,4542	\$ 3.869.622	3.193.268
5	0,70%	5,80%	201540	158514,6572	\$ 3.914.444	3.078.780
6	0,70%	6,50%	200042	149958,7639	\$ 3.959.265	2.968.007
7	0,70%	7,20%	198545	141856,727	\$ 4.004.087	2.860.853
8	0,70%	7,90%	197047	134184,7951	\$ 4.048.909	2.757.222
9	0,70%	8,60%	195549	126920,4464	\$ 4.093.731	2.657.020
10	0,70%	9,30%	194052	120042,3256	\$ 4.138.553	2.560.152
11	0,70%	10,00%	192554	113530,1838	\$ 4.183.375	2.466.526
12	0,70%	10,70%	191056	107364,822	\$ 4.228.197	2.376.051
13	0,70%	11,40%	189559	101528,037	\$ 4.273.019	2.288.638
14	0,70%	12,10%	188061	96002,57032	\$ 4.317.840	2.204.198
15	0,70%	12,80%	186563	90772,05941	\$ 4.362.662	2.122.645
16	0,70%	13,50%	185066	85820,99183	\$ 4.407.484	2.043.893
17	0,70%	14,20%	183568	81134,66135	\$ 4.452.306	1.967.860
18	0,70%	14,90%	182070	76699,12653	\$ 4.497.128	1.894.463
19	0,70%	15,60%	180573	72501,17127	\$ 4.541.950	1.823.623
20	0,70%	16,30%	179075	68528,26748	\$ 4.586.772	1.755.260
21	0,70%	17,00%	177578	64768,53959	\$ 4.631.594	1.689.299
22	0,70%	17,70%	176080	61210,73094	\$ 4.676.415	1.625.664
23	0,70%	18,40%	174582	57844,17178	\$ 4.721.237	1.564.283
24	0,70%	19,10%	173085	54658,74907	\$ 4.766.059	1.505.084
25	0,70%	19,80%	171587	51644,87765	\$ 4.810.881	1.447.997
Total				2745087,228		59.156.141

Fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos utilizados en el caso de estudio



ALL-BLACK CS6K-295 | 300 | 305 | 310 MS

Canadian Solar's All-Black CS6K-MS modules enhance the aesthetics of our 5 bus bar mono modules while providing a higher energy output. All-Black CS6K-MS modules are equipped with Mono-PERC cells, a dark colored backsheet and a black frame.

KEY FEATURES

-  9% more power than conventional modules
-  Excellent performance at low irradiance of up to: 97.5%
-  Improved energy production due to low temperature coefficients
-  IP68 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa *

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA
Take-e-way



* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

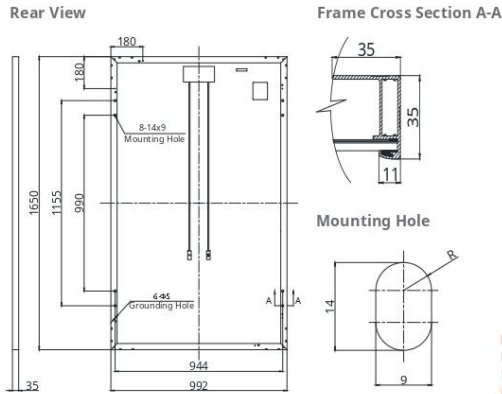
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

*For detail information, please refer to Installation Manual.

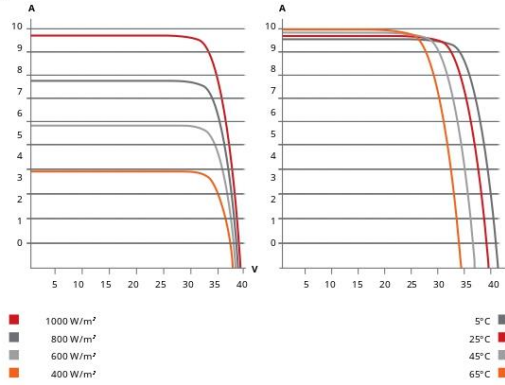
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



ALL-BLACK CS6K-295MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

All-Black CS6K	295MS	300MS	305MS	310MS
Nominal Max. Power (Pmax)	295 W	300 W	305 W	310 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.3 V	32.5 V	32.7 V	32.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.14 A	9.24 A	9.33 A	9.43 A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.5 V	39.7 V	39.9 V	40.1 V
Short Circuit Current (Isc)	9.75 A	9.83 A	9.91 A	9.99 A
Module Efficiency	17.72 %	18.33%	18.63%	18.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (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/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

All-Black CS6K	295MS	300MS	305MS	310MS
Nominal Max. Power (Pmax)	218 W	222 W	226 W	230 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	29.7 V	30.0 V	30.2 V	30.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.32 A	7.40 A	7.48 A	7.55 A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.9 V	37.2 V	37.4 V	37.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.87 A	7.93 A	7.99 A	8.06 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 97.5 % from irradiances, between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1650 × 992 × 35 mm (65.0 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	840 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.39 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±3 °C

PARTNER SECTION



CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ES

EL SIGUIENTE SALTO EVOLUTIVO

LG NeON² BiFacial

HASTA 514 VATIOS
EN TOTAL

MÓDULO BIFACIAL

LÁMINA TRASERA
TRANSPARENTE



LG NeON² BiFacial
www.lg-solar.com/es

LG NeON[®] 2 BiFacial

LG NeON[®] 2 BiFacial: ¡DESENCADENA LA FUERZA!

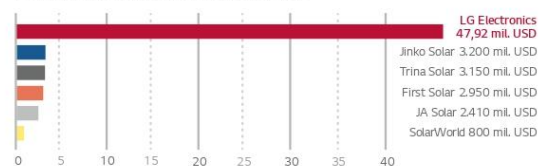
El módulo LG NeON[®] 2 BiFacial se basa en el conocido módulo de alto rendimiento LG NeON[®] 2. Gracias a sus 72 células monocristalinas de alta eficiencia, los módulos LG395N2T-A5 alcanzan ya en el frontal una potencia base de 395 vatios pico (Wp). Mediante la implantación de células bifaciales y de una lámina trasera transparente, ahora la potencia del módulo solar LG NeON[®] 2 con tecnología CELLO puede aprovecharse por completo. Y gracias al beneficio adicional del módulo trasero («bonus bifacial»), el rendimiento total del LG NeON[®] 2 BiFacial alcanza hasta 514 W en condiciones óptimas.

GARANTE LOCAL CON COBERTURA GLOBAL

LG Solar pertenece a LG Electronics, por lo que forma parte de una empresa de gran capacidad financiera a escala global con más de 50 años de tradición y experiencia.

Recuerde: LG Electronics es el garante de sus módulos solares. Además, LG Electronics lleva décadas presente en Europa con sucursales locales.

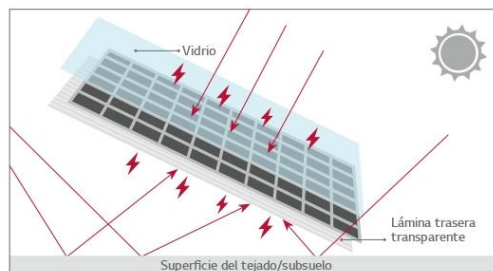
Nuestra facturación en 2016 en millones de USD



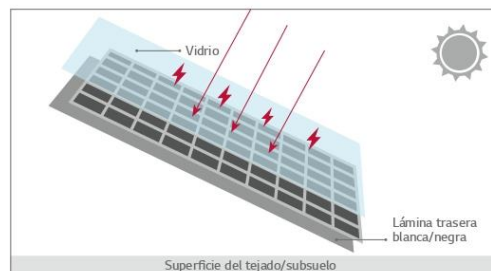
LG NeON[®] 2 BiFacial: ¡BONIFICACIÓN!

Las células y módulos tradicionales de una sola cara solo pueden absorber luz y transformarla en corriente a través de su frontal. El LG NeON[®] 2 BiFacial, en cambio, cuenta con células activas por ambos lados y una lámina trasera que deja pasar la luz. Gracias a ello es posible utilizar la luz incidente tanto en la parte frontal como en la trasera, y por consiguiente aumentar la ganancia de energía en hasta un 30% frente a los módulos tradicionales monofaciales con el mismo rendimiento nominal.

Módulo bifacial



Módulo monofacial



RENDIMIENTO SUPERIOR CON 25 AÑOS DE GARANTIA LG DE PRODUCTO Y PRODUCCIÓN

Garantía de producto ampliada

25 años

Garantía de rendimiento lineal: 25 años*

* 1) El primer año: 98% del rendimiento nominal.
2) A partir del primer año: 0,5% de degradación anual.
3) 86% tras 25 años.



LG NeON[®] 2 BiFacial

LG NeON[®] 2 BiFacial

LG395N2T-A5 | LG390N2T-A5

72 células

El módulo LG NeON[®] 2 BiFacial puede absorber luz tanto por el módulo frontal como por el trasero para convertirla en corriente. Estos módulos incorporan la premiada tecnología CELLO, que sustituye las 4 barras colectoras habituales por 12 alambres finos e incrementa aún más con ello el rendimiento y la fiabilidad. Con el LG NeON[®] 2 BiFacial es posible lograr una ganancia muy superior a la media en una superficie dada.



: Tecnología CELLO
: Lámina trasera transparente

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES



Garantía de rendimiento ampliada de 25 años

Los módulos LG NeON[®] 2 BiFacial tienen una garantía de rendimiento lineal ampliada con una degradación anual máxima de -0,5%. LG garantiza con ella, como mínimo, el 86% del rendimiento nominal incluso tras 25 años.



Mejor rendimiento en días soleados

Gracias a los coeficientes de temperatura mejorados, el rendimiento de los módulos NeON[®] 2 BiFacial en días soleados es más alto que el de los módulos tradicionales.



Potencia suministrada elevada

Los módulos LG NeON[®] 2 BiFacial están equipados con la nueva tecnología CELLO de LG. La eficiencia de las células traseras es inferior a las delanteras en cifras prácticamente insignificantes.



Ganancia de energía por ambos lados

En condiciones óptimas, es posible incrementar la ganancia de energía de los módulos bifaciales en hasta un 30% con respecto a los módulos tradicionales.



Mayor rendimiento también en nublado

Los módulos LG NeON[®] 2 BiFacial también generan más energía en días nublados gracias a su excelente funcionamiento en condiciones de poca luz.



Casi sin LID (degradación inducida por luz)

Las células tipo n utilizadas por LG apenas contienen boro y evitan gracias a ello la habitual pérdida de potencia inicial de los módulos tradicionales.

Acerca de LG Electronics

LG es una empresa con presencia internacional que expande sus actividades en el mercado de la energía solar. La compañía elaboró por primera vez en 1985 un programa de investigación de energía solar en el que su amplia experiencia en los campos de los semiconductores, la tecnología LCD, la química y la fabricación de materiales resultó de gran ayuda. En 2010, LG Solar lanzó con éxito al mercado su primera serie MonoX[®], que actualmente se comercializa en 32 países. En 2013, 2015 y 2016, los módulos LG NeON[®] (anteriormente MonoX[®] NeON), NeON[®] 2 y NeON[®] 2 BiFacial fueron galardonados con el premio «Intersolar AWARD», lo cual demuestra el liderazgo de LG en el sector, su capacidad de innovación y su compromiso.

LG395N2T-A5 | LG390N2T-A5
LG NeON[®] 2 BiFacial

Propiedades eléctricas (STC²)

Módulo	LG395N2T-A5	Rendimiento adicional bifacial ³				LG390N2T-A5	Rendimiento adicional bifacial ³			
		5%	10%	20%	30%		5%	10%	20%	30%
Potencia máxima (Pmax) [W]	395	415	435	474	514	390	410	429	468	507
Voltaje MPP (Vmpp) [V]	41,8	41,8	41,8	41,9	41,9	41,4	41,4	41,4	41,5	41,5
Corriente MPP (Impp) [A]	9,46	9,92	10,39	11,31	12,26	9,43	9,90	10,36	11,28	12,22
Tensión en circuito abierto (Voc) [V]	49,3	49,3	49,3	49,4	49,4	49,2	49,2	49,2	49,3	49,3
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	10,19	10,70	11,21	12,23	13,25	10,15	10,15	11,17	12,18	13,20
Factor de eficiencia del módulo [%]	18,7	19,6	20,6	22,4	24,3	18,5	19,4	20,3	22,1	24,0
Temperatura de funcionamiento [°C]	-40 ~ +90									
Tensión máxima del sistema [V]	1000									
Corriente nominal del fusible en serie [A]	20									
Coefficiente bifacial Pmáx ⁴ [%]	76									
Tolerancia de potencia [%]	0 ~ +3									

² STC (Standard Test Condition/Condiciones estándar de prueba): irradiación 1.000 W/m²; temperatura del módulo 25 °C, AM 1,5. LG Electronics no garantiza la exactitud de los datos eléctricos. ³ Según la altura de montaje y el albedo del subsuelo.

⁴ LG garantiza un coeficiente bifacial Pmáx. de 76 % durante 25 años basado en la garantía de potencia de salida frontal, con una tolerancia de ±7%

Propiedades mecánicas

Células	6 x 12
Fabricante	LG
Tipo de célula	Monocristalina/tipo N
Dimensiones de la célula	161,7 x 161,7 mm
Barras colectoras	12
Medidas (largo x ancho x alto)	2.064 x 1.024 x 40 mm
Máxima capacidad de carga	5.400Pa 4.300Pa
Peso	22,0 kg
Conector, tipo	MC4
Toma de conexión	IP68 con 3 diodos de paso
Cable de conexión, longitud	2 x 1.200 mm
Cubierta frontal	Vidrio templado de alta transparencia
Marco	Aluminio anodizado

Certificados y garantías

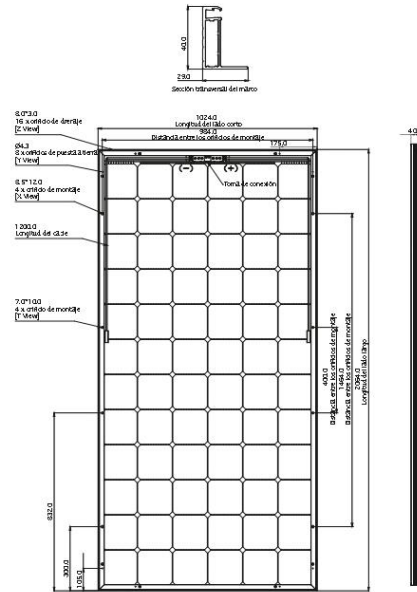
Certificados	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	IEC 62716 (Ensayo de resistencia a la corrosión por amoníaco)
	IEC 61701 (Ensayo de resistencia a la corrosión por niebla salina)
	ISO 9001
Resistencia al fuego de los módulos	Clase C
Garantía del producto	25 años
Garantía de potencia para Pmáx (Tolerancia de medición ±3%)	25 años de garantía lineal ¹

¹ 1) El primer año: 98 % 2) A partir del primer año: 0,5% de degradación anual. ³ 86% tras 25 años.

Coefficiente de temperatura

NOCT	[°C]	45 ± 3
Pmpp	[%/°C]	-0,36
Voc	[%/°C]	-0,27
Isc	[%/°C]	0,03

Medidas (mm)

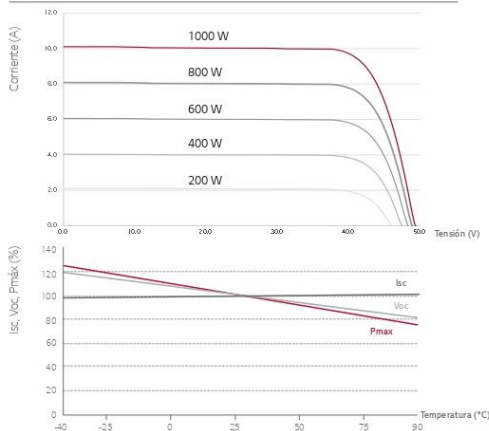


Propiedades eléctricas (NOCT³)

Módulo	LG395N2T-A5	LG390N2T-A5
Potencia máxima (Pmax) [W]	292	289
Tensión MPP (Vmpp) [V]	38,7	38,3
Corriente MPP (Impp) [A]	7,55	7,54
Tensión de circuito abierto (Voc) [V]	46,0	45,9
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	8,2	8,17

³ NOCT (Temperatura nominal de funcionamiento de la célula solar): irradiación 800 W/m², temperatura ambiental 20 °C, velocidad del viento 1 m/s.

Curvas características



LG Electronics Deutschland GmbH
 EU Solar Business Group
 Alfred-Herrhausen-Allee 3-5
 65760 Eschborn, Alemania
 E-Mail: solar@lge.de
 www.lg-solar.com/es

Todos los datos de esta hoja de datos cumplen la norma DIN EN 50380.
 Sujeto a modificaciones y errores.
 Actualización: 05/2018
 Documento: DS-N2T-A5-ES-201805

Copyright © 2018 LG Electronics. Todos los derechos reservados.





HITOUCH 4

Product Model	Power Range
CSP17-60H	360-375W

MONO PERC

High Efficiency

MBB

Multiple Busbar Technology

20.59%

Maximum Efficiency

12 YEARS

Hardware Warranty

Csunpower(CSP) is a world leading solar module manufacturer and comprehensive solar solution provider. We are specialized in high efficient solar module research, manufacturing and distribution to global market with advanced module production capacity available both in China and abroad. Founded in 2004, Headquartered in Nanjing, China. Till the end of 2019, we accumulatively shipped 10GW solar modules to more than 50 countries, developed and built 500MW solar projects in Asia Pacific region.

Comprehensive Products and System Certificates



Higher Power Output

- Higher module conversion efficiency benefit from bigger wafer and half-cell structure.
- MBB(busbar) technology enhance stronger current collection with lower series resistance.
- Reduce losses of current mismatch.



Excellent Temperature Coefficient

- Higher power yield with lower operating temperature coefficient.
- Enables better output in hot weather conditions.
- Better performance in weak light conditions.



Higher reliability

- Positive loading 5400 Pa on front side and 2400 Pa loading on back side.
- Split-type junction box design to guarantee reliability and safety during project operation.
- Excellent anti-PID performance to guarantee safe and reliable operation in extreme weather condition.

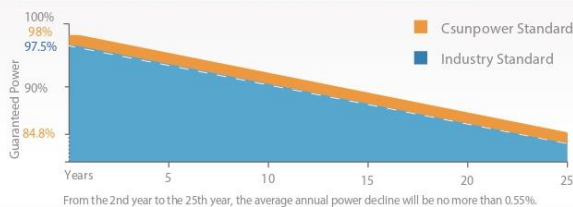


Lower Hot Spot and Crack Risk

- Reduce hot-spot risk with optimized electrical design and lower operating current.
- crack risk limitation with help of MBB solar cell design.
- Better anti-shading performance.

Performance Warranty

12 Year Product Warranty · 25 Year Power Warranty



© 2020 CSUNPOWER Technology (Nanjing) Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

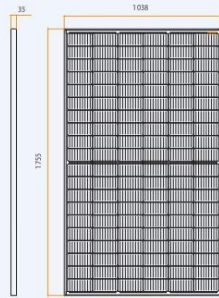
Tel: +86-25-52791766

Email: sales@csun-power.com

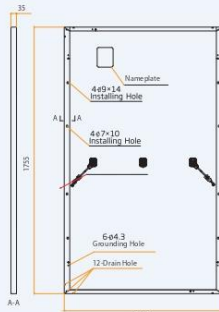
Internet: www.csun-power.com



Dimensions of PV Module (Unit: mm)

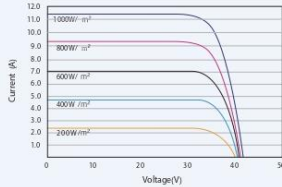


Front View

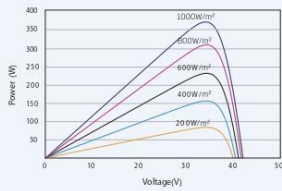


Back View

I-V Curves of PV Module (370W)



P-V Curves of PV Module (370W)



Electrical Performance (STC)

Maximum Power (Pmax)	360	365	370	375
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.6	33.9	34.2	34.4
Maximum Power Current (Imp)	10.70	10.76	10.82	10.89
Open-circuit Voltage (Voc)	40.7	41.0	41.3	41.6
Short-circuit Current (Isc)	11.24	11.30	11.37	11.45
Module Efficiency(%)	19.76%	20.04%	20.31%	20.59%

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: 0~±5W

Electrical Data (NMOT)

Maximum Power (Pmax)	272	276	280	283
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.7	32.0	32.2	32.4
Maximum Power Current (Imp)	8.57	8.62	8.67	8.73
Open-circuit Voltage (Voc)	38.4	38.7	39.0	39.3
Short-circuit Current (Isc)	9.05	9.10	9.15	9.22

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

Mechanical Data

Solar Cells	Monocrystalline (166mm)
Cell Orientation	120 [2 x (10x6)]
Module Dimensions	1755*1038*35mm
Weight	19.5kg
Glass	3.2mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68
Output Cables (including Connector)	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Length:300mm
Connector	MC4 Compatible

Temperature Ratings

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	45 C (±2 C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.33%/ C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.27%/ C
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.56%/ C

(Do not connect Fuse in Combine Box with two or more strings in parallel connection)

Maximum Ratings

Operational Temperature	-40 C~+85 C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Maximum Overcurrent Protection	20A


Warranty

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty

Packaging

Modules per box: 30pieces
40' Container: 780pieces

Poly




PowerGuard
SPECIALTY INSURANCE SERVICES

Powerguard insurance global coverage


Within the first year, the output power shall not be less than 97% of the minimum output power in CSUN's product datasheet, thereafter the loss of output power shall not exceed 0.7% per year, ending with 80.2% in the 25th year.

■ CSUN ■ Standard warranty

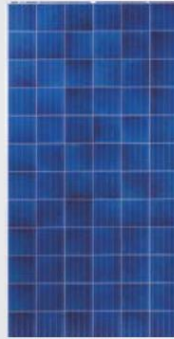
CSUN's **NEW** linear performance warranty



Additional value from CSUN's linear warranty



All rights reserved by CSUN
Version 5/2014-ENG



CSUN310-72P

High-efficiency poly module









CSUN310-72P CSUN295-72P
CSUN305-72P CSUN290-72P
CSUN300-72P

16.01%
Module efficiency

310 W
Highest power output

10 years
Material & workmanship warranty

25 years
Linear power output warranty

-  Innovative cell and module technology for highest efficiency
-  Positive tolerance offer
-  Unique 5 busbar design improves reliability of module performance
-  Certified to withstand wind (2400 Pa) and snow load (5400 Pa)
-  Resistance to salt mist & ammonia corrosion, blowing sand and hail
-  Excellent performance under low light conditions
-  Good temperature coefficient for better output in high temperature regions

- CSUN, established in 2004, is a high-tech corporation with its core business in R&D, manufacturing and sale of high-efficiency silicon based solar cells and modules.
- As one of the leading PV enterprises in the world, CSUN has delivered more than 1GW solar products to residential, commercial, utility and off-grid projects all around the world.
- Through strict selection of raw materials, stringent quality control and rigorous test in state of the art facilities in Istanbul, Nanjing and Shanghai, CSUN has always committed to higher efficiency, more stable and better cost performance products.

ARATAH™ is the trade mark owned by CSUN. It's the brand name of polycrystalline solar modules produced by CSUN.

All information and data are subject to change without notice.



www.csun-solar.com

Electrical characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Module	CSUN 310-72P	CSUN 305-72P	CSUN 300-72P	CSUN 295-72P	CSUN 290-72P
Maximum Power - P _{mpp} (W)	310	305	300	295	290
Positive power tolerance	0~3%	0~3%	0~3%	0~3%	0~3%
Open Circuit Voltage - Voc (V)	44.8	44.7	44.5	44.4	44.3
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	9.04	8.97	8.91	8.83	8.75
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	36.1	35.9	35.8	35.7	35.6
Maximum Power Current - I _{mpp} (A)	8.58	8.50	8.37	8.26	8.15
Module efficiency	16.01%	15.75%	15.49%	15.23%	14.98%

Electrical data relates to standard test conditions (STC): irradiance 1000W/m²; AM 1.5; cell temperature 25°C measuring uncertainty of power is within ±3%. Certified in accordance with IEC61215, IEC61730-1/2 and UL 1703

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

Module	CSUN 310-72P	CSUN 305-72P	CSUN 300-72P	CSUN 295-72P	CSUN 290-72P
Maximum Power - P _{mpp} (W)	228	225	220	217	213
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	33.4	33.2	32.9	32.5	32.3
Maximum Power Current - I _{mpp} (A)	6.83	6.77	6.71	6.67	6.59
Open Circuit Voltage - Voc (V)	41.4	41.3	41.1	41.0	40.8
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	7.29	7.24	7.19	7.01	6.95

Electrical data relates to normal operating cell temperature (NOCT): irradiance 800W/m²; wind speed 1 m/s; cell temperature 45°C; ambient temperature 20°C measuring uncertainty of power is within ±3%.

Temperature Characteristics

Voltage Temperature Coefficient	-0.292%/K
Current Temperature Coefficient	+0.045%/K
Power Temperature Coefficient	-0.408%/K

Maximum Ratings

Maximum system voltage (V)	1000
Series fuse rating (A)	20
Reverse current overload (A)	27

Mechanical Characteristics

Dimensions	1956 × 990 × 50 mm
Weight	23.8 kg
Frame	Anodized aluminum profile
Front glass	White toughened safety glass, 3.2 mm
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Sheet	Composite film
Cells	6 × 12 pieces polycrystalline solar cells series strings (156 mm × 156 mm)
Junction Box	Rated current ≥ 12A, IP ≥ 65, TUV & UL
Cable	Length 900 mm, 1 × 4 mm ²
Connector	MC 4/ compatible with MC 4

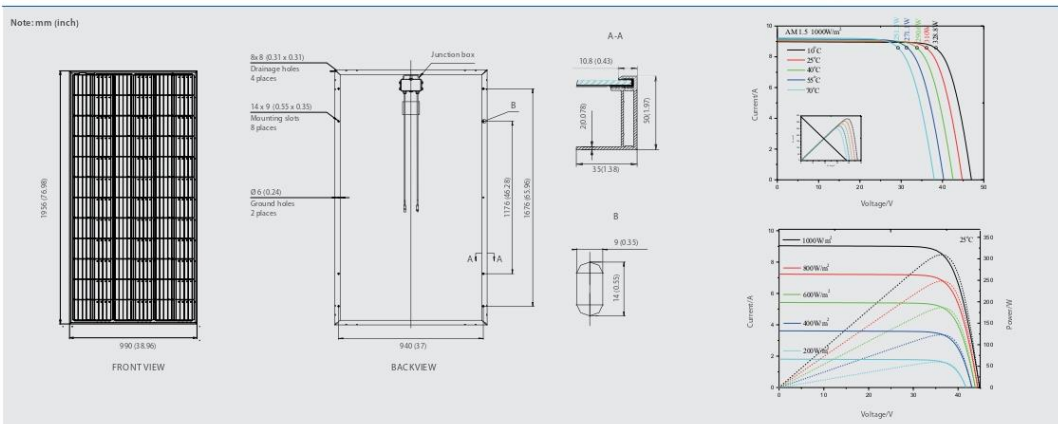
Packaging

Container 20'	200 pcs.
Container 40'	480 pcs.
Container 40'HC	516 pcs.

System Design

Temp. range	-40°C to + 85°C
Hail	max. diameter of 25mm with 23m/s impact speed
Max. capacity	Snow 5400 Pa, wind 2400 Pa
Application class	A
Safety class	II

Dimensions



IV-Curves

