



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**COMPARACIÓN TECNO-FINANCIERA ENTRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON
TECNOLOGÍA BIFACIAL Y MONOFACIAL EN LA LOCALIDAD DE NACO Y MARCOVIA,
HONDURAS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERÍA EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21711266 CÉSAR JOSÉ NÚÑEZ ROSA

ASESORA: ALICIA MARÍA REYES DUKE

CAMPUS SAN PEDRO SULA; Octubre, 2020

DEDICATORIA

A quien admiro más que nadie, mi madre, Norma Rosa. Por el esfuerzo que ha realizado durante todos estos años para brindarme salud, educación y amor, y que gracias a ella, he llegado a lo que soy y lo que seré. Muchas gracias mami.

A la familia Flores-Corletto, a quien considero mi familia, por brindar su ayuda y apoyo incondicional desde que tengo memoria, y el cual he aprendido mucho de ellos, formando en gran parte en la formación de quien soy ahora.

A mis mejores amigos: Carlos Lara, Héctor Andino, Joaquín Espinoza, Kenneth Stwolinsky, Luis Vásquez, Nicolle Dubón y Rodrigo Suarez quienes conozco desde el inicio de la carrera y siento que los conozco de toda la vida, y siempre han estado presentes para apoyar en las buenas y las malas situaciones, se los agradezco mucho, son amistades que siempre perduraran.

A todos mis amigos y compañeros de la universidad, quienes he aprendido mucho de ellos y he conocido a las mejores personas, y han hecho del transcurso de mi carrera universitaria la mejor.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por brindarme todo lo que tengo, por brindarme fuerzas y conocimiento para poder culminar esta etapa.

A la Ing. Alicia Reyes, por brindar sus vastos conocimientos en el transcurso de la carrera universitaria y guiarme durante la elaboración de dicha investigación.

A todos los Ingenieros que se vieron involucrados en la realización de dicha investigación.

EPÍGRAFE

*"Ningún hombre es derrotado a menos que se rinda en su propia
mente"*

-Napoleon Hill

RESUMEN EJECUTIVO

La tecnología está en constante crecimiento, sin embargo, de misma manera la demanda energética; a través de los años se han buscado distintas maneras de aprovechar de mejor manera los recursos renovables con el fin de obtener mejores resultados en la generación energética y lograr satisfacer dicha demanda, pero que a su vez sean métodos factibles, ejemplo de esto son los sistemas fotovoltaicos bifaciales. La presente investigación llevo a cabo una comparación Tecno-Financiera entre sistemas bifaciales y monofaciales para las localidades de Naco, Cortés y Marcovia, Choluteca. En el que se realizó el diseño de una instalación fotovoltaica bifacial suponiendo tres tipos de terreno, siendo pasto, tierra y grava blanca, con el propósito de analizar el aumento en el albedo, y por consiguiente el aumento en la producción energética. De misma manera se diseñó un sistema monofacial para las mismas ubicaciones con la misma capacidad. La investigación hizo uso de una metodología cuantitativa con un alcance correlacional, en la cual se estableció como variable principal de investigación el LCOE. De esta manera se determinó cual sistema fotovoltaico de los analizados presenta el LCOE más bajo para ambas localidades, de los cuales se hizo con base a dos suposiciones, considerando el valor del terreno y sin considerarlo. Finalmente se logró determinar que el LCOE más bajo en un escenario donde se considera el valor del terreno lo obtiene el sistema monofacial para ambas localidades, caso contrario al escenario sin considerar el valor del terreno, el LCOE más bajo lo presento el sistema bifacial.

Palabras Claves: *Albedo, bifacial, LCOE, monofacial, producción energética*

ABSTRACT

Technology is constantly growing, however, in the same way is energy demand, over the years different ways have been sought to better leverage renewable resources in order to achieve better results in energy generation and to satisfy that energy demand, but in turn be feasible methods, an example of which is bifacial photovoltaic systems. In order to analyze the feasibility of the implementation of photovoltaic bifacial systems, this research carried out a Techno-Financial comparison between bifacial and monofacial systems for the locations of Naco, Cortés and Marcovia, Choluteca. In which a design of a bifacial facility was carried out assuming three types of land, being grass, soil and white gravel, with the purpose of analyzing the increase in albedo, and consequently the increase in energy production, the design was made for both localities. Similarly, a monofacial system designed for the same locations with the same installed capacity. The research made use of a quantitative methodology with a correlational focus, in which LCOE was established as the main research variable. So, it was determined which photovoltaic system of the analyzed presents the lowest LCOE for both locations, of which it was made based on two assumptions, considering the value of the terrain and without considering it. Finally it was possible to determine that the lowest LCOE in a scenario where the value of the terrain is considered is obtained by the monofacial system, contrary to the scenario without considering the value of the terrain, the lowest LCOE is presented by the bifacial system.

Key Words: Albedo, bifacial, energy production, LCOE, monofacial

ÍNDICE DE CONTENIDO

I	Introducción.....	1
II	Planteamiento del problema.....	3
	2.1. Precedente del Problema	3
	2.2. Definición del Problema	3
	2.3. Justificación.....	4
	2.4. Preguntas de Investigación	8
	2.5. Objetivos.....	9
III.	Marco Teórico.....	10
	3.1. Análisis de la situación actual	10
	3.2. Teorías del Sustento	22
IV.	Metodología.....	35
	4.1 Enfoque	35
	1.2 Variables de Investigación	36
	4.3 Hipótesis	40
	4.4 Técnicas e Instrumentos Aplicados	40
	4.5 Metodología de Estudio	42
	4.6 Limitantes	44
	4.7 Cronograma de Actividades.....	45
V.	Análisis y Resultados	46
	5.1 Análisis Técnico	46
	5.2 Análisis Financiero.....	60
VI.	Conclusiones	70
VII.	Recomendaciones.....	72
VIII.	Aplicabilidad/Implementación.....	73

IX. Evolución de trabajo actual/Trabajo futuro.....	74
Bibliografía	75
Anexos	82

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1- LCOE monofacial vs bifacial	4
Ilustración 2- Generación energética por tecnología	5
Ilustración 3- Aumento de histórico de la tarifa eléctrica promedio	5
Ilustración 4- Comportamiento de la demanda energética	6
Ilustración 5- Promedio de brillo solar anual.....	7
Ilustración 6-Potencial Fotovoltaico en Honduras.....	8
Ilustración 7- Potencial Fotovoltaico a nivel Mundial.....	11
Ilustración 8- Potencia instalada por tecnología en 2019.....	11
Ilustración 9- Capacidad Fotovoltaica instalada por Continente	12
Ilustración 10- Proyecto Fotovoltaico en Hokkaido	13
Ilustración 11- Proyecto fotovoltaico en Shanxi,China.....	14
Ilustración 12-Instalacion fotovoltaica Goldmud, China.....	15
Ilustración 13- Costo Específico de distintas tecnologías de celdas solares.....	16
Ilustración 14- Costo Específico de módulos bifaciales.....	16
Ilustración 15- Crecimiento de celdas bifaciales en el mercado	17
Ilustración 16- Proyecto Fotovoltaico "La Hormiga"	18
Ilustración 17- Completo fotovoltaico Finis Terrae	19
Ilustración 18- Complejo Fotovoltaico Magdalena II.....	19
Ilustración 19- Componentes de la Irradiación Global.....	23
Ilustración 20- Esquema de un módulo Bifacial	25
Ilustración 21- Aumento de la irradiancia trasera según la elevación del módulo.	31
Ilustración 22- Definición visual de pitch	32
Ilustración 23- Esquema metodológico	36
Ilustración 24- Diagrama de variables independientes y variable dependiente	37

Ilustración 25- Metodología de estudio	44
Ilustración 26- Irradiación Global Horizontal en Naco.....	46
Ilustración 27- Irradiación Global Horizontal en Marcovia.....	47
Ilustración 28- Simulación de los sistemas FV en Naco.....	54
Ilustración 29- Ganancia bifaciales obtenidas en simulaciones.....	56
Ilustración 30- Simulación de los sistemas FV en Marcovia.....	58
Ilustración 31- Ganancias bifaciales obtenidas en simulaciones.....	59
Ilustración 32- Extensión territorial para cada sistema FV.....	61
Ilustración 33-Costo Especifico de Capital.....	62
Ilustración 34-LCOE sin financiamiento y con terreno	63
Ilustración 35- LCOE sin financiamiento y sin terreno.....	65
Ilustración 36-LCOE con financiamiento considerando valor del terreno	66
Ilustración 37- LCOE Con financiamiento sin considerar valor del terreno.....	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1- Proyectos Fotovoltaicos en Honduras	20
Tabla 2- Cronograma de Actividades	45
Tabla 3- Albedo mensuales para la localidad de Naco.....	47
Tabla 4-Albedo mensuales para la localidad de Marcovia	48
Tabla 5-Albedo para grava blanca	48
Tabla 6-Matriz de decisión para modulo fotovoltaico	49
Tabla 7-Matriz de decisión para inversores.....	50
Tabla 8- Parámetros de entrada para el diseño geométrico en Naco	50
Tabla 9- Parámetros geométricos para el sistema bifacial en Naco	50
Tabla 10- Parámetros para la ganancia bifacial en Naco	51
Tabla 11- Ganancia bifacial para el sistema FV bifacial en Naco.....	51
Tabla 12-Parámetros de entrada para el diseño geométrico en Marcovia	52
Tabla 13-Parámetros geométricos del sistema FV bifacial en Marcovia	52
Tabla 14-Parametros para ganancia bifacial en Marcovia	52
Tabla 15- Ganancia Bifacial en Marcovia.....	53
Tabla 16- Especificaciones de diseño del arreglo solar en Naco	54
Tabla 17-Produccion Especifica para los sistemas FV en Naco.....	55
Tabla 18- Diferencia porcentual de ganancias bifaciales	56
Tabla 19- Especificaciones de los arreglos solares en Marcovia	57
Tabla 20-Produccion Especifica para los sistemas FV en Marcovia.....	59
Tabla 21- Diferencia porcentual de ganancias bifaciales en Marcovia	60
Tabla 22- Costo de equipo FV y mantenimiento.....	60
Tabla 23- Costos por terreno y acondicionamiento.....	61
Tabla 24- Parámetros de entrada financieros.....	62
Tabla 25-Variacion del LCOE dependiendo el acondicionamiento del terreno	68
Tabla 26- Variación del LCOE dependiendo del valor del terreno en un escenario sin financiamiento	68
Tabla 27-Variacion del LCOE según el valor del terreno en un escenario con financiamiento	69

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1- Cálculo del Albedo	23
Ecuación 2-Factor bifacial según corriente de corto circuito	27
Ecuación 3- Factor bifacial según voltaje de circuito abierto	27
Ecuación 4-Factor bifacial según potencia máxima	27
Ecuación 5- Ganancia bifacial según rendimiento específico.....	28
Ecuación 6-Ganancia bifacial según inclinación, altura y albedo	28
Ecuación 7- Ganancia bifacial según albedo, factor bifacial, altura y pitch.....	29
Ecuación 8- Ratio DC/AC	30
Ecuación 9-Altura optima del módulo bifacial.....	31
Ecuación 10- Ecuación de GCR.....	32
Ecuación 11- Ángulo óptimo para sistemas bifaciales.....	33
Ecuación 12-Costo nivelado de la electricidad.....	34

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1- Decreto 70-2007 Artículo 2, Inciso 1,2,3 y 4	82
Anexo 2- Decreto 138-2013, Artículo 6	83
Anexo 3- Hoja técnica del módulo bifacial.....	84
Anexo 4- Hoja técnica del módulo monofacial.....	86
Anexo 5- Hoja técnica del inversor	87
Anexo 6- Perdidas por clipping en el sistema monofacial.....	88
Anexo 7- Perdidas por clipping en sistema bifacial asumiendo un ratio DC-AC menor al monofacial.....	89
Anexo 8- Perdidas por clipping en el sistema bifacial asumiendo un ratio DC-AC igual al monofacial.....	90

GLOSARIO

BOS	Balance of System (Equilibrio del sistema)
FV	Fotovoltaico
GCR	Ground Coverage Ratio (Relación de cobertura de suelo)
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Costo Nivelado de la Electricidad)
O&M	Operación y Mantenimiento
STC	Standard Test Condition (Condición estandar de prueba)
SIN	Sistema Interconectado Nacional

I INTRODUCCIÓN

A finales del año 2018 se registró un consumo energético mundial de 22,948 TWh.(Enerdata, 2020). Siendo uno de los años con el mayor crecimiento porcentual de las emisiones de carbono, con 2% respectivamente.(BP Statistical Review of World Energy, 2019). Sin embargo, esta situación cambió en el año 2019, ya que el consumo de carbón disminuyó un 0.6%, llevando ésto a una reducción en las emisiones de carbono.(bp Stastical Review of World Energy, 2020). La razón se debe al crecimiento que las energías renovables han ido experimentando en los últimos años.

Una de las tecnologías renovables que experimentó un notable desarrollo durante el 2019 fue la energía solar, la cual registro una capacidad instalada a nivel mundial de 630 GW a finales del año 2019.(SolarPower Europe, 2020, p. 30). Por lo tanto, con el crecimiento de la tecnología y el aumento exponencial de la demanda energética se han buscado diferentes formas para lograr el máximo aprovechamiento de esta tecnología renovable. Con el fin de aprovechar de mejor manera el recurso solar se han diseñado distintas tecnologías ser el ejemplo de los sistemas fotovoltaicos con modalidad bifacial, el cual es objeto de estudio del presente proyecto de investigación. La tecnología bifacial es una tecnología que permite la captación de irradiación solar tanto por la parte frontal de un módulo fotovoltaico como por la parte trasera de este mismo, llevándolo esto a una mayor producción energética en comparación con los sistemas fotovoltaicos monofaciales. Sin embargo, dicha característica de esta tecnología depende de las características del terreno en la que se encuentra el arreglo solar, siendo el albedo del terreno uno de los factores más importantes. Estudios revelan que, con este tipo de tecnología aplicados en terrenos con un alto coeficiente de reflectividad, se puede lograr un aumento del 5-30% comparados con los módulos de tecnología monofacial. (SolarPro. Bifacial PV Systems, 2017, p. 22)

Con el objetivo de estudiar este tipo de tecnología, el presente trabajo de investigación llevará a cabo una comparación tecno-financiera de un sistema solar fotovoltaico con tecnología bifacial y uno monofacial, esto para las localidades de Naco, Cortés y Marcovia, Choluteca. Se analizará la producción energética en ambos escenarios, los cuales serán idénticos en términos de ubicación y orientación, y se planteará tres

escenarios distintos de terreno aplicado para el sistema bifacial, con el fin de analizar distintos coeficientes de albedo según las características del terreno a utilizar, de esta manera se pretende determinar el impacto que tendría sobre la variable de LCOE(Levelized Cost of Electricity por sus siglas en inglés) como variable económica principal.

La investigación se divide en 9 capítulos incluyendo el presente. Las demás secciones son las siguientes: Planteamiento del problema, en dicho capítulo se expondrá las los procedentes del problema, así mismo los objetivos de la investigación. Marco teórico, en dicho capítulo se condensa toda la información de interés relacionada con el problema a un nivel de micro y macroentorno. Metodología, capítulo donde se muestra el enfoque metodológico llevado a cabo, de igual manera las variables de investigación consideradas. Análisis y resultados, el capítulo donde se muestran los resultados de la investigación y la interpretación de los mismos. Conclusiones, en este capítulo se resumen las conclusiones más importantes encontradas en los resultados. Recomendaciones, se muestran las recomendaciones para cada conclusión encontrada. Aplicabilidad/Implementación. Trabajo futuro, ultimo capítulo donde se muestran las posibles segundas etapas de la investigación.

II PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El en presente capítulo se muestran los componentes del planteamiento de la investigación, comenzando con una perspectiva acerca de los antecedentes que preceden al problema, la definición de dicha problemática y la justificación acerca del problema de estudio. De igual manera, se presentan las preguntas de investigación y objetivos que ayudarán a resolver el problema planteado.

2.1. PRECEDENTE DEL PROBLEMA

El sector solar fotovoltaico ha tenido un crecimiento exponencial en los últimos años y a medida que va creciendo esta tecnología, su aplicación se ha vuelto más común en el mercado. Las primeras investigaciones de las células fotovoltaicas remontan a los años 1954 realizadas por (D.M. Chapin et al., 1954). Poco tiempo después, exactamente en el año de 1966 comienzan las primeras investigaciones acerca de las células fotovoltaicas bifaciales realizadas por (Mori, 1966). Sin embargo, este desarrollo no tuvo gran auge durante mucho tiempo, solamente durante los años setenta en que se siguió el estudio de estas celdas bifaciales. De no ser hasta las cercanías del año 2013, año que se comenzaron a implementar los primeros proyectos fotovoltaicos con módulos bifaciales. La razón del lento crecimiento que la tecnología bifacial ha experimentado se debe a los altos costos de producción que ha presentado en años anteriores.

De igual manera, la tecnología bifacial se ha ido implementando en varios países y ha sido objeto de estudio con el propósito de lograr recabar más información acerca de su uso y las ventajas que supone sobre la tecnología monofacial. Un ejemplo de esto, es la investigación realizada por (Langels & Gannedahl, 2018), donde se demostró un aumento en la producción energética del 7.85% con módulos bifaciales comparado con monofaciales.

2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente Honduras no cuenta con un estudio técnico y financiero de sistemas fotovoltaicos bifaciales, sin embargo, en diversos países se han realizado estudios sobre la factibilidad de esta tecnología, donde en los mejores escenarios se muestran aumentos en la producción energética, y disminuciones en el LCOE; como se muestra en la Ilustración 1.

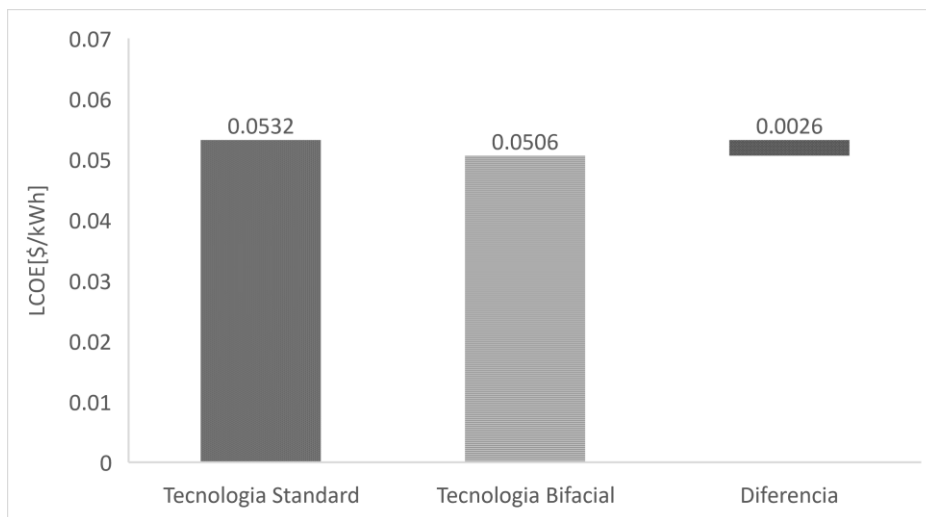


Ilustración 1- LCOE monofacial vs bifacial

Fuente: Elaboración propia con datos de (Langels & Gannedahl, 2018)

Ante esto, surge la siguiente incógnita: ¿Es técnica y financieramente factible la implementación de un sistema fotovoltaico bifacial para la localidad de Naco y Marcovia, Honduras?

2.3. JUSTIFICACIÓN

En el presente apartado se evidencian las razones del porque es necesario llevar a cabo dicha investigación.

2.3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE SECTOR ELÉCTRICO

A final del 2019 Honduras registró una generación energética total de 9,277.54 GWh(ODS, 2019a). Siendo las plantas térmicas privadas y estatales las que aportaron un 41.11% a la generación anual total. Ver Ilustración 2. Sin embargo, el consumo total al final del mismo año fue de 9,524.81 GWh, siendo aproximadamente un 2.66% de energía faltante de suplir, dejando la única opción para poder abastecer la demanda restante teniendo que realizar la compra de energía en el Mercado Eléctrico Regional. Evidenciando que existe un déficit en la matriz energética de Honduras, teniendo en cuenta que la demanda anual representó un aumento, ya que para el 2019 aumentó un 4.92% respecto al 2018. Por lo tanto, anualmente se requiere la incorporación de proyectos de generación energética a la matriz energética.

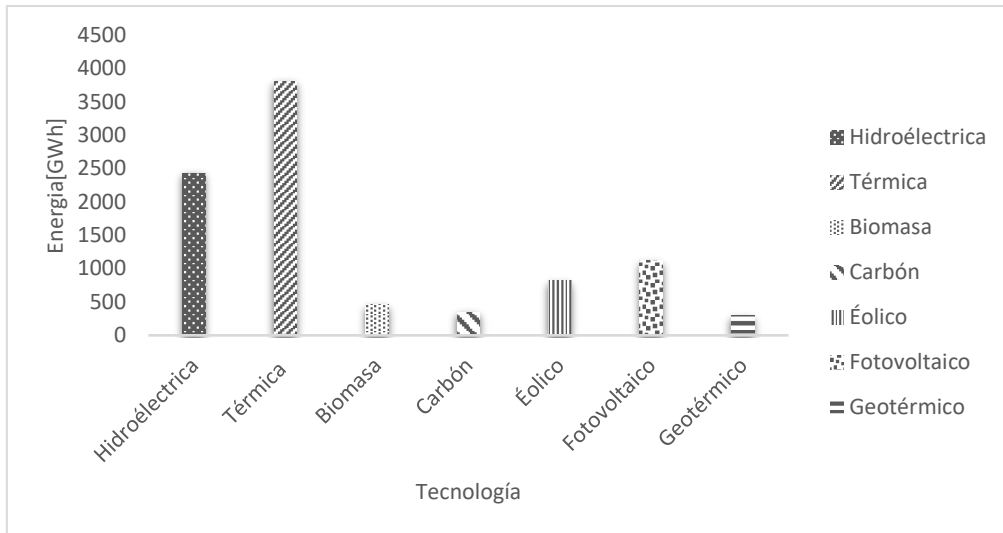


Ilustración 2- Generación energética por tecnología

Fuente: Elaboración propia con datos de (ODS, 2019a)

Cabe destacar que Honduras a lo largo de los años ha presentado grandes aumentos en los precios de las tarifas eléctricas, como se denota en la Ilustración 3.

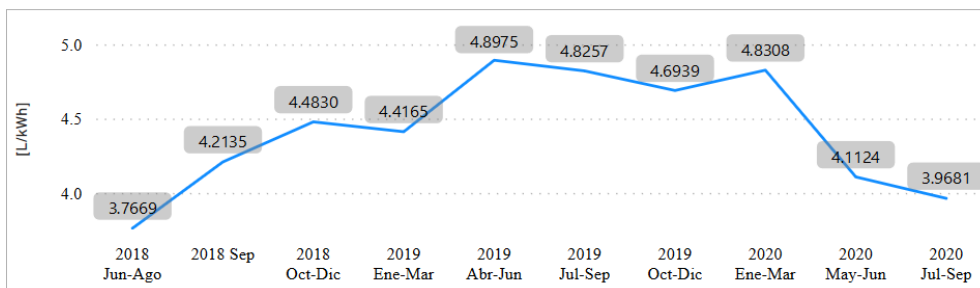


Ilustración 3- Aumento de histórico de la tarifa eléctrica promedio

Fuente: (CREE, 2020)

Por lo tanto, esto ha causado que diversos sectores generen su propia energía eléctrica utilizando en la mayoría de los casos proyectos fotovoltaicos, con el objetivo de reducir las altas facturaciones de los consumos energéticos.

2.3.3 CONTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA A LA DEMANDA ENERGÉTICA

El 15 de mayo de 2019 se registró el mayor pico de demanda en comparación a años anteriores, con un valor de 1,639 MW. Como se denota en la Ilustración 4, los picos de demanda se presentan en horas del mediodía y horas de la tarde, siendo el más alto al medio día.

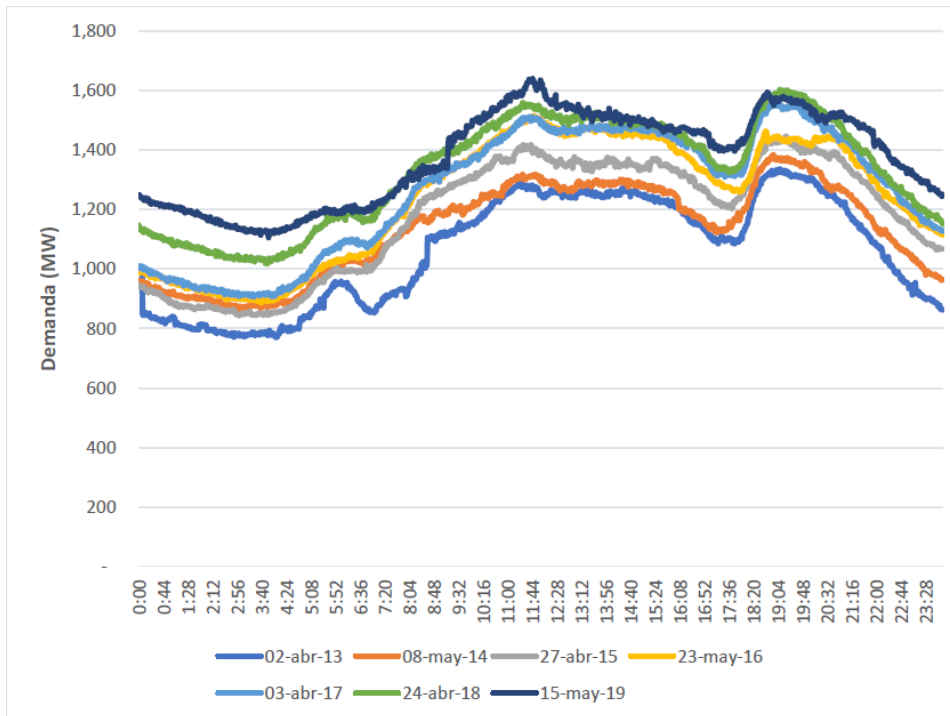


Ilustración 4- Comportamiento de la demanda energética

Fuente:(ODS, 2019b)

Por lo tanto, al tener uno de los mayores picos de demanda energética en horas del mediodía, estos picos se pueden manejar de mejor forma en conjunto con la contribución de la energía fotovoltaica, ya que en horas del medio día es el momento en que la energía solar alcanza su mayor pico de producción.

2.3.2. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN HONDURAS

La ubicación geográfica de Honduras brinda una gran ventaja al sector fotovoltaico. Honduras se encuentra en el ranking 100 de Irradiación global horizontal, con un valor promedio de 5.165[kWh/m²/día] y en el puesto número 110 de potencial específico fotovoltaico con un valor de 4.263 kWh/kW_p/día(ESMAP, 2020). Naco cuenta con un aproximado de 4.36kWh/kW_p, siendo uno de los departamentos con mayor promedio de brillo solar anual, con 12.9-13.9 horas de sol diarias. Ver Ilustración 5.

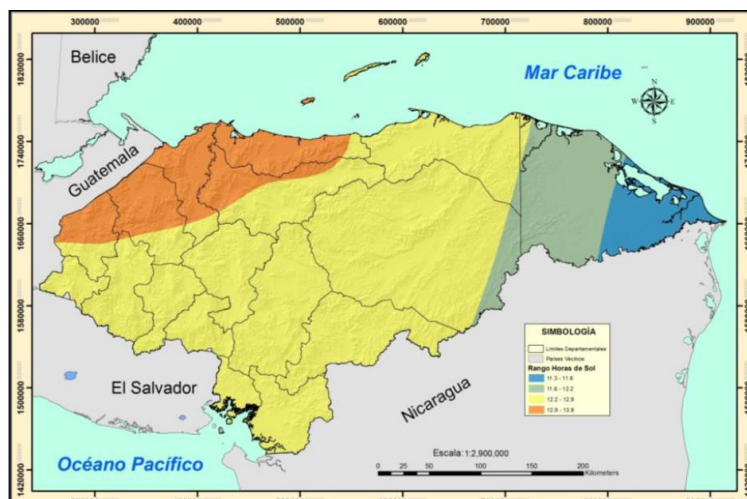


Ilustración 5- Promedio de brillo solar anual

Fuente:(UNAH, 2012)

Siendo el departamento de Choluteca el lugar con el mayor potencial fotovoltaico disponible en el país, con un aproximado de 4.83 kWh/kW_p al día. Ver Ilustración 6. Por lo tanto, el departamento con la mayor cantidad de proyectos fotovoltaicos a gran escala en el territorio nacional, donde actualmente los proyectos ubicados en la zona cuentan con un factor de planta aproximado del 19.17%. (Fotersa, S.A, n.d.)

Sin embargo, se puede hacer un mejor uso del recurso solar y brindar beneficios como una mayor producción energética y bajos costos de producción por medio de la tecnología bifacial como se ha mencionado en otros países, de esta manera ampliando el panorama de la energía solar fotovoltaica e impulsar hacia una mayor diversificación de la matriz energética.

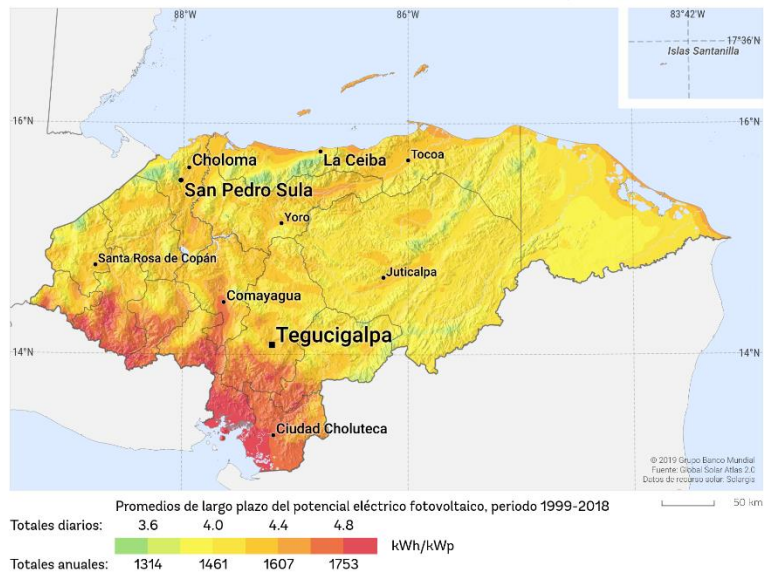


Ilustración 6-Potencial Fotovoltaico en Honduras

Fuente:(ESMAP, 2020b)

2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

En el presente apartado se formulan las preguntas de las cuales se desconoce acerca del problema planteado.

1. ¿Qué tan elevada será la producción energética con tecnología bifacial en comparación con el sistema monofacial?
2. ¿Aumentará considerablemente la producción energética con un aumento en el albedo?
3. ¿Cuáles serán los parámetros de diseño óptimo para una instalación fotovoltaica bifacial?
4. ¿Se verá afectado en gran parte el LCOE por un acondicionamiento del terreno para aumentar el albedo?
5. ¿Será el LCOE del sistema bifacial más bajo que el sistema monofacial?
6. ¿Cómo se ve afectado el LCOE si se asume un escenario con y sin financiamiento?
7. ¿Representará un gran cambio el LCOE si no se considera el valor del terreno?

2.5. OBJETIVOS

A continuación, se presentan los objetivos a cumplir durante la investigación con el propósito de responder a las incógnitas planteadas.

2.5.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad de la tecnología fotovoltaica bifacial por medio de una comparación Tecno-Financiera respecto a la tecnología monofacial, esto con el propósito de evaluar qué sistema es conveniente instalar para la localidad de Naco y Marcovia con base al LCOE más bajo.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Determinar y comparar la producción energética de ambas tecnologías por medio de simulaciones en PVsyst.
2. Determinar el aumento en la producción energética con el sistema fotovoltaico bifacial con base a tres escenarios de albedo.
3. Determinar los parámetros de diseño óptimo para una instalación bifacial en las localidades establecidas
4. Determinar el cambio del LCOE según el acondicionamiento del terreno para los sistemas bifaciales.
5. Comparar LCOE para ambas tecnologías y determinar cuál sistema tiene el valor más bajo.
6. Desarrollar un análisis con y sin financiamiento para el LCOE en ambas tecnologías.
7. Determinar LCOE en ambas tecnologías tomando en consideración escenarios con y sin el valor del terreno.

III. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se detallará la situación actual que la tecnología bifacial se encuentra, siendo esto a nivel de macro y micro entorno. De igual manera se expondrá la información necesaria para el entendimiento del tema y de esta manera poder resolver las interrogantes planteadas.

3.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En este apartado se especificará la situación actual en la que se encuentra la tecnología bifacial, tomando en cuenta desde sus inicios y lo que marcan las tendencias sobre su crecimiento y aplicación.

3.1.1 ANÁLISIS DE MACROENTORNO

Como se mencionaba en el Capítulo 2, las primeras investigaciones de tecnología bifacial se dieron en el año 1966. Sin embargo, fue hasta las cercanías del año 2013 que esta tecnología retomó su camino, esto debido a que años anteriores su precio prevenía su crecimiento y adaptación en el mercado. Actualmente empresas productoras de módulos fotovoltaicos como Canadian Solar, LG Electronics, Jinko Solar, entre otras están en constante desarrollo y mejora de esta tecnología con el objetivo de que su incorporación en el mercado incremente.

3.1.1.1. Potencial Fotovoltaico Mundial

Aproximadamente 70 países se encuentran en condiciones excelentes de potencial fotovoltaico, obteniendo valores diarios de 4.5 kWh/kW_p/día, y alrededor de 30 países, que predominan países del continente Europeo, obtienen valores diarios aproximados de 3.5 kWh/kW_p (ESMAP, 2020a). La ilustración 7 muestra el rango de valores diarios y anuales de potencial fotovoltaico mundial. Predominando países del continente de África, Oceanía y Europa, al igual que países del continente Americano como Estados Unidos y Chile.

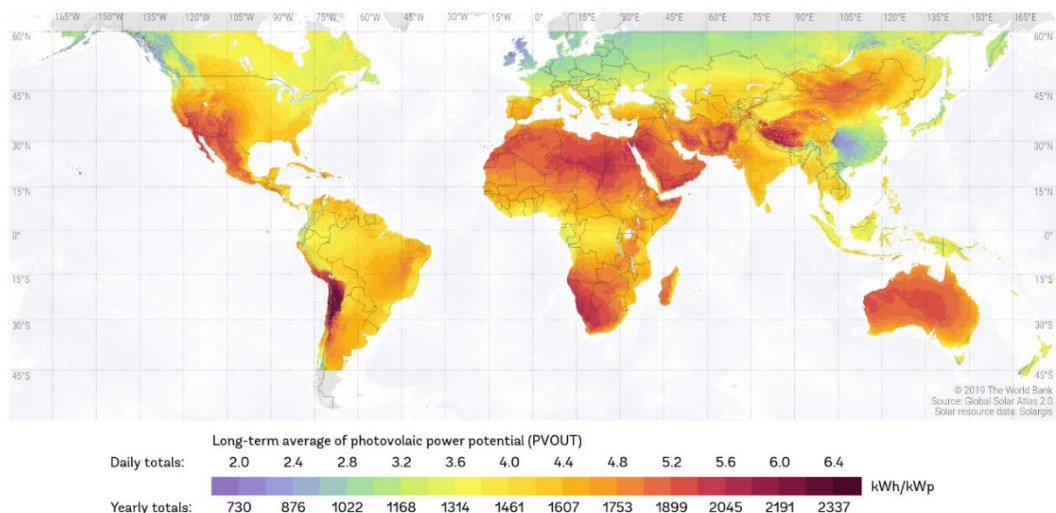


Ilustración 7- Potencial Fotovoltaico a nivel Mundial

Fuente: (ESMAP, 2020a)

3.1.1.2. Potencia Fotovoltaica Instalada Globalmente

Si bien es cierto, la energía solar fotovoltaica tuvo un crecimiento lento en el año 2018, en el año 2019 esta situación cambió, ya que el sector fotovoltaico obtuvo un crecimiento del 2% en comparación con el 2018 (SolarPower Europe, 2020). A pesar de que el consumo energético de China en 2019 disminuyó 2.6% respecto al año 2018 (National Bureau of Statistics, 2020), de igual manera, el sector fotovoltaico presentó el crecimiento del 2% representando una capacidad más instalada de 117 MW. Ver Ilustración 8. La razón de esto puede ser debido a que los precios de la energía fotovoltaica cada vez se vuelven más atractivos para el mercado, volviéndola una energía barata y que representa buenos resultados de generación.

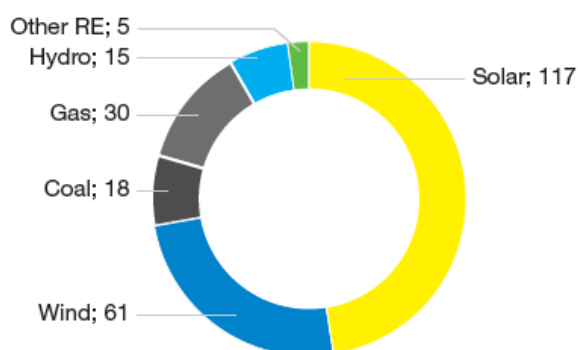


Ilustración 8- Potencia instalada por tecnología en 2019

Fuente: (SolarPower Europe, 2020)

Como se mencionaba anteriormente, los continentes con mayor potencial fotovoltaico predominan África y Europa. Sin embargo, el mercado solar es predominado por la región Asia-Pacífico con el 58% del mercado solar mundial, siguiendo en segundo lugar el continente Europeo con el 24% de la capacidad instalada mundial. (SolarPower Europe, 2020)

En la Ilustración 9, se logra observar la capacidad instalada globalmente, viendo su inicio desde el año 2000 hasta la actualidad. Como se logra observar la capacidad instalada total en 2019 es aproximadamente de 630 GWh.

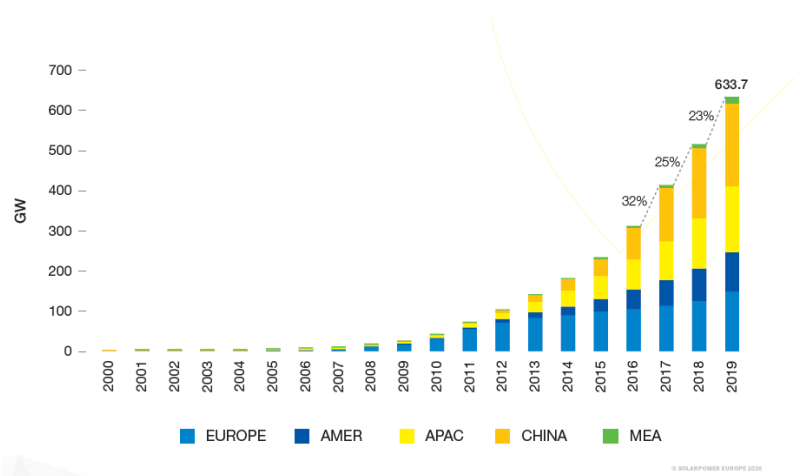


Ilustración 9- Capacidad Fotovoltaica instalada por Continente

Fuente: (SolarPower Europe, 2020)

3.1.1.3. Proyectos fotovoltaicos bifaciales en Asia

Como se mencionaba anteriormente, el continente asiático es uno de los principales líderes en proyectos fotovoltaicos instalados, además que la mayoría de las compañías productoras de módulos solares se encuentran en este continente, siendo el continente en instalar en primer proyecto fotovoltaico bifacial en el mundo. La peculiaridad que presentan estos proyectos es que aprovechan de las condiciones climatológicas o la tipología del terreno, como ser zonas nevadas o terrenos con elevado coeficiente de terreno, esto con el objetivo de tener una mayor reflexión de la irradiancia.

3.1.1.3.1. Hokkaido, Japón

En el año 2013 la empresa PVG Solution, instaló en la ciudad de Asahikawa el primer proyecto piloto de un sistema fotovoltaico bifacial, el cual constaba de una

capacidad instalada de 250 kW_p. El proyecto constaba de 1,064 módulos con una orientación al sur y ángulo de 40 ° respecto a la horizontal. (Ishikawa & Nishiyama, 2016)

A finales de 2013 la misma empresa procedió a la instalación del primer proyecto más grande del mundo, en la fecha de 2013, utilizando tecnología bifacial en la misma ciudad de Asahikawa, con una capacidad instalada de 1.250 MW_p. El proyecto registro una generación total de 4,450,668 kWh en un tiempo determinado de 32 meses. (Ishikawa & Nishiyama, 2016)



Ilustración 10- Proyecto Fotovoltaico en Hokkaido

Fuente: (Ishikawa & Nishiyama, 2016)

La peculiaridad de este proyecto se logra observar en la Ilustración 10, dicha instalación se encuentra en una zona nevada. Esto se debe a que la nieve tiene un alto coeficiente de reflectividad, resultando esto en una mayor reflexión de la irradiancia y aumentando la producción energética.

3.1.1.3.2 Shanxi, China

La empresa Yingli Solar como parte del programa "Top Runner" impartido por la NEA(China's National Energy Administration por sus siglas en inglés) lograron la instalación y conexión a red de un proyecto fotovoltaico bifacial de 50 MW en la zona minera de la provincia de Shanxi en el año 2016. Se estima que el proyecto genere 80 GWh anualmente. (India Energy News, 2016)



Ilustración 11- Proyecto fotovoltaico en Shanxi,China

Fuente:(Photon, 2016)

3.1.1.3.3 Zhangbei, China

En el año 2017 la empresa solar Yingli Solar suministró un total de 140,000 módulos fotovoltaicos, representando una capacidad a instalar de 38.4 MW, de los cuales 10,000 módulos utilizaban la tecnología bifacial, adicional a esto el proyecto cuenta con un sistema de seguidores solares de un eje. (GlobalData, 2017)

3.1.1.3.4 Goldmud China

Como parte del proyecto bifacial más grande de China, con 60 MW de módulos bifaciales y 11 MW con módulos monofaciales, la empresa Longi Solar con el fin de contribuir a este proyecto, aportó módulos de 350 W, de esta manera instalar una potencia total de 20 MW. (Contify Energy News, 2018)

De misma manera, la empresa Trina solar aportó al proyecto 20 MW con módulos bifaciales de 350 W cada uno, siendo acompañado con un sistema de trackers de un eje. (India Energy News, 2017)

Así mismo, la empresa Jinzhou Energy brindo 20MW en módulos bifaciales para este mismo proyecto, siendo una capacidad total de 60 MW, el cual los 11 MW restantes son con tecnología monofacial. (Liang et al., 2019)



Ilustración 12-Instalacion fotovoltaica Goldmud, China

Fuente: (Taiyan News, 2018)

3.1.1.4 Tendencias del mercado de la tecnología fotovoltaica

Como se mencionaba anteriormente, la tecnología solar ha experimentado crecimiento a nivel mundial. Mas países a lo largo del tiempo han preferido invertir en proyectos solares debido a que es una de las tecnologías que más bajo costo tiene. Sin embargo, la energía solar ha experimentado grandes cambios en su precio y cada año esta se vuelve más rentable, una de las causas de esto es al aumento de la demanda energética a nivel mundial y el desarrollo de nuevas celdas solares que las convierte más eficientes, llevando esto a mejores resultados en la generación energética de esta tecnología. El precio de las celdas fotovoltaicas de tipo cristalinas experimentó una reducción en su costo específico en un rango de 87-97% en un tiempo analizado desde 2009 hasta 2019, siendo el caso de las celdas solares convencionales están registraron un costo específico de 0.27 \$/W en el año 2019 (IRENA, 2019). Sin embargo, el costo específico dependerá de la tecnología que la celda solar este basada.

En la Ilustración 13, se logra observar el costo específico que sea ha registrado desde el año 2010 hasta el 2019 para las distintas tecnologías de celdas solares.

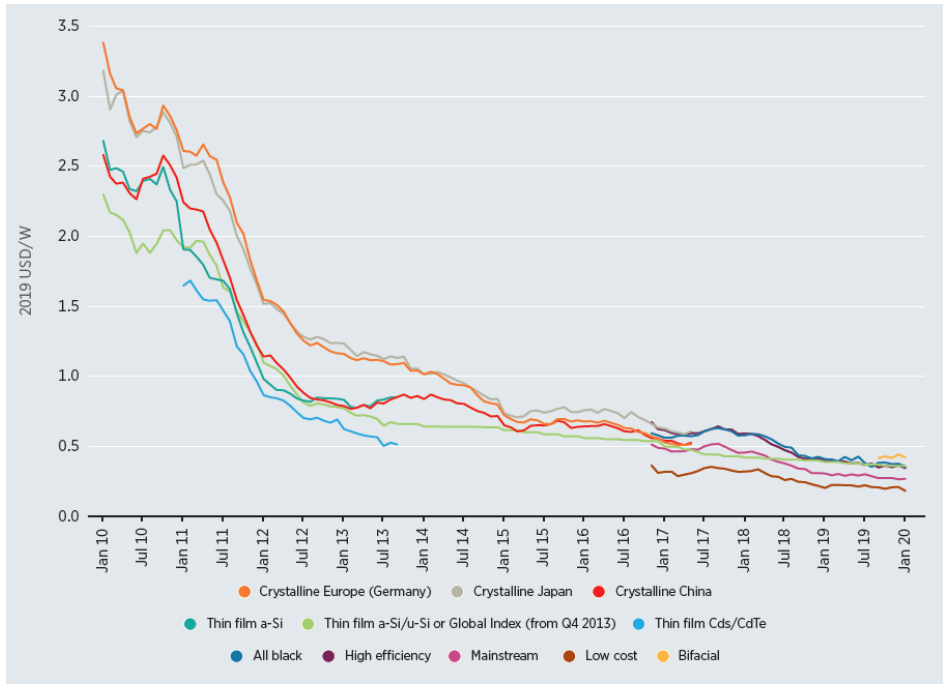


Ilustración 13- Costo Específico de distintas tecnologías de celdas solares

Fuente: (IRENA, 2019)

En el caso de las celdas solares bifaciales, al ser una tecnología relativamente reciente y que aún se sigue desarrollando para obtener mejores resultados, su precio actualmente es uno de los más elevados entre los distintos tipos de celdas solares en el mercado, registrando un valor de 0.423 \$/W a inicios del 2020. Ver Ilustración 14.

Durante el mes de diciembre del 2019, los módulos solares bifaciales registraron que sus costo era un 58% mayor que los módulos de celdas convencionales, y un 18% mayor que las celdas solares de alta eficiencia.(IRENA, 2019)

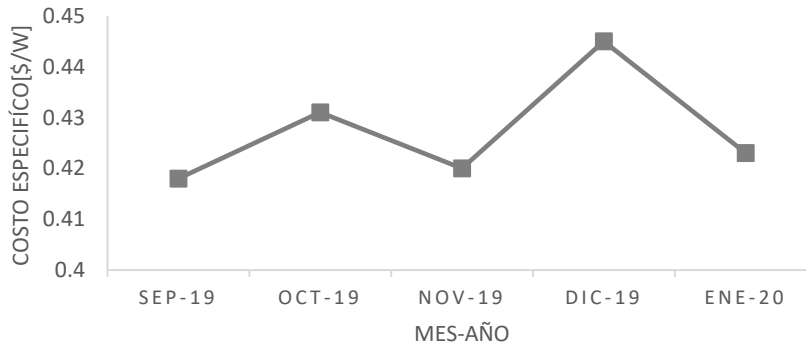


Ilustración 14- Costo Específico de módulos bifaciales

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2019)

A pesar de tener uno de los costos más altos en el mercado, los módulos bifaciales han registrado una gran adaptación en el mercado. Los módulos bifaciales registraron una adopción del 20% en el mercado, llevando esto a expectativas de que en 10 años su adopción será aproximadamente del 70%, según datos del (ITRPV, 2019). Ver Ilustración 15.

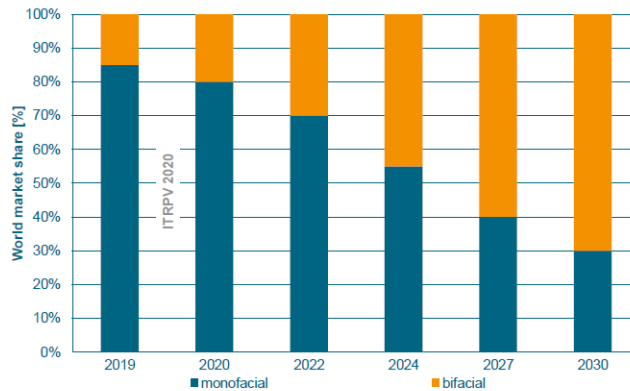


Ilustración 15- Crecimiento de celdas bifaciales en el mercado

Fuente: (ITRPV, 2019)

3.1.2 ANÁLISIS DE MICROENTORNO

A nivel Latinoamericano, los países como México, Chile y Brasil lideran el mercado fotovoltaico con tecnología bifacial, siendo México con uno de los proyectos más grandes instalados. Destacando que Chile cuenta con un potencial fotovoltaico diario de 6.53[kWh/kW_p] y México con un promedio diario de 5.52[kWh/kW_p]. (ESMAP, 2020c). Dichos proyectos destacan su aplicación de igual manera que en Asia, se encuentran en zonas beneficiosas con un alto coeficiente de reflectividad, incluso llegando hasta el acondicionamiento del terreno para aumentar dicho factor como ser el ejemplo de Chile.

3.1.2.1 Proyectos fotovoltaicos bifaciales en Latinoamérica

3.1.2.1.1 Minas Gerais, Brasil

En el 2019 la empresa Canadian Solar anunció la construcción de un proyecto fotovoltaico bifacial en Brasil. El proyecto contará con una capacidad de 51 MW, utilizando aproximadamente 130,000 módulos. Se espera que el proyecto genere anualmente 107,748 MWh y que comience a operar en el 2023.(MENA Report, 2019a)

3.1.2.1.2 Valparaíso, Chile

Como primer proyecto fotovoltaico bifacial llevado a cabo en Chile, la empresa solar MegaCell suministró 9,180 módulos bifaciales con el objetivo de cubrir una capacidad instalada de 2.5 MW_p. Dicho proyecto fue llevado a cabo en el año 2015.(International Solar Energy Research Center Konstanz, 2015)



Ilustración 16- Proyecto Fotovoltaico "La Hormiga"

Fuente:(Chudinzow et al., 2019)

Como es de observar en la Ilustración 16, el terreno fue acondicionado con una capa de grava con el objetivo de lograr una mayor reflexión de la irradiancia que incide sobre el plano, de esta manera lograr una mayor producción energética.

3.1.2.1.3 Antofagasta, Chile

La empresa Enel Green Power Chile anunció la expansión del parque fotovoltaico Finis Terrae, el cual ya cuenta con una capacidad instalada de 160 MW con tecnología monofacial. La expansión contará con una capacidad más de 126 MW con tecnología bifacial el cual se estima que la parte agregada generará 389 GWh anualmente, haciendo un total de 789 GWh anualmente. (Enel Green Power, 2020)



Ilustración 17- Completo fotovoltaico Finis Terrae

Fuente: (Enel Green Power, 2020)

3.1.2.1.3 Tlaxcala, México

La compañía Enel Green Power dio inicio a la operación del proyecto fotovoltaico bifacial más grande de México, contando con una capacidad instalada de 220 MW_p. La instalación cuenta con una cantidad de 550,000 módulos bifaciales que se aproxima a una generación anual de 640 GWh. El proyecto contó con una inversión de \$ 165 millones.(MENA Report, 2019b)



Ilustración 18- Complejo Fotovoltaico Magdalena II

Fuente: (Enel Green Power, 2019)

3.1.2.1.4 Jalisco, México

La IFC(International Finance Corporation) miembros del World Bank Group, anunciaron el comienzo de la construcción de un proyecto fotovoltaico bifacial de 296

MW. Utilizando aproximadamente 700 hectáreas y con una generación anual estimada de 700 GWh será el proyecto bifacial más grande a nivel global.(MENA Report, 2019c)

3.1.3 ANÁLISIS INTERNO

En la presente sección se muestra la situación del sector fotovoltaico a nivel interno, siendo esto un análisis para Honduras.

3.1.3.1 Instalaciones fotovoltaicas en Honduras

Como se mencionaba en el Capítulo 2, Honduras cuenta con un promedio de irradiación diaria de 5.165 kWh/m². El territorio de Honduras se encuentra cubierto por un 0.026% de proyectos fotovoltaicos. (ESMAP, 2020)

A finales del año 2019 los proyectos de energía fotovoltaica suministraron un 12.02% a la generación anual de la matriz energética de Honduras, según datos de (ODS, 2019a). Hoy en día la capacidad instalada de proyectos fotovoltaicos en Honduras es de 510.8 MW. Actualmente, se cuenta con 15 proyectos fotovoltaicos a gran escala en territorio Hondureño. Ver Tabla 1. Sin embargo, Honduras no cuenta con proyectos fotovoltaicos bifaciales.

Tabla 1- Proyectos Fotovoltaicos en Honduras

Proyecto Fotovoltaico	Potencia[MW]
Enerbasa	25
Marcovia	35
Cohessa	50
Soposa	50
Mecer	25
Llanos del sur	14.8
Los Pollitos	20
Fotersa	20
Cinco Estrellas	50
Cholute Uno	20
Choloteca Dos	30
Proderssa	50
Pacific(Nacaome 1)	50
Helios	25
Lajas	10
Fray Lazaro	5
Prados Sur	31

Fuente: Elaboración propia con datos de (ENEE, 2020)

3.1.3.2 Leyes Vigentes

El auge de las energías renovables, en específico la energía fotovoltaica, dio inicio en el año que el Congreso Nacional aprobó el decreto destinado al apoyo de proyectos de generación energética con recursos renovables. Con el objetivo de impulsar la diversificación de la matriz energética de Honduras, considerando también el alto costo que representa la importación de combustibles fósiles, en el año 2007 fue aprobado el decreto 70-2007, conocido como, Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

3.1.3.2.1 Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

Dicha ley aprobada por el gobierno de Honduras tiene como objetivo promover la inversión pública y privada de proyectos de energía con recursos renovables, esto por medio de incentivos a estos proyectos. Entre los apoyos que brindaba esta ley se encontraban la exoneración de impuestos para equipos destinados para proyectos renovables, de igual manera la exoneración de impuestos durante los primeros 10 años de operación del proyecto. Ver Anexo 1.

3.1.3.2.2 Decreto 138-2013

Sin embargo, en el año 2013 se aprobó el decreto 138-2013, con la finalidad de modificar algunos aspectos enunciados en Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables. El cual establecía en uno de sus artículos, un incentivo agregado a los que ya estaban vigentes, pero especialmente para proyectos fotovoltaicos. Dicho incentivo establecía el precio base para el pago de energía el costo marginal de corto plazo en vigencia al decreto, esto sumado un incentivo especial de 0.03 \$/kWh. Ver Anexo 2.

Fue este decreto el que inició los proyectos fotovoltaicos en Honduras, ya que dicho incentivo aplicaba de forma temporal para aquellos proyectos a base de energía solar fotovoltaica que se lograran instalar en los dos años subsiguientes a la publicación del decreto, o los primeros proyectos que alcanzaran los primeros 300 MW instalados

desde la aprobación del decreto, restringido únicamente para proyectos no mayores a 50MW.

3.2. TEORÍAS DEL SUSTENTO

En el presente apartado se muestran las teorías que sustentan la investigación.

3.2.1 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar tiene como principal fuente el Sol, el cual emite radiación en forma de ondas electromagnéticas. Esta radiación no sufre ninguna modificación durante su trayectoria en el espacio, sin embargo, no toda la radiación solar logra llegar a la superficie de la tierra, ya que esta se ve afectada por las condiciones climatológicas de la tierra, como ser las nubes y entre otros parámetros. (Feliciano, 2019)

La radiación que logra incidir sobre una determinada superficie en un determinado periodo de tiempo obtiene el nombre de Irradiación[Wh/m²]. Sin embargo, la irradiación global que incide sobre la tierra se divide en tres componentes, los cuales son componentes que se ven afectados por distintos parámetros climatológicos.

- Radiación Directa: Recibe el nombre de radiación directa ya que es el componente que logra llegar a una determinada superficie sin recibir ninguna modificación.
- Radiación Difusa: Es el resultado de la dispersión de la radiación debido a la interacción con componentes climatológicos, como ser nubes y polvo.
- Radiación Reflejada: Es la fracción de la radiación solar que es reflejada debido a distintos cuerpos que se encuentren en la superficie, este parámetro depende mucho del albedo de la superficie.



Ilustración 19- Componentes de la Irradiación Global.

Fuente: (Feliciano, 2019)

3.2.1.1 Albedo

El albedo representa la cantidad de luz que es reflejada por una superficie (Langels & Gannedahl, 2018). Por lo tanto, el albedo es la medida en que una superficie logra reflejar la radiación que recibe, este parámetro se indica en términos de porcentaje. Ver Ecuación 1.

$$Albedo: \frac{Luz\ reflejada}{Luz\ incidente}$$

Ecuación 1- Cálculo del Albedo

Fuente: (LG Electronics, 2017)

De acuerdo con estudios científicos, el planeta Tierra tiene un albedo medio cercano al 38% respecto a la radiación solar. En las superficies claras, el albedo es más elevado que en las superficies más oscuras.(Feliciano, 2019)

3.2.2 GENERALIDADES SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos son sistemas que utilizan módulos solares los cuales están compuestos de varias celdas solares que se encuentran conectadas entre sí, dichas celdas solares están compuestas de materiales semiconductores que le permiten tener la propiedad de lograr convertir la radiación solar en energía eléctrica, esto por medio del efecto fotoeléctrico.

Según (Soto, 2005), al incidir los rayos solares en el material semiconductor, los electrones de valencia absorben la energía de los fotones, provocando esto un desplazamiento en los electrones, dejando un hueco en su espacio el cual es considerado como una carga positiva, por lo cual se mueven en forma opuesta a los electrones, generando este movimiento un campo eléctrico.

3.2.2.1 Componentes de una instalación Fotovoltaica

3.2.2.1.1 Módulos Solares

El módulo fotovoltaico consiste en la conexión eléctrica de células fotovoltaicas en serie-paralelo hasta obtener unos valores de voltaje y corriente deseado.(Feliciano, 2019)

Dichas celdas solares están encapsuladas en una estructura que las proteja de los distintos agentes atmosféricos y a la vez estas puedan captar la radiación solar que incide sobre estas mismas.

3.2.2.1.2 Inversores

Los inversores son dispositivos que se encargan de transformar el voltaje de salida del arreglo solar, el cual se encuentra en corriente continua(DC) y transformarla al voltaje requerido por la red de distribución, la cual se encuentra en corriente alterna(AC).

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia(SPMP) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.(Horikoshi, 2009)

3.2.3 CELDAS SOLARES BIFACIALES

Como su nombre lo indica, y se ha mencionado a lo largo del documento, los módulos solares con celdas bifaciales tienen la característica de generar energía eléctrica utilizando las dos caras del módulo. Estos módulos contienen celdas solares que contienen contactos en la parte trasera y frontal de la celda solar. Lo cual le permite tener

la característica de poder aprovechar la radiación que incide sobre el plano aprovechando las dos caras del módulo.

Como es de saber, el objetivo principal de las celdas solares es aprovechar la radiación reflejada, de lo cual depende mucho de las características del terreno donde se encuentra el arreglo solar.

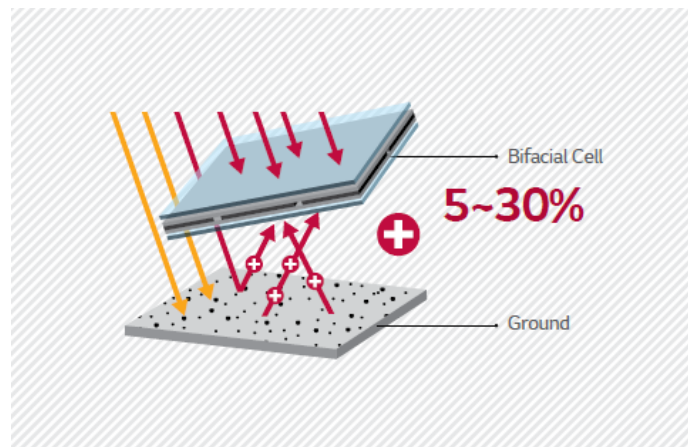


Ilustración 20- Esquema de un módulo Bifacial

Fuente: (LG Electronics, 2017)

3.2.3.1 Tipos de celdas solares bifaciales

Existen distintas tecnologías de celdas solares, esto con el objetivo de disminuir sus pérdidas eléctricas y aumentar sus eficiencias y el factor bifacial.

3.2.3.1.1 Bifacial PERC

Las celdas PERC (Passive emitter and rear cells por sus siglas en inglés) son celdas solares en las que se aplica una fina lamina de un semiconductor de tipo P y las cuales tienen una impresión de aluminio en su parte posterior, donde solo hace contacto con la lámina de silicón en las áreas donde se ha eliminado la pasivación trasera con contactos abiertos de láser. (Dullweber et al., 2015). Resumidamente estas celdas solares contienen las siguientes ventajas:

- Eficiencia 19.4-21.2%(Frontal), 16.7%-18.1%(Trasera)
- Factor bifacial de 80%
- Láminas de silicón cristalino de tipo P.

Fuente: (Liang et al., 2019)

3.2.3.1.2 PERL

PERL(*Passive emitter rear locally-difused* por sus siglas en ingles), son celdas de silicón que tienen la característica en la reducción por las pérdidas en reflejos, el cual cuenta con una doble capa de antirreflejo. Estas celdas cuentan con una fundición de Tribromuro de boro, el cual permite tener más resistencia a posibles daños por agentes externos a la superficie.(Zhao et al., 1996)

Las celdas PERL cuentan con una eficiencia de 19.8% y factor de bifacial de 89% (Liang et al., 2019)

3.2.3.1.3 PERT

PERT(*Passive emitted rear totally-difused* por sus siglas en ingles), en comparación a las celdas de tipo PERL, estas celdas están compuestas en su totalidad de boro en su parte trasera, el cual ha demostrado grandes resultados en su eficiencia, ya que en pruebas bajo condiciones STC, registró una eficiencia de 24.5%. (Zhao et al., 1999)

3.2.3.1.4 HIT

HIT(*Heterojunction with intrinsic thin layer* por sus siglas en inglés), es una celda en la que se utiliza silicón amorfo hidrogenado y es depositado en ambos lados de una lámina de silicón de alta calidad utilizando una evaporación química de plasma. A pesar de dar resultados de eficiencia de 20% en laboratorios, comparado con otras celdas estas muestran un coeficiente de temperatura mucho mejor y altos voltajes de operación de circuito abierto.(Zhao et al., 2008)

Ante esto, se ha demostrado que las celdas de tipo PERC, PERL y PERT son las celdas que mejores resultados se han obtenido en pruebas de laboratorios. Y esto las ha llevado a la rápida adopción en el mercado, ya que en el año 2019 estas celdas tuvieron un crecimiento en el mercado de un 60%, indicando que en 10 años estas celdas dominaran el mercado en su mayoría. (ITRPV, 2019)

3.2.4 PARÁMETROS MÉTRICOS

Se muestran los principales parámetros técnicos aplicados tanto para sistemas bifaciales como monofaciales.

3.2.4.1 Factor Bifacial

El factor bifacial es un parámetro el cual mide bajo condiciones estándar la diferencia de la potencia producida por la parte frontal y trasera del módulo (Peláez, 2019).

La diferencia entre la parte trasera y frontal dependerá por varios factores, entre los más comunes es debido al tipo de celda que se esté utilizando y sus propiedades semiconductoras y el sombreado que el mismo módulo o cableado puede ocasionar en la parte trasera. Por lo tanto, una vez que se hayan realizado las mediciones el factor bifacial se puede determinar con las siguientes formulas.

$$\vartheta_{Isc} = \frac{Isc, trasera}{Isc, frontal}$$

Ecuación 2-Factor bifacial según corriente de corto circuito

$$\vartheta_{Voc} = \frac{Voc, trasera}{Voc, frontal}$$

Ecuación 3- Factor bifacial según voltaje de circuito abierto

$$\vartheta_{Pmp} = \frac{Pmp, trasera}{Pmp, frontal}$$

Ecuación 4-Factor bifacial según potencia máxima

Fuente: (Peláez, 2019)

Donde,

Isc: Corriente de corto circuito

Voc: Voltaje de circuito abierto

Pmp: Potencia máxima del modulo

3.2.4.2 Ganancia Bifacial

La ganancia bifacial es un parámetro que indica la contribución de la generación trasera del módulo solar bifacial comparado con la generación de la parte frontal de un

módulo monofacial, esto medido en condiciones estándar y bajo las mismas condiciones de instalación.(Berrian et al., 2019)

En otras palabras, la ganancia bifacial es el aumento porcentual de la producción energética que aporta la parte trasera del módulo bifacial.

La forma principal de calcular la ganancia bifacial es dependiendo del rendimiento específico en ambos escenarios. Ver Ecuación 5.

$$BG(\%) = \left(\frac{y_b - y_m}{y_m} \right) * 100$$

Ecuación 5- Ganancia bifacial según rendimiento específico

Fuente: (Berrian et al., 2019)

Donde,

y_b : Es el rendimiento específico del sistema bifacial

y_m : Es el rendimiento específico del sistema monofacial

Sin embargo, con la formula presentada es posible solamente conociendo los rendimientos específicos de los sistemas. Sin embargo, existe una fórmula es capaz de calcular la ganancia bifacial dependiendo del albedo de la superficie, altura de los módulos y ángulo de inclinación. Lo cual es muy importante conocer para el previo diseño del sistema. Ver Ecuación 6.

$$BGE(\%) = \frac{0.317}{deg} * \emptyset + \frac{12.145}{m} * h + \frac{0.1414}{\%} * \alpha$$

Ecuación 6-Ganancia bifacial según inclinación, altura y albedo

Fuente: (Castillo-Aguilella & Hauser, 2015)

Donde,

\emptyset : Es el angulo de inclinación del modulo respecto a la horizontal en grados

h : Es la altura de los modulo en metros

α : Es el coeficiente de albedo de la superficie en porcentaje

Sin embargo, esta fórmula fue diseñada específicamente para módulos con un factor bifacial mayor a 95%.

Como tercera fórmula se encuentra una fórmula la cual depende del albedo, factor bifacial del módulo, distancia entre filas y altura del módulo.

$$BGE(\%) = Albedo * Bifaciabilidad * 0.95 * [1.037 * \left(1 - \frac{1}{\sqrt{r}}\right) \left(1 - e^{-\frac{8.691 * h}{r}}\right) + 0.125 \left(1 - \frac{1}{r^4}\right)]$$

Ecuación 7- Ganancia bifacial según albedo, factor bifacial, altura y pitch

Fuente: (Kutzer et al., n.d.)

Donde,

r: Es el espacio entre línea de módulos en metros

h: Es la altura de los módulos en metros

3.2.4.3 Capacidad DC

La capacidad DC de un sistema fotovoltaico se refiere a la potencia nominal instalada del arreglo solar, el cual esta potencia será entregada al máximo cuando el arreglo se encuentre en condiciones STC.

3.2.4.4 Capacidad AC

La capacidad AC de un sistema fotovoltaico está compuesta por el total de inversores del sistema, el cual será la máxima potencia en AC que el sistema podrá entregar.

3.2.4.5 Ratio DC/AC

El ratio DC/AC es una relación entre la capacidad DC del arreglo solar entre la capacidad AC del sistema. Este parámetro indica la relación de cuanto es la potencia máxima puede entregar el sistema en relación con la capacidad nominal instalada.

$$Ratio \frac{DC}{AC} = \frac{P_{DC}(STC)}{P_{AC, max}} * 100\%$$

Ecuación 8- Ratio DC/AC

Fuente: (SolarEdge, 2019)

Donde,

$P_{DC}(STC)$: Es la potencia nominal en DC del arreglo solar en condiciones STC

$P_{AC, max}$: Es la potencia nominal en AC en total de los inversores

Usualmente se suele colocar ratios >1 , debido a que el arreglo difícilmente se encontrara en condiciones óptimas, ya que no siempre se presentaran las condiciones climatológicas deseadas, por lo tanto; resultando en que el sistema fotovoltaico no alcance su capacidad nominal. Un estudio realizado por ABB, determino que un ratio DC-AC entre 1.3 a 1.6 conduce a mejores resultados financieros, ya que el propósito es aprovechar al máximo la eficiencia de los inversores.(Zipp, 2018)

3.2.5 PARÁMETROS GEOMÉTRICOS

A continuación, se muestran los parámetros geométricos relacionados con el diseño de una instalación fotovoltaica.

3.2.5.1 Altura del módulo

La altura del módulo se define como la distancia en metros desde el suelo hasta el borde inferior del módulo solar. (Peláez, 2019). Es muy importante asegurar que el módulo se encuentre a una altura óptima, ya que un módulo con una altura baja resulta en pérdidas de desajuste, esto se debe a la distribución de la irradiancia en la parte posterior del módulo, ya que causa un efecto de auto sombreado, llevando a que la irradiancia sea no uniforme debido a las sombras generadas por el mismo modulo.

A medida que la altura del módulo se va incrementando, la distribución de la irradiancia en la parte posterior del módulo se vuelve más uniforme, llevando esto a un incremento en la ganancia bifacial. Ver Ilustración 21.

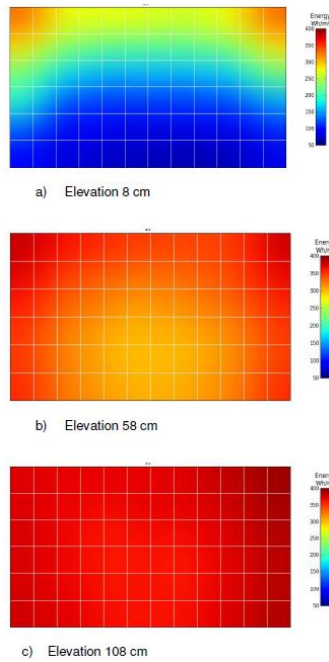


Ilustración 21- Aumento de la irradiancia trasera según la elevación del módulo.

Fuente: (Kreinin et al., 2010)

Se ha demostrado que las ganancias de los parámetros técnicos del módulo bifacial, como ser la corriente de corto circuito y potencia máxima se vuelven constantes una vez alcanzados los 0.95 metros, según datos de, (Kreinin et al., 2010).

No obstante, la altura mencionada anteriormente no garantiza que no se produzcan perdidas por sombreado de estructura o cableado, ya que, si se cuenta con un terreno con un valor de albedo elevado, los módulos se vuelven más susceptibles a las pérdidas de auto sombreado debido a la gran fracción de la irradiancia reflejada en la parte posterior.

Por lo tanto, se presenta la Ecuación, con la cual se utiliza para calcular la elevación óptima del módulo bifacial en función de la latitud, albedo y la longitud del módulo.

$$E_o = H * (-Lat * (0.028 * R_a + 0.009) + 3.3 * R_a + 0.4)$$

Ecuación 9-Altura óptima del módulo bifacial

Fuente: (Sun et al., 2018)

Donde,

E_o : Altura optima

H : Longitud del modulo

Lat : Latitud

R_a : Albedo

3.2.5.2 Pitch

El pitch es la distancia que hay entre la parte frontal de un arreglo hasta la parte frontal de un arreglo que se encuentra detrás.(LG Electronics, 2017)

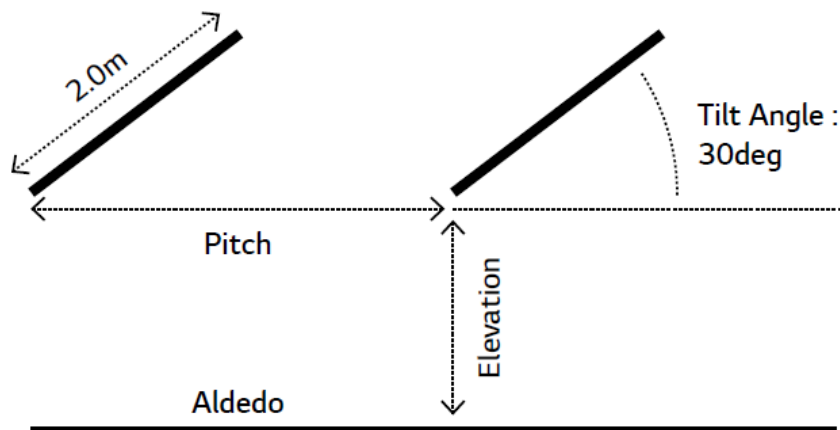


Ilustración 22- Definición visual de pitch

Fuente: (LG Electronics, 2017)

El pitch está directamente relacionado con el GCR(Ground Coverage Ratio). El GCR es la relación del área del arreglo solar entre el tamaño del terreno.

$$GCR = \frac{\text{area del arreglo solar}}{\text{area del terreno}}$$

Ecuación 10- Ecuación de GCR

Fuente: (LG Electronics, 2017)

Donde,

area del arreglo solar: Se refiere al área total del arreglo PV

area del terreno: Se refiere al área del terreno utilizada

La relación del pitch y el GCR están relacionadas, ya que un pitch alto significará un aumento en la ganancia bifacial y en la producción específica, por lo tanto, una disminución en el GCR. Sin embargo, al tener un GCR elevado esto implica mayor ocupación territorial para el arreglo solar. En el caso de sistemas bifaciales, es recomendable un GCR cercano a 35%, dado la información proporcionada por, (Peláez et al., 2018)

Para sistemas monofaciales se suele utilizar un valor de 50%, según datos de (Berrian et al., 2019)

3.2.5.3 Inclinación del módulo

El ángulo de inclinación de un módulo se define como el ángulo que hay entre el módulo y la horizontal.

El ángulo óptimo de inclinación para sistemas bifaciales depende de factores como la ubicación del arreglo solar, siendo en este caso la Latitud. De igual manera depende de factores geométricos como ser la elevación del módulo, tamaño del módulo y el albedo. Dicho esto, se muestra la Ecuación 11, la cual se utiliza para calcular el ángulo de inclinación óptimo para sistemas bifaciales.

$$\beta_0 = a * Lat + b$$

$$a = 0.86 - 0.57 * R_A * Exp\left(-\frac{E}{H}\right)$$

$$b = 4.5 + 62 * R_A * Exp\left(-\frac{E}{H}\right)$$

Ecuación 11- Ángulo óptimo para sistemas bifaciales

Fuente: (Sun et al., 2018)

Donde,

β_0 : ángulo de inclinación óptimo

Lat: Latitud

R_A : Albedo

E: Elevación del módulo

H: Altura del módulo

Mientras que para los sistemas monofaciales en Honduras se recomienda utilizar un ángulo de inclinación de 15°. (Jacobson & Jadhav, 2018)

3.2.6 PARÁMETROS FINANCIEROS

A continuación, se muestran las principales variables económicas tomadas en cuenta para la evaluación del sistema fotovoltaico propuesto.

3.2.6.1 LCOE

Se define como el costo unitario de la electricidad generada, el cual contempla todos los costos del proyecto durante su vida útil. El LCOE considera la inversión inicial, los costos fijos y variables por operación y mantenimiento (O&M) y el costo por combustible. (Saldarriaga-Loaiza, 2019)

Las unidades del LCOE están dadas en [\$/kWh]. Ver Ecuación 12.

$$LCOE = \frac{\sum \text{Costo durante toda la vida útil}}{\sum \text{Electricidad generada durante la vida útil}}$$

Ecuación 12-Costo nivelado de la electricidad

Fuente: (Langels & Gannedahl, 2018)

3.2.6.2 Costo de capital

El costo de capital se define como la inversión necesaria para dar a marcha la instalación de un proyecto. Este parámetro incluye los costos que implican los módulos fotovoltaicos, inversores, BOS (Balance of System), y de ser necesario el costo de la adquisición del terreno.

3.2.6.3 Costo específico de capital

Se define como el costo por unidad instalada de potencia en DC, dado por las unidades [\$/W_p]. Para el cálculo de este parámetro se divide el costo de capital de la instalación entre la capacidad instalada en DC

IV. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se define la metodología implementada en la investigación. Abarcando el enfoque, técnicas e instrumentos aplicados y la metodología de estudio que fue utilizada para llevar a cabo la investigación.

4.1 ENFOQUE

El enfoque cuantitativo trabaja sobre la base de una revisión de literatura que apunta al tema y da como conclusión un marco teórico orientador de la investigación. Estas recolecciones de datos derivan las hipótesis que serán sometidas a prueba para probar la veracidad del estudio.(Ortega, 2018). De esta manera, la investigación cuenta con un enfoque cuantitativo, ya que se hace uso de la recolección y análisis de datos cuantitativos con el fin de comprobar las hipótesis planteadas.

Según (Sampieri Hernández et al., 2014) el alcance correlacional tiene como finalidad conocer la relación o grado de asociación que exista entre dos o más conceptos, categorías o variables en un contexto en particular. Por lo tanto, el alcance de la investigación es de tipo correlacional, ya que se estudiará la correlación entre el costo de producción dependiendo de la tecnología, como ser en este caso, bifacial y monofacial.

El tipo de estudio se considera no experimental, ya que no se basará en una manipulación intencional de las variables, ya que estas serán analizadas en un contexto natural.

Así mismo, cuenta con un diseño transversal, que recolecta datos para describir variables y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado.(Sampieri Hernández et al., 2014)

De esta forma, se muestra el esquema metodológico implementado en la investigación. Ver ilustración 23.



Ilustración 23- Esquema metodológico

Fuente: Elaboración Propia

1.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

En la presente sección se dan a conocer las variables las cuales se conforman por la variable dependiente y las variables independientes.

4.2.1 VARIABLE DEPENDIENTE

La variable dependiente es la variable principal de la investigación, la cual su valor va a depender según un cambio en las variables independientes. Para dicha investigación se definió el LCOE como variable dependiente.

4.2.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes actúan como factor condicionante de la variable dependiente.(Carpio, n.d.). En la Ilustración 24, se muestra la dependencia del LCOE respecto a las variables independientes, y el impacto positivo o negativo que estas brindan.

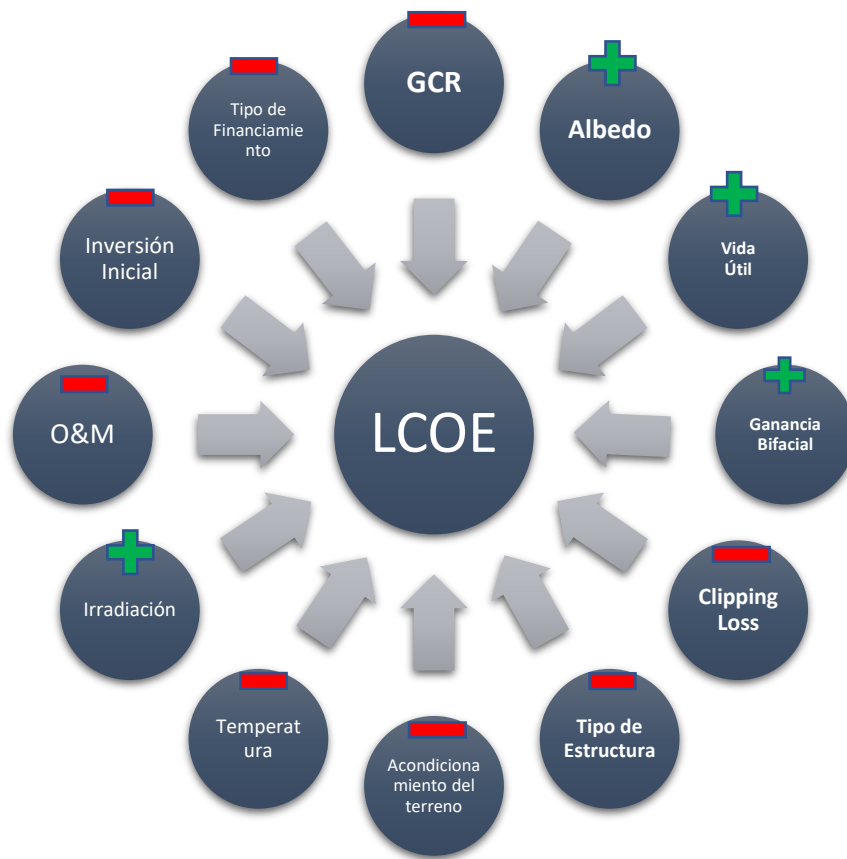


Ilustración 24- Diagrama de variables independientes y variable dependiente

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se detallan las variables independientes y su grado de afectación hacia la variable dependiente

4.2.2.1 Variables técnicas

4.2.2.1.1 GCR

Como se mencionaba en el Capítulo 3, al tener un menor ratio de GCR esto conlleva a un aumento en la ganancia bifacial, sin embargo, el área de terreno utilizada por el arreglo solar es mayor, significando esto en una mayor inversión monetaria debido al requerimiento de más terreno.

4.2.2.1.2 Albedo

El albedo representa un impacto positivo en los sistemas bifaciales, ya que una superficie con un coeficiente de mayor albedo significa que reflejara una mayor fracción de la irradiación, llevando esto a una mayor producción energética.

4.2.2.1.3 Acondicionamiento del terreno

Sin embargo, si el terreno donde se instalara el arreglo solar no cuenta con las características deseadas para el coeficiente de albedo, se procede a acondicionar el terreno con un material que logre cumplir con este parámetro, llevando esto a un aumento en el costo de capital.

4.2.2.1.4 Ganancia Bifacial

Dicho parámetro afecta de manera positiva a la variable dependiente, ya que un aumento en la ganancia bifacial significa un aumento en la producción energética.

4.2.2.1.5 Clipping Loss

En el caso de sistemas bifaciales un factor que se debe considerar para el dimensionamiento es el aumento en la producción energética aportado por la parte trasera del módulo, por lo tanto, se debe considerar la posibilidad de aumentar la capacidad AC a instalar, con el objetivo de prevenir las pérdidas por sobrecarga en inversores.

4.2.2.1.6 Tipo de estructura

Al tratarse de sistemas bifaciales hay que tener en consideración el tipo de estructura a utilizar para este tipo de sistemas, ya que debe ser una estructura que evite el sombreado de los cables y de la misma estructura a la parte trasera del módulo. Este tipo de estructuras suelen tener un costo mayor que las estructuras para módulos monofaciales.

4.2.2.1.7 Vida Útil

La vida útil del proyecto tiene un impacto positivo en la variable dependiente ya que representa todos los años en que el sistema fotovoltaico producirá energía.

4.2.2.1.8 Irradiación

La irradiación se define como la cantidad de irradiancia por unidad de tiempo que incide sobre un determinado plano. Por lo tanto, una mayor irradiación conlleva a una afectación positiva sobre la variable, ya que representa las horas disponibles de sol y la cantidad de horas que el sistema fotovoltaico produce energía.

4.2.2.1.9 Temperatura

La temperatura del sitio donde se encontrará el proyecto puede afectar de manera negativa a la producción de la instalación, ya que valores altos de temperatura conduce a pérdidas en el voltaje de salida de los módulos, disminuyendo la producción energética.

4.2.2.2 Variables Financieras

4.2.2.3.1 Operación y Mantenimiento

Tanto para sistemas bifaciales como monofaciales, el O&M es un costo anual necesario para el mantenimiento de la planta, por lo tanto, afecta de manera negativa.

4.2.2.3.2 Tipo de Financiamiento

Dependiendo del financiamiento aplicado para la inversión del proyecto, este afectará el monto total de la inversión para el proyecto.

4.2.2.3.3 Inversión

La inversión inicial para un proyecto de generación energética representa un impacto negativo ya que es un costo elevado que afecta de manera directa a la variable dependiente.

4.3 HIPÓTESIS

Las hipótesis correlacionales especifican las relaciones entre dos o más variables y corresponden a los estudios correlacionales.(Sampieri Hernández et al., 2014)

En el siguiente apartado se muestran las hipótesis de investigación correlacionales planteadas.

H₁: Sin considerar costo por terreno, el sistema monofacial es viable técnica y financieramente, tal que su LCOE es menor que el sistema bifacial.

H₂: Sin considerar costos por terreno, el sistema bifacial es viable técnica y financieramente, tal que su LCOE es menor que el sistema monofacial.

H₃: Considerando costos por terreno, el sistema monofacial es viable técnica y financieramente, tal que su LCOE es menor que el sistema bifacial.

H₄: Considerando costos por terreno, el sistema bifacial es viable técnica y financieramente, tal que su LCOE es menor que el sistema monofacial.

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

En la siguiente sección se presentan las técnicas utilizadas para la recolección de datos, de igual manera los instrumentos aplicados para el desarrollo de la investigación.

4.4.1 TÉCNICAS APLICADAS

A continuación, se muestran las técnicas aplicadas a la investigación en las cuales se utilizaron para la recolección de datos y toma de decisiones.

4.4.1.1 Revisión de Literatura

Como primer método de recolección de datos se hizo por medio de la revisión de libros y publicaciones relacionadas con el ámbito de estudio. Esto con el fin de obtener datos acerca del diseño de instalaciones fotovoltaicas.

4.4.1.2 Entrevistas

Con el propósito de recolectar información acerca de precios actuales para el equipo a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas se hizo el uso de entrevistas a expertos en la materia.

4.4.1.3 Uso de software

Como tercera técnica aplicada para la recolección de datos, se hizo uso de software para la recolección de ciertos datos, con el propósito de recolectar datos climatológicos y cálculo de costos de ciertos materiales.

4.4.1.4 Matriz de decisión

Una matriz de decisión es un gráfico que permite a un equipo o un individuo identificar y analizar la tasa de fuerza de las relaciones entre conjuntos de información. (Alfaro, n.d.)

Por lo tanto, se hizo uso de la técnica de matriz de decisión para la elección de ciertos equipos en el que se tomaron en cuenta ciertos parámetros técnicos de estos mismos.

4.4.2 INSTRUMENTOS APLICADOS

A continuación, se muestran los instrumentos aplicados a la investigación.

4.4.2.1 NSRDB Data Viewer

NSRDB es una colección completa en serie de valores de datos meteorológicos por hora y media hora y las tres mediciones más comunes de la radiación solar: irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difusa. (NREL, 2020a)

Así mismo, provee datos de albedo para ciertas regiones, en este caso se utilizó para obtener datos mensuales del albedo de terrenos con pasto y con tierra en las zonas de interés de la investigación.

4.4.2.2 PVsyst

"PVsyst Es un paquete de software para PC para el estudio, dimensionamiento y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos completos." (PVSyst, 2020)

Para el diseño de la instalación fotovoltaica bifacial y monofacial se usó el software de diseño fotovoltaico PVsyst. Se escogió dicho software ya que provee la ventaja de diseñar sistemas bifaciales, brindando una gran base de datos de módulos fotovoltaicos e inversores.

4.4.2.3 *Microsoft Excel*

“Es el programa de hoja de cálculo líder en la industria, una poderosa herramienta de análisis y visualización de datos.”(Microsoft, 2020)

Con el objetivo de realizar el análisis financiero para ambas tecnologías se hizo uso de Microsoft Excel 365.

4.4.2.5 *Generador de precios*

CYPE Ingenieros ha creado Generador de precios, una completa herramienta informática que permite a los arquitectos y responsables de los proyectos obtener precios (para obra nueva, rehabilitación y espacios urbanos) con las previsiones de costes ajustadas al máximo a la realidad.(CYPE Ingenieros, n.d.)

En este caso se utilizó para el cálculo del costo de acondicionamiento del terreno, como ser la remoción de cobertura vegetal y recubrimiento con grava blanca.

4.5 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

A continuación, se detallará la metodología llevada a cabo para lograr la realización de dicha investigación. Describiendo detalladamente las actividades llevadas a cabo.

Como primer paso se llevó a cabo la búsqueda de información relacionada con el tema de interés, en este caso por medio de la revisión literaria acerca de implementaciones y estudios sobre sistemas fotovoltaicos bifaciales y monofaciales, con el objetivo de lograr recabar información acerca del diseño de este tipo de instalaciones fotovoltaicas, así mismo la consulta a expertos en la materia con el propósito de recolectar datos cuantitativos.

Una vez definidas las etapas anteriores, se procedió a realizar los pasos necesarios para el pre-dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, comenzando primeramente por la selección del sitio. Como criterio de evaluación para la selección del sitio se tomaron en cuenta características como ser la disponibilidad del recurso solar y la disponibilidad de horas de sol.

Una vez conociendo el sitio a utilizar es necesario recolectar información sobre el albedo del mismo para los sistemas bifaciales. Primeramente, se definió un escenario

donde el terreno se encuentra cubierto con pasto verde, cual fue nombrado Caso 1. Como segundo escenario bifacial se encuentra un terreno donde su cobertura vegetal ha sido removida, siendo únicamente un terreno con tierra, nombrado Caso 2. Dichos datos fueron obtenidos con la herramienta NSRDB Data Viewer, la cual provee datos mensuales de albedo.

Finalmente, el ultimo escenario, se encuentra un terreno cubierto con grava blanca, nombrado Caso 3. Al ser un material poco común ya que no se encuentra con facilidad geográficamente por medio de la herramienta anterior, se procedió a tomar valores promedios mensuales referenciados en investigaciones anteriores. Así mismo, se hizo uso de la herramienta Generador de precios con el propósito de obtener datos sobre el acondicionamiento del terreno con este material.

De igual manera durante esta etapa se seleccionó el equipo a utilizar, como ser los inversores y los módulos fotovoltaicos. Como técnica aplicada para la elección de estos mismos, se procedió a realizar una matriz de decisión en la que se evaluaron tres proveedores y se compararon las especificaciones técnicas de los equipos seleccionados.

Teniendo seleccionado el equipo a utilizar y valores mensuales del albedo, se procedió a calcular la ganancia bifacial que supondría la instalación fotovoltaica dependiendo el tipo de terreno y dependiendo de las especificaciones geométricas de cada arreglo solar, cuyos parámetros geométricos fueron calculados haciendo uso de las Ecuaciones 9 y 11, la ganancia bifacial se calculó utilizando la Ecuación 7.

Una vez teniendo recolectada toda la información necesaria para el diseño de la instalación fotovoltaica y las especificaciones del equipo a utilizar, se procedió al diseño de la misma, introduciendo los parámetros geométricos y métricos en la herramienta PVsyst. Finalmente, una vez completado el diseño de ambas instalaciones se realizaron las simulaciones en el programa.

Teniendo los datos de las generación anual de ambos sistemas para los escenarios propuestos, se procedió a colocar estos datos a la herramienta Microsoft Excel, donde se calculó el LCOE para todos los escenarios propuestos. De igual manera se compararon los resultados técnicos obtenidos a través de las simulaciones.

Finalmente, con los resultados obtenidos anteriormente es posible determinar y concluir que sistema es mejor implementar.

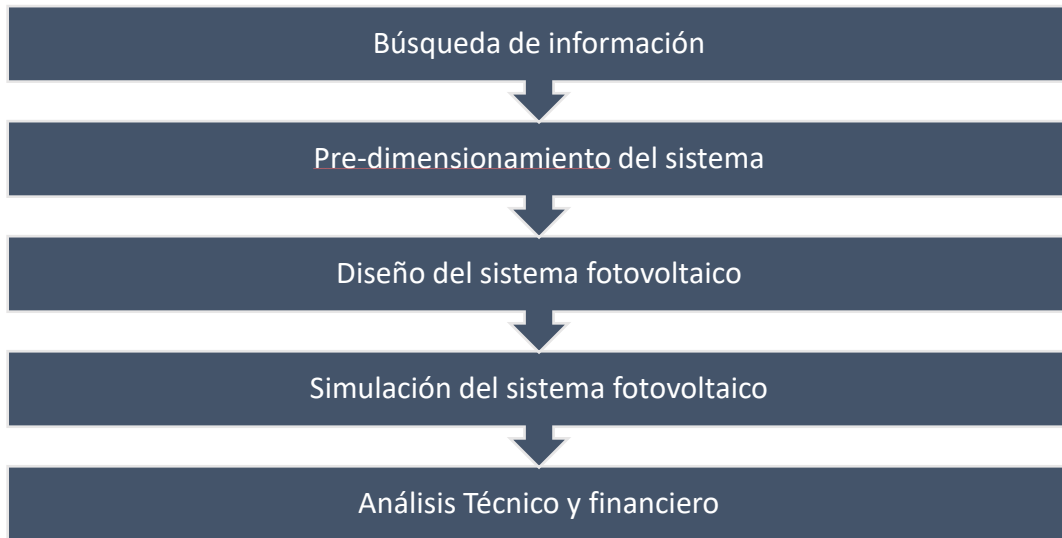


Ilustración 25- Metodología de estudio

Fuente: Elaboración Propia

En la Ilustración 25, se logra observar de forma resumida la metodología llevada a cabo para el desarrollo de esta investigación.

4.6 LIMITANTES

La recolección de datos para el albedo del sitio se hizo por medio de la herramienta NSRDB Data Viewer y el uso de datos previos en investigaciones. Sin embargo, la recolección y medición de estos parámetros se deben realizar en el sitio de interés utilizando un albedómetro. Un albedómetro es un instrumento utilizado para la medición de la radiación global, reflejada y el albedo con un alto nivel de precisión. Este instrumento está compuesto de dos piranómetros colocados de forma contrapuesta. (SensoVant, 2014)

Por lo tanto, por falta de acceso a este tipo de instrumentos se procedió a realizarlo de la forma mencionada anteriormente, el cual esto puede resultar en una variación de lo que en realidad podría pasar con datos medidos precisamente con un albedómetro.

Así mismo, debido a que la investigación se centra en la evaluación de los sistemas fotovoltaicos con base al LCOE, se limita al uso de costos asociados con la venta de energía, haciendo uso específicamente de costos de producción.

4.7 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

A continuación, se muestra el cronograma de las actividades llevadas a cabo para la realización de la presente investigación.

Tabla 2- Cronograma de Actividades

<i>Actividad</i>	Tiempo[Semanas]									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Definición del tema de investigación	X									
Planteamiento del Problema	X									
Objetivos de la investigación	X									
Construcción del marco teórico		X	X							
Definición de Metodología				X	X					
Pre-dimensionamiento del sistema						X				
Diseño y simulación del sistema							X			
Diseño del análisis financiero							X			
Conclusiones y recomendaciones								X		
Informe Final									X	
Artículo Científico										X

Fuente: Elaboración Propia

V. ANÁLISIS Y RESULTADOS

En el presente capítulo se presentarán el análisis técnico y financiero llevado a cabo, de misma manera, los resultados de los mismos.

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

En la presente sección se detallarán las condiciones climatológicas consideradas, diseño de los sistemas fotovoltaicos y la simulación de los mismos.

5.1.1 ANÁLISIS CLIMATOLÓGICO

A continuación, se muestran los datos climatológicos como ser la irradiación promedio de los lugares de interés y los datos de albedo en los distintos escenarios considerados.

5.1.1.1 Naco

Para la localidad de Naco los datos de irradiación fueron obtenidos por medio de la herramienta PVsyst, ya que presenta la oportunidad de extraer datos utilizando la base de datos de Meteonorm, mostrando que en promedio se presenta una irradiación mensual de 145.83 [kWh/m²] llegando a tener un promedio anual de 1751 [kWh/m²] como se demuestra en la Ilustración 26.

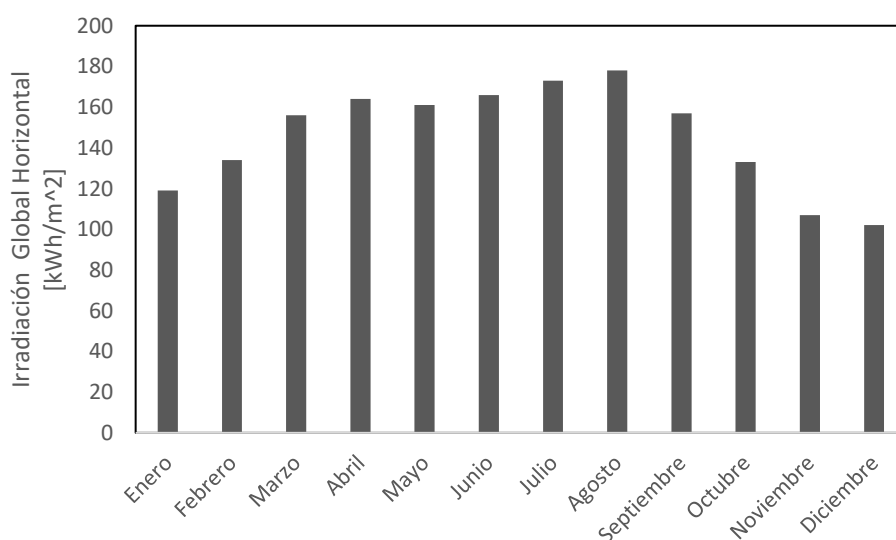


Ilustración 26- Irradiación Global Horizontal en Naco

Fuente: Elaboración propia con datos de (PVsyst, 2020)

Para la obtención de datos del albedo de los Casos 1 y 2 se hizo por medio de la herramienta NSRDB Data Viewer, del cual se obtuvo que en el Caso 1 se presenta un promedio anual de 17% de albedo, y 18% para el Caso 2 en la localidad de Naco. Ver Tabla 3

Tabla 3- Albedo mensuales para la localidad de Naco

Mes	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Caso 1	17%	17%	16%	16%	15%	18%	19%	18%	16%	18%	18%	18%
Caso 2	17%	18%	17%	18%	16%	19%	20%	18%	17%	19%	17%	16%

Fuente: Elaboración propia con datos de (NREL, 2020b)

5.1.1.2 Marcovia

De misma manera, los datos de irradiación fueron obtenidos a través de la herramienta PVsyst con la base de datos de Meteonorm, donde se obtuvo que en promedio mensual se obtiene una irradiación de 153.33 [kWh/m²] y anualmente 1842 [kWh/m²]. Ver Ilustración 27

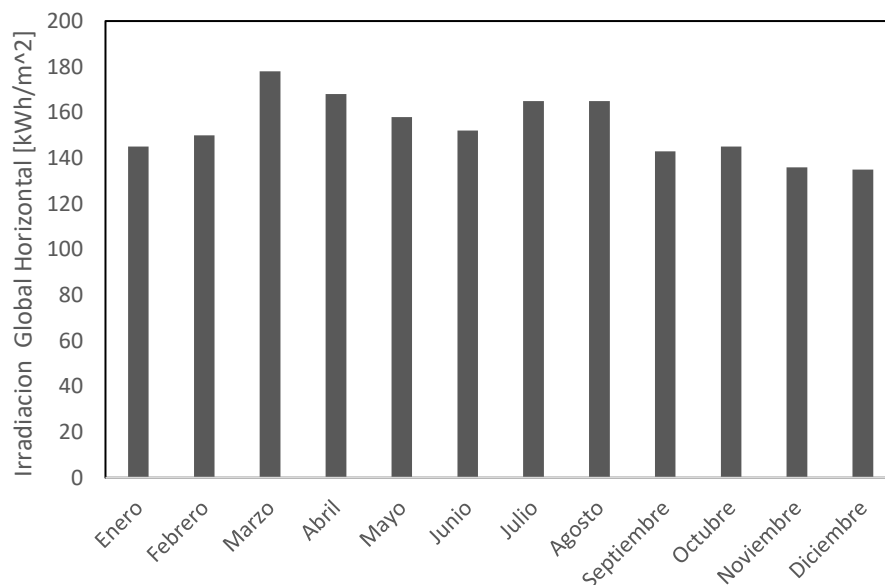


Ilustración 27- Irradiación Global Horizontal en Marcovia

Fuente: Elaboración propia con datos de (PVsyst, 2020)

Así mismo los datos de albedo mensual obtenidos en el NSRDB Data Viewer, para la localidad de Marcovia indica que para el Caso 1 se presenta un promedio anual de 19% y en el caso del Caso 2 se presenta un 18%.

Tabla 4-Albedo mensuales para la localidad de Marcovia

Mes	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Caso 1	21%	21%	20%	18%	16%	17%	19%	20%	19%	20%	20%	20%
Caso 2	19%	19%	18%	18%	16%	16%	18%	17%	16%	16%	17%	18%

Fuente: Elaboración propia con datos de (NREL, 2020b)

Como se observa en la Tabla 4, el promedio de albedo para el Caso 2 en Marcovia es el menor y es igual al de Naco, una de las razones de esto se debe a que la temporada de lluvia en Marcovia sucede en los meses de Mayo a Octubre, y como se observa son los meses que efectivamente el albedo tiene un bajo porcentaje, ya que en el caso de la tierra al estar en contacto con el agua su porcentaje de albedo tiende a bajar, esto según (Idso et al., 1975)

En el Caso 3 al ser un material que no se facilita su búsqueda a través de la herramienta usada anteriormente, se procedió a tomar valores brindados de investigaciones. En una investigación llevada a cabo por (Pisello et al., 2014) se determinó el albedo de distintos tipos de grava blanca en el que variaba el tamaño del material. Para la presente investigación se tomó el albedo de la grava comprendida entre 8-22.4 [mm] de tamaño, debido a que la herramienta Generador de Precios del CYPE Ingenieros proporciona precios específicamente para grava blanca con estas especificaciones.

De esta forma los valores de albedo para grava blanca se muestran en la Tabla 5. Dichos valores fueron tomados en consideración para ambas localidades.

Tabla 5-Albedo para grava blanca

Mes	Sept.	Oct.	Nov.	Promedio
Caso 3	37%	36%	37%	36%

Fuente: Elaboración propia con datos de (Pisello et al., 2014)

5.1.2 PRE-DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

A continuación, se mostrarán los resultados del pre-dimensionamiento, como ser la elección del equipo fotovoltaico y el cálculo de parámetros geométricos y ganancias bifaciales.

5.1.2.1 Selección del equipo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico bifacial seleccionado fue de la marca LG Electronics, ya que presenta un factor bifacial elevado en comparación con otros módulos. Una matriz de decisión fue realizada tomando en consideración lo mencionado anteriormente. Ver Tabla 6.

Tabla 6-Matriz de decisión para modulo fotovoltaico

Modelo	LG Electronics N2TA5		Canadian Solar BikuModule		Jinko Solar Swang	
Potencia [W]	3	400	3	400	3	400
Factor Bifacial [%]	3	76	1	70	1	70
Eficiencia [%]	1	18.9	3	19.9	2	19.54
Factor Degradación [%]	3	0.5	-	-	3	0.5
Ganancia Bifacial [%]	3	5-30	3	5-30	1	5-25
Vida Útil [Años]	2	25	3	30	3	30
Tipo de Celda [-]	3	Monocrystalino	3	Monocrystalino	3	Monocrystalino
Total	18		16		16	

Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la Tabla 6, el módulo de la marca Canadian Solar presenta una eficiencia mayor y vida útil mayor, sin embargo, se consideró como parámetro vital el factor bifacial, y debido a que usualmente los módulos monofaciales presentan una vida útil de 25 años, se decidió evaluar a un periodo de tiempo de 25 años.

De misma manera el módulo monofacial seleccionado fue el de la marca LG Electronics "LG400N2W-V5" esto con el propósito de realizar la comparación con un módulo que presente parámetros como ser la eficiencia y coeficientes de temperatura cercanos al módulo bifacial.

El inversor seleccionado fue de la marca ABB "PVS-120-TL". Se decidió por dicho inversor ya que presenta mayor eficiencia y mayores valores de corrientes máximas de entrada en comparación con otros inversores. Ver Tabla 7

Tabla 7-Matriz de decisión para inversores

Modelo	Huawei SUN2000-100KTL		ABB PVS 100TL		ABB PVS-120-TL	
Potencia [kW]	2	100	2	100	3	120
Voltaje Maximo de entrada [V]	3	1,100	2	1,000	2	1,000
Eficiencia [%]	2	98.8	3	98.8	3	98.8
Rango de voltaje de operacion MPP [V]	3	200-1,000	2	360-1,000	2	360-1,000
Max. Corriente por MPP [A]	2	26	3	36	3	36
Max. Corriente cortocircuito por MPP [A]	2	40	3	50	3	50
Total	14		15		16	

Fuente: Elaboración propia

5.1.2.2 Pre-dimensionamiento de Naco

Una vez realizada la selección del equipo fotovoltaico y la obtención de datos del albedo del terreno, se procede al cálculo de los parámetros geométricos que tendría cada sistema fotovoltaico bifacial, de misma manera, la ganancia bifacial.

5.1.2.2.1 Parámetros geométricos Naco

Primeramente, se determinó la altura y la inclinación del módulo bifacial que tendría cada Caso según el albedo del terreno, esto con las Ecuaciones 9 y 11. Por lo tanto, en la Tabla 8 se resumen los parámetros considerados para la determinación de los mismos.

Tabla 8- Parámetros de entrada para el diseño geométrico en Naco

Escenario	Bifacial Caso 1	Bifacial Caso 2	Bifacial Caso 3
Albedo [%]	17	18	36
Longitud del módulo [m]	2.06	2.06	2.06
Latitud [°]	15.384685	15.384685	15.384685

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9- Parámetros geométricos para el sistema bifacial en Naco

Escenario	Angulo de Inclinación [°]	Elevación del módulo [m]
Bifacial Caso 1	22	1.54
Bifacial Caso 2	22.1	1.60
Bifacial Caso 3	23.1	2.66

Fuente: Elaboración propia

5.1.2.2 Ganancia Bifacial Naco

Finalmente, con los parámetros necesarios ya establecidos los cuales se resumen en la Tabla 10, se logra calcular la ganancia bifacial que supondría cada sistema fotovoltaico bifacial para la localidad de Naco la cual se demuestra en la Tabla 11.

Tabla 10- Parámetros para la ganancia bifacial en Naco

Escenario	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Albedo [%]	17	18	36
Pitch [m]	5.95	5.95	5.95
Elevación [m]	1.54	1.6	2.66
Longitud del módulo [m]	2.06	2.06	2.06
Factor bifacial [%]	76	76	76

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11- Ganancia bifacial para el sistema FV bifacial en Naco

Escenario	Ganancia Bifacial [%]
Bifacial Caso 1	8.25
Bifacial Caso 2	8.81
Bifacial Caso 3	18.27

Fuente: Elaboración propia

5.1.2.3 Pre-dimensionamiento Marcovia

Al igual que Naco, se necesita determinar los parámetros geométricos y ganancias bifaciales para la localidad de Marcovia, ya que los valores de albedo para los primeros dos casos difieren por la localidad.

5.1.2.3.1 Parámetros geométricos Marcovia

De igual manera, para la localidad de Marcovia fueron tomadas las siguientes consideraciones para el cálculo de la elevación y ángulo de inclinación óptimo del módulo. Ver Tabla 12

Tabla 12-Parámetros de entrada para el diseño geométrico en Marcovia

Escenario	Bifacial Caso 1	Bifacial Caso 2	Bifacial Caso 3
Albedo [%]	19	18	36
Longitud del módulo [m]	2.06	2.06	2.06
Latitud [°]	13.3005	13.3005	13.3005

Fuente: Elaboración propia

Dado los parámetros anteriores, la elevación y el ángulo de inclinación para el sistema fotovoltaico bifacial en Marcovia están dados en la Tabla 13.

Tabla 13-Parámetros geométricos del sistema FV bifacial en Marcovia

Escenario	Elevación [m]	Angulo de Inclinación [°]
Bifacial Caso 1	1.72	20.4
Bifacial Caso 2	1.66	20.3
Bifacial Caso 3	2.74	21.1

Fuente: Elaboración propia

Como se logra observar en la Tabla 13, la elevación a la que se encontrarían los módulos bifaciales en Marcovia es un poco mayor a la de la ubicación de Naco, esto ya que el albedo en dicho sitio es mayor al igual que la irradiación, llevando esto a una mayor reflexión de la irradiación trasera y demostrando que cumple con la información brindada acerca de la elevación del módulo en el Capítulo 3.

5.1.2.3.2 Ganancia Bifacial Marcovia

Una vez teniendo los parámetros necesarios para determinar la ganancia bifacial, los cuales se encuentran en la Tabla 14, se determinó la ganancia bifacial para la localidad de Marcovia, la cual se encuentra en la Tabla 15.

Tabla 14-Parametros para ganancia bifacial en Marcovia

Escenario	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Albedo [%]	19	18	36
Pitch [m]	5.95	5.95	5.95
Elevación [m]	1.72	1.66	2.74
Longitud del módulo [m]	2.06	2.06	2.06
Factor bifacial [%]	76	76	76

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15- Ganancia Bifacial en Marcovia

Escenario	Ganancia Bifacial [%]
Escenario 1	9.43
Escenario 2	8.87
Escenario 3	18.86

Fuente: Elaboración propia

Como es de observar en la Tabla 15, la ganancia bifacial supone un mayor valor que en la localidad de Naco, ya que en Marcovia en ciertos escenarios el albedo del terreno es mayor, además que en dicho sitio la incidencia de la radiación solar es mayor.

5.1.3 DISEÑO Y SIMULACIÓN EN PVSYS

Finalmente, teniendo los parámetros necesarios establecidos, se procede al diseño de los sistemas fotovoltaicos en el programa PVSyst y la simulación de los mismos.

Antes de mostrar el diseño específico que tendrá cada sistema fotovoltaico es importante mencionar que todos los diseños en ambas localidades cuentan con la misma capacidad pico instalada. Como criterio para la selección de la capacidad a instalar se tomó en consideración la información brindada por (Fu et al., 2018), donde se menciona el costo específico para proyectos de gran escala en un rango de 5-100 [MW], donde dicho costo disminuye según aumenta su capacidad instalada. Sin embargo, considerando la disponibilidad de terreno en Naco, se optó por una capacidad de 10 [MW].

De igual manera ambas zonas presentan estudios de proyectos fotovoltaicos dentro del rango mencionado, según datos brindados por (CEHPRODEC, 2016)

5.1.3.1 Sistemas fotovoltaicos en Naco

Con la información que se logró recabar sobre el diseño de sistemas fotovoltaicos monofaciales y bifaciales, y los calculo realizados anteriormente se logró determinar las especificaciones finales que tendrá cada arreglo solar para la localidad de Naco, la cual se resumen para los 4 escenarios en la Tabla 16.

Tabla 16- Especificaciones de diseño del arreglo solar en Naco

Escenario/Parámetro	Monofacial	Bifacial Caso 1	Bifacial Caso 2	Bifacial Caso 3
Capacidad DC [MWp]	10	10	10	10
Capacidad AC [MWac]	7.8	8.7	8.7	9.3
Ratio DC-AC [-]	1.29	1.15	1.15	1.08
GCR [%]	50	35	35	35
Inclinación del módulo [°]	15	22	22.1	23.1
Elevación del módulo [m]	0.5	1.54	1.6	2.6
Azimut(Sur=0) [°]	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

De esta manera, dichos parámetros fueron introducidos en el programa de simulación PVsyst, demostrando los siguientes resultados en la Ilustración 28, donde exitosamente se muestra la generación energética de cada sistema fotovoltaico y el aumento que supone cada uno.

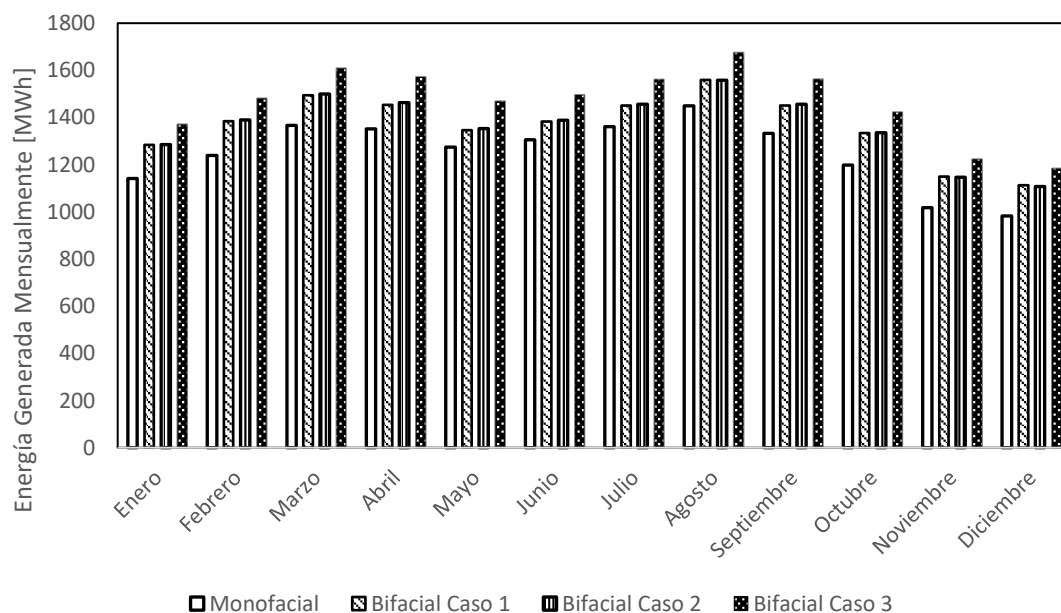


Ilustración 28- Simulación de los sistemas FV en Naco

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Ilustración 28, el sistema monofacial presenta una generación energética promedio mensual de 1,252.83 [MWh] con una generación total anual de 15,034 [MWh]. Luego el sistema bifacial para el Caso 1 presenta una generación promedio mensual de 1,366 [MWh] y una generación anual de 16,402 [MWh]. Así mismo el sistema bifacial para el Caso 2 presenta un leve aumento respecto al Caso 1, con una generación promedio mensual de 1,369 [MWh] y generación para el primer año de 16,439 [MWh].

Finalmente, como es de esperar el Caso 3 presenta la mayor producción energética de los demás Casos, con una generación promedio mensual de 1,468 [MWh] y una generación para el primer año de 17,621.4 [MWh].

De esta forma, se obtuvieron los siguientes resultados de la producción específica de cada escenario, en la cual se utilizó la Ecuación 5 para el cálculo de la ganancia bifacial obtenida en las simulaciones.

Tabla 17-Producción Especifica para los sistemas FV en Naco

Escenario	Producción Especifica [kWh/kW _p /año]
Bifacial Caso 1	1628
Bifacial Caso 2	1632
Bifacial Caso 3	1749
Monofacial	1493

Fuente: Elaboración propia

De esta manera el aumento porcentual en la producción energética o ganancia bifacial se demuestra en la Ilustración 29. Donde el sistema bifacial para el Caso 1 supone un aumento del 9.04% respecto al monofacial. El Caso 2 con un aumento del 9.31% y por último el Caso 3 con un aumento del 17.15% respectivamente.

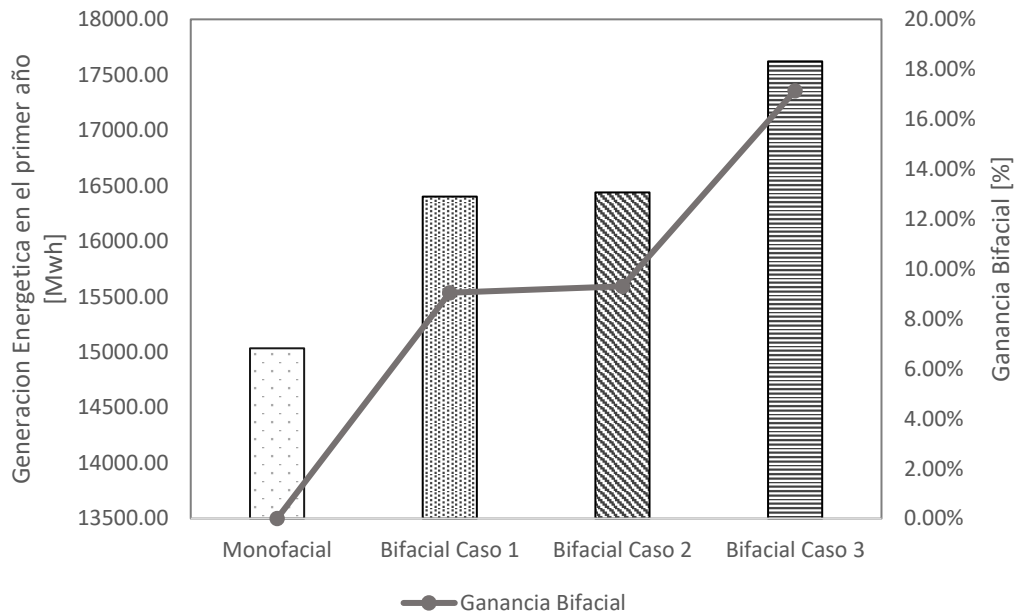


Ilustración 29- Ganancia bifaciales obtenidas en simulaciones

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, la ganancia bifacial que resulto de las simulaciones difiere con las calculadas en la sección de Pre-Dimensionamiento, la variación de esto puede ser a que el programa PVsyst toma en consideración todos los valores mensuales de albedo mostrados anteriormente, pero las fórmulas de cálculo de ganancia bifacial toman en consideración solamente el promedio anual del albedo, así mismo, el programa toma en consideración factores climáticos, siendo una aproximación más real en comparación al cálculo teórico. En la Tabla 18 se muestra el porcentaje de diferencia de la ganancia bifacial simulada respecto a la calculada teóricamente.

Tabla 18- Diferencia porcentual de ganancias bifaciales

Caso	Ganancia Calculada [%]	Ganancia Simulada [%]	Diferencia [%]
Bifacial Caso 1	8.25%	9.04%	10%
Bifacial Caso 2	8.81%	9.31%	6%
Bifacial Caso 3	18.27%	17.15%	-6%

Fuente: Elaboración propia

Como es de notar, los sistemas bifaciales difieren en el ratio DC-AC en comparación al sistema monofacial, esto se debe a que el sistema bifacial supone un aumento en la producción energética a comparación del sistema monofacial, por lo

tanto, las pérdidas por sobrecarga en los inversores aumentan, siendo una de las maneras de evitar este impacto, disminuyendo la relación del ratio DC-AC.

Por lo tanto, con el propósito de evaluar ambas tecnologías con las mismas ventajas, se estableció el ratio DC-AC de los sistemas bifaciales para mantener las pérdidas por clipping iguales o cercanas al sistema monofacial de la localidad evaluada. Ver Anexo 4 y 5.

En el caso de asumir un ratio para el sistema bifacial igual que el monofacial, las pérdidas por clipping sobrepasan el 1%, como se evidencia en el Anexo 6. Según (Arispón, 2019), las pérdidas por clipping mayores al 1% representan una desventaja para los sistemas fotovoltaicos, por lo tanto, se asumieron pérdidas iguales o cercanas para ambas tecnologías para evitar lo mencionado anteriormente.

5.1.3.2 Sistemas fotovoltaicos en Marcovia

Finalmente, se diseñaron los sistemas fotovoltaicos para la localidad de Marcovia, donde se introdujeron en el programa PVsyst los parámetros establecidos en la Tabla 19.

Tabla 19- Especificaciones de los arreglos solares en Marcovia

Escenario	Monofacial	Bifacial Caso 1	Bifacial Caso 2	Bifacial Caso 3
Capacidad DC [MWp]	10	10	10	10
Capacidad AC [MWac]	7.8	8.7	8.7	9.2
Ratio DC-AC [-]	1.29	1.15	1.15	1.09
GCR [%]	50	35	35	35
Inclinación del módulo [°]	15	20	20.3	21.1
Elevación del módulo [m]	0.5	1.72	1.66	2.74
Azimut(Sur=0) [°]	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

De esta manera, en la Ilustración 30, se muestran los resultados de las simulaciones realizadas con los parámetros establecidos anteriormente.

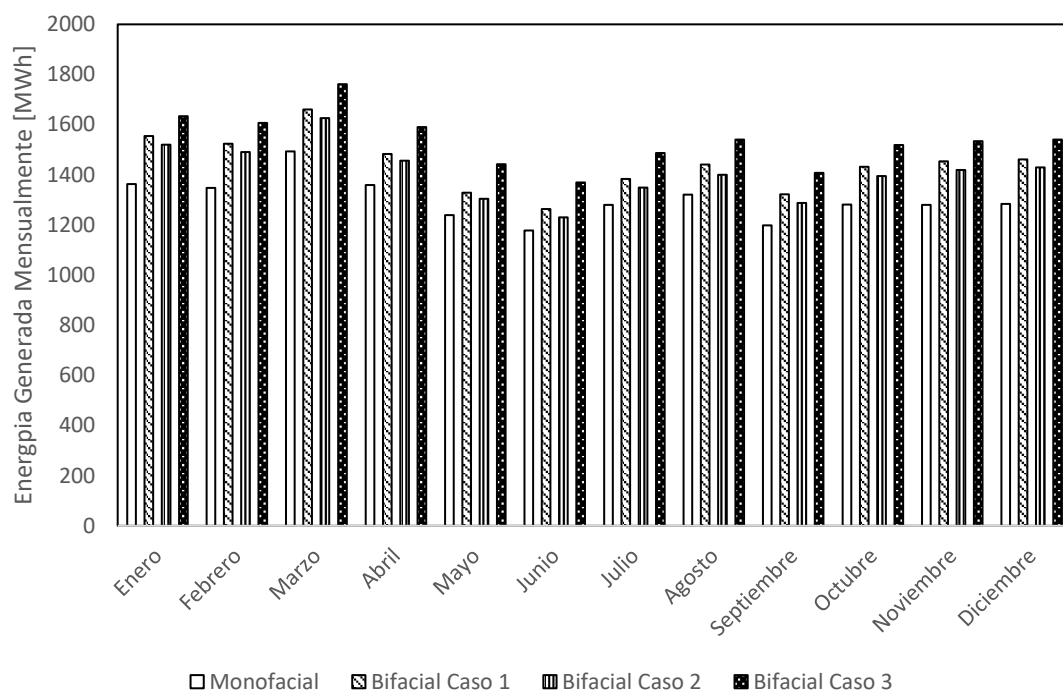


Ilustración 30- Simulación de los sistemas FV en Marcovia

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Ilustración 30, el sistema monofacial presenta una generación promedio mensual de 1,303 [MWh] con una generación anual de 15,640 [MWh]. En el caso del sistema bifacial Caso 1 muestra una generación promedio de 1,442 [MWh] con una generación anual de 17,306 [MWh].

El sistema bifacial Caso 2, se presenta la generación menor de los sistemas bifaciales en Marcovia, con una generación promedio mensual de 1,409 [MWh] y una generación anual de 16,908 [MWh]. Finalmente, el sistema bifacial Caso 3 presenta la mayor producción energética con un promedio mensual de 1,536 [MWh] y 18,433 [MWh] como generación anual.

De este modo, se obtuvo la producción específica que supone cada sistema fotovoltaico de los analizados para la localidad de Marcovia, con lo que se calculó la ganancia bifacial obtenida en las simulaciones. Ver Tabla 20

Tabla 20-Produccion Especifica para los sistemas FV en Marcovia

Escenario	Producción Especifica [kWh/kW _p /año]
Bifacial Caso 1	1718
Bifacial Caso 2	1679
Bifacial Caso 3	1830
Monofacial	1553

Fuente: Elaboración propia

De esta manera, el Caso 1 presenta una ganancia bifacial del 10.62 % respecto al sistema monofacial en Marcovia. El Caso 2 con un aumento del 8.11% y un 17.84% para el Caso 3 respectivamente, como se logra observar en la Ilustración 31.

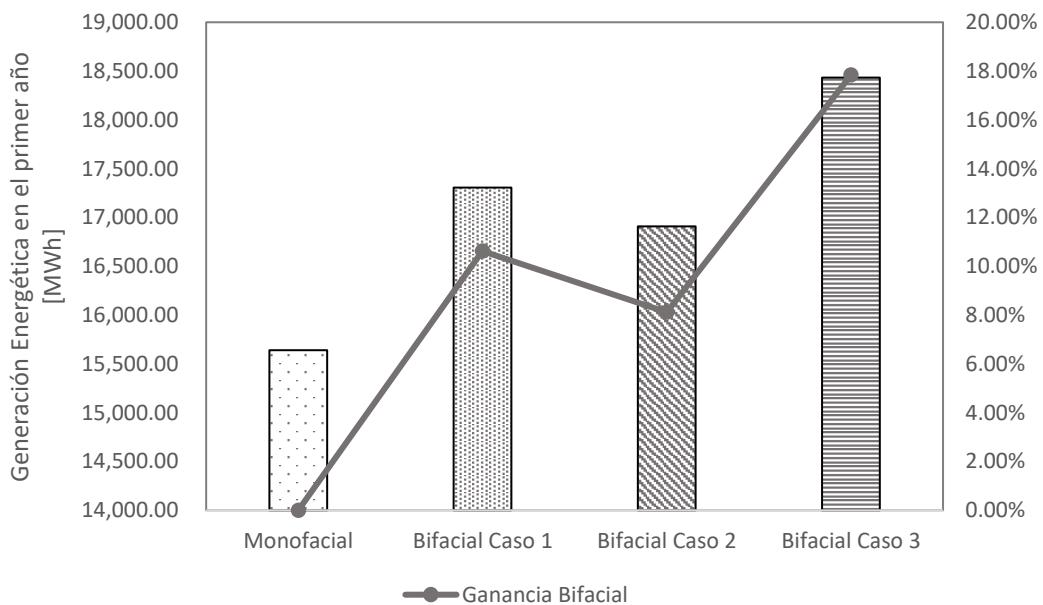


Ilustración 31- Ganancias bifaciales obtenidas en simulaciones

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, se presenta una desviación de la ganancia bifacial calculada respecto a la obtenida en las simulaciones, la cual se logra observar en la Tabla 21.

Tabla 21- Diferencia porcentual de ganancias bifaciales en Marcovia

Caso	Ganancia Calculada	Ganancia Simulada	Diferencia
Bifacial Caso 1	9.43%	10.62%	13%
Bifacial Caso 2	8.87%	8.11%	-9%
Bifacial Caso 3	18.86%	17.84%	-5%

Fuente: Elaboración propia

5.2 ANÁLISIS FINANCIERO

Finalmente, teniendo los resultados de las simulaciones se procede al análisis financiero, donde se determinará el Costo Especifico de Capital de ambas tecnologías y el LCOE para todos los escenarios.

Primeramente, se muestran los parámetros de entrada relacionados con la adquisición del equipo FV y el mantenimiento del mismo.

Tabla 22- Costo de equipo FV y mantenimiento

Capacidad Nominal [kWp]	10,000
Costo de módulos monofaciales [\$/W _p]	0.32
Costo de módulos bifaciales [\$/W _p]	0.35
Costo Especifico de inversores [\$/W _p]	0.09
BOS Eléctrico [\$/W _p]	0.14
BOS Estructural Monofacial [\$/W _p]	0.15
BOS Estructural Bifacial [\$/W _p]	0.19
Costo de Instalación [\$/W _p]	0.11
O&M Monofacial [\$/kW _p]	15
O&M Bifacial [\$/kW _p]	18
Seguro [% costo total de inversión]	0.25

Fuente: Elaboración propia

La adquisición de dichos datos se basó en su mayoría en literatura pasada relacionada con el tema, de igual manera la consulta a expertos en la materia.

Así mismo, se consideraron aspectos como ser el valor del terreno para ambas localidades y el costo que tendría el acondicionamiento del terreno para los escenarios a considerar. De igual manera en la Ilustración 32 se muestra la extensión territorial resultante de cada sistema considerada para el análisis financiero, en la que se observa

que un sistema bifacial puede ocupar un 57% más de extensión territorial en comparación al sistema monofacial.

Tabla 23- Costos por terreno y acondicionamiento

Valor de terreno en Naco [\$/m ²]	72.24
Valor de terreno en Marcovia [\$/m ²]	20.37
Remoción de Cobertura Vegetal [\$/m ²]	0.24
Recubrimiento de grava blanca [\$/m ³]	1.68
Permiso de construcción [% costo total de inversión]	1
Permisos Ambientales [% costo total de inversión]	0.1

Fuente: Elaboración propia con datos de (O. Castro, 2020) y (CYPE Ingenieros, n.d.)

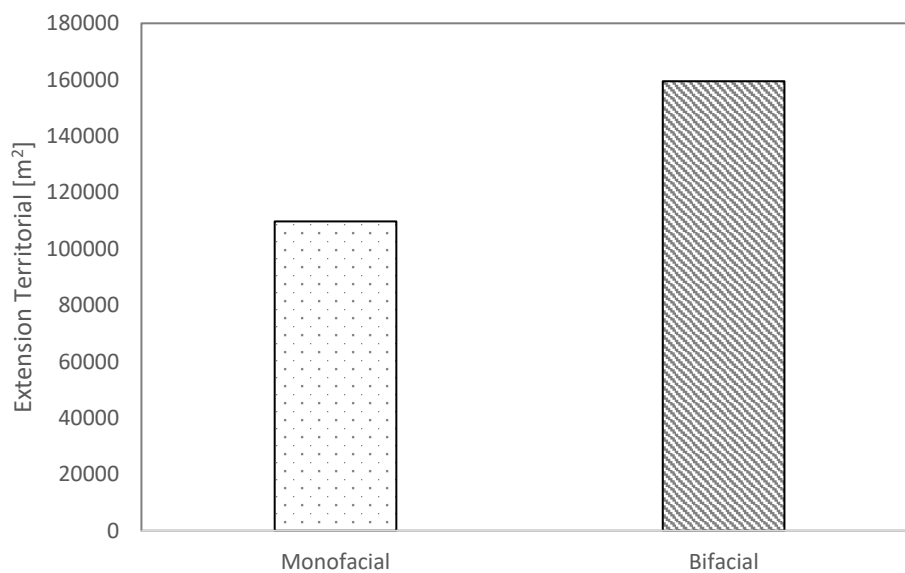


Ilustración 32- Extensión territorial para cada sistema FV

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, los parámetros de entrada considerados para el cálculo del análisis financiero como ser lo escenarios con y sin financiamiento.

Tabla 24- Parámetros de entrada financieros

Tasa de inflación anual [%]	1.5
Deuda [%]	70
Inversión con fondos propios [%]	30
Tasa de Interés [%]	10
Plazo del préstamo [años]	10
Vida útil del proyecto [años]	25

Fuente: Elaboración propia con datos de (BCIE, 2010)

5.2.1 COSTO ESPECIFICO DE CAPITAL

Para el análisis del Costo Especifico de Capital se tomó en consideración el valor del terreno para ambas localidades.

De esta manera el Costo Especifico de Capital para ambos sistemas en ambas localidades se muestra en la Ilustración 33.

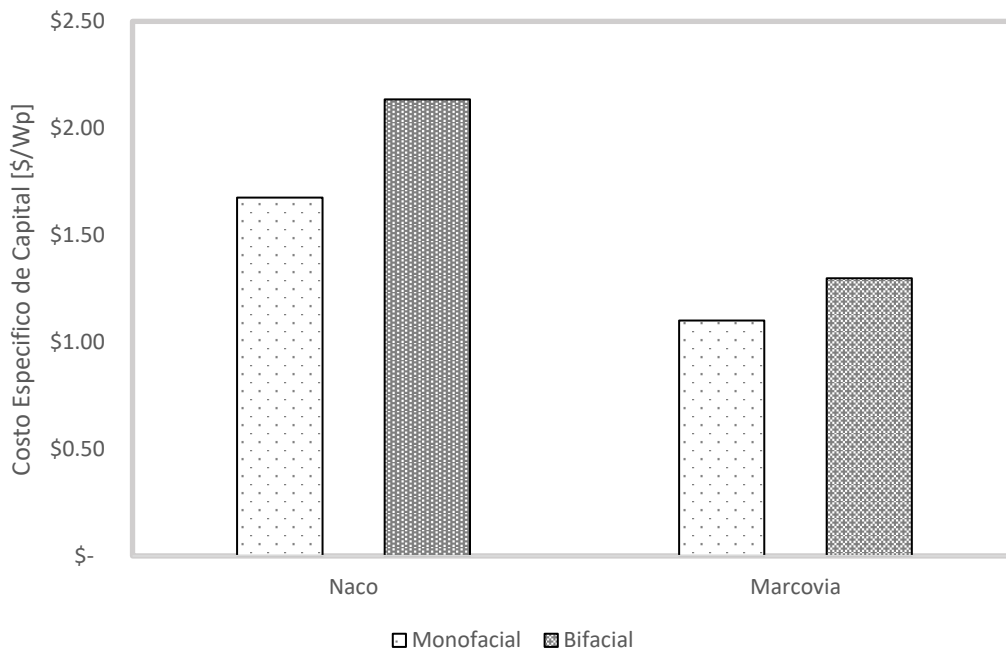


Ilustración 33-Costo Especifico de Capital

Fuente: Elaboración propia

Para la localidad de Naco el costo específico de capital para el sistema monofacial es de 1.68 [\$/W_p] y para el sistema bifacial se presenta un promedio de 2.14 [\$/W_p], lo cual representa un aumento del 32% respecto al sistema monofacial.

En el caso de la localidad de Marcovia el costo específico de capital para el sistema monofacial es de 1.10 [\$/W_p] y 1.30 [\$/W_p] para el sistema monofacial, siendo un aumento del 20%.

5.2.2 COSTO NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD

Como se planteó en un inicio, para el análisis del LCOE se definieron varios escenarios, primeramente, un escenario sin financiamiento considerando el valor del terreno, luego sin financiamiento sin considerar el valor del terreno.

De igual manera otros dos escenarios con financiamiento, considerando el valor del terreno y sin considerar el valor del terreno respectivamente.

5.2.2.1 LCOE Sin Financiamiento considerando terreno

En este escenario se considera que la inversión del proyecto es hecha en su totalidad por el inversor, y considerando el valor del terreno para la inversión.

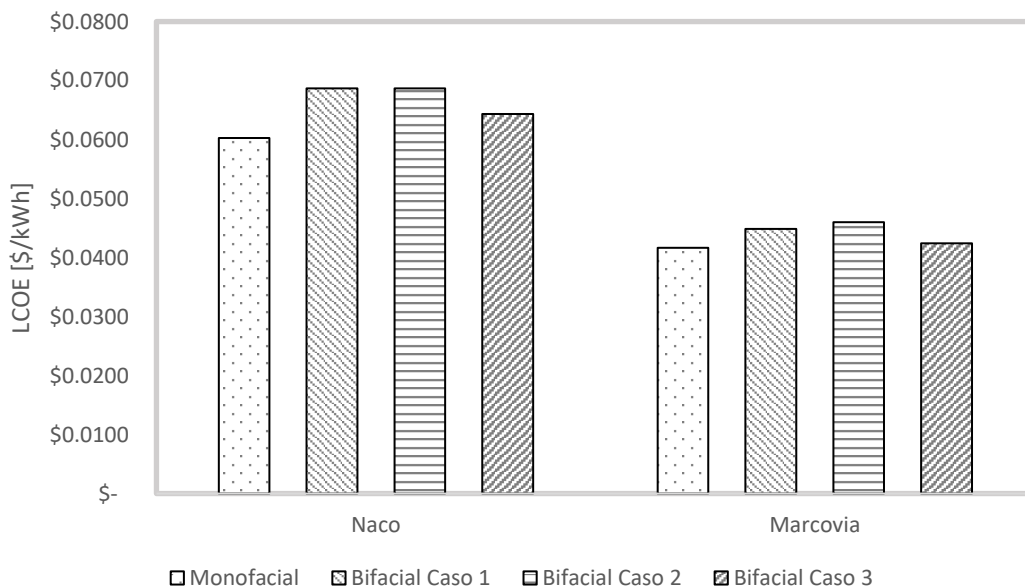


Ilustración 34-LCOE sin financiamiento y con terreno

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Ilustración 34, en la localidad de Naco el sistema que presenta el LCOE más bajo en este escenario es el sistema monofacial con un valor de 0.060 [\$/kWh]. En el caso de los sistemas bifaciales, el Caso 1 y 2 presentan el LCOE más alto con un valor de 0.068 [\$/kWh] y 0.064 [\$/kWh] para el Caso 3, siendo el más bajo de los sistemas bifaciales.

De esta manera el Caso 1 y 2 presentan un aumento del 13.3% respecto al monofacial y 6.6% para el Caso 3 respectivamente. Analizando únicamente los sistemas bifaciales, el Caso 3 representa una disminución del 5.88% respecto al Caso 1 y 2.

En la localidad de Marcovia se presenta el mismo patrón, ya que el LCOE más bajo es del sistema monofacial con un valor de 0.041 [\$/kWh]. Siendo 0.044 [\$/kWh] para el sistema bifacial Caso 1 y 2, y 0.042 [\$/kWh] para el Caso 3. Representando un aumento del 7.31% para el Caso 1 y 2 respecto al monofacial, y 2.43% de aumento del Caso 3 respecto al monofacial. Respecto al Caso 3, este tiene una disminución del LCOE del 4.76% respecto al Caso 1 y 2.

Queriendo decir esto que en el caso de considerar el valor del terreno en un escenario sin financiamiento el LCOE más bajo en ambas localidades lo presenta el sistema monofacial.

5.2.2.2 LCOE Sin financiamiento y sin considerar terreno

En dicho escenario, la inversión del proyecto es hecha en su totalidad por el inversionista, únicamente cambiando en que no se considera el valor del terreno a dicha inversión.

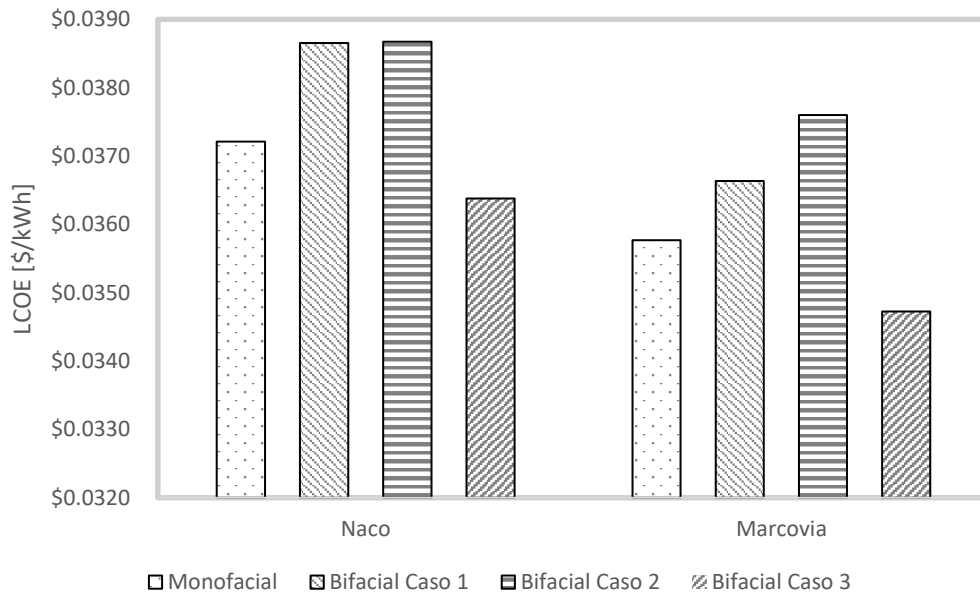


Ilustración 35- LCOE sin financiamiento y sin terreno

Fuente: Elaboración propia

Como es de observar en la ilustración 35, en la localidad de Naco el sistema monofacial presenta un LCOE de 0.0372 [\$/kWh]. Para el sistema bifacial en el Caso 1 y 2 un LCOE de 0.0387 [\$/kWh] y 0.0364 para el Caso 3. Queriendo decir esto que el Caso 1 y 2 tienen un aumento porcentual de 4.03% respecto al monofacial, y el Caso 3 tiene una disminución de 2.19% respectivamente.

Para la localidad de Marcovia el LCOE del sistema monofacial es de 0.0358 [\$/kWh], 0.0366 [\$/kWh] para el Caso 1, 0.0376 [\$/kWh] para el Caso 2, y el Caso 3 con el LCOE más bajo de 0.0347 [\$/kWh].

Representando esto un aumento de 2.18% del Caso 1 respecto al monofacial, 5.02% para el Caso 2, y una disminución del 3.17% del Caso 3 respecto al monofacial.

Dejando en claro que para ambas localidades en el escenario de no considerar el valor del terreno el LCOE más bajo lo obtiene el sistema bifacial específicamente en el Caso 3.

5.2.2.3 LCOE Con financiamiento considerando el terreno

En este escenario se asume que la inversión presenta un esquema deuda-inversionista del 70/30, queriendo decir esto que se realiza un préstamo del 70% de la totalidad de la inversión y el 30% restante lo realiza el inversionista. Así mismo, se asume el valor del terreno para este esquema.

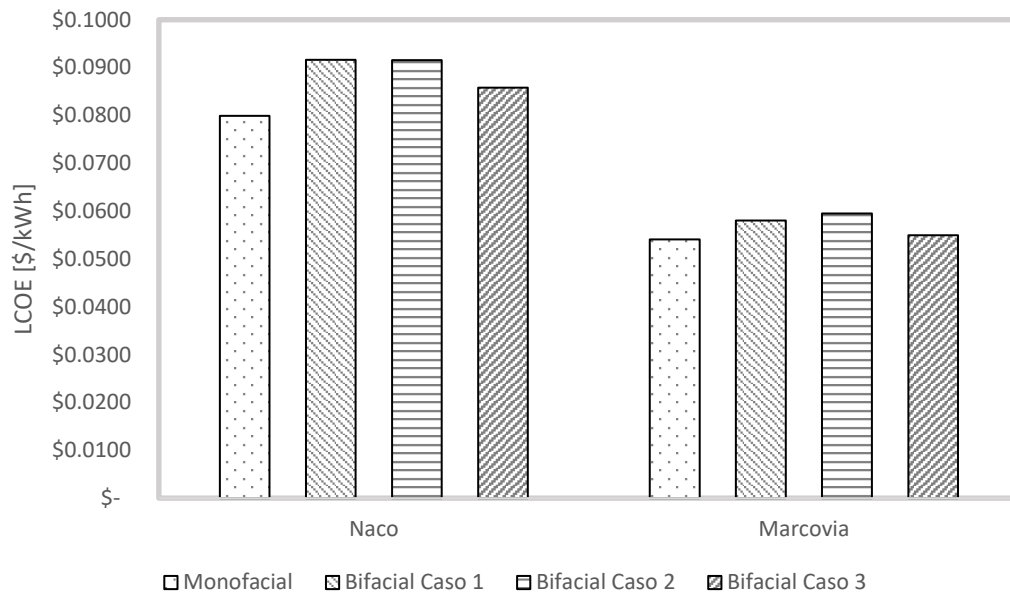


Ilustración 36-LCOE con financiamiento considerando valor del terreno

Fuente: Elaboración propia

En este escenario, se presenta el mismo patrón que en los escenarios mostrados anteriormente, únicamente que en el escenario con financiamiento se presenta un aumento del LCOE para todos los sistemas, donde en promedio hay un aumento de 32%.

Para la localidad de Naco el sistema monofacial tiene un LCOE de 0.0799 [\$/kWh]. Para los sistemas bifaciales el Caso 1 y 2 presentan un LCOE de 0.0916 [\$/kWh] y 0.0858 [\$/kWh] para el Caso 3. Siendo esto un aumento de 14.6% del Caso 1 y 2 respecto al monofacial, y 7.3% del Caso 3 respecto al monofacial.

En la localidad de Marcovia, el LCOE más bajo sigue siendo del sistema monofacial con un valor de 0.0541 [\$/kWh], 0.0580 [\$/kWh] para el Caso 1 y 2, y 0.0549 [\$/kWh] para el Caso 3. Representando esto un aumento de 7.2% del Caso 1 y 2 respecto al monofacial, y 1.5% del Caso 3 respecto al monofacial.

Por lo tanto, de misma manera para este escenario, el LCOE más bajo en ambas localidades lo presenta el sistema monofacial.

5.2.2.5 LCOE Con financiamiento sin considerar terreno

Para este escenario se consideró lo mismo para el esquema anterior con financiamiento, con la única diferencia que no se incluye el valor del terreno a la inversión.

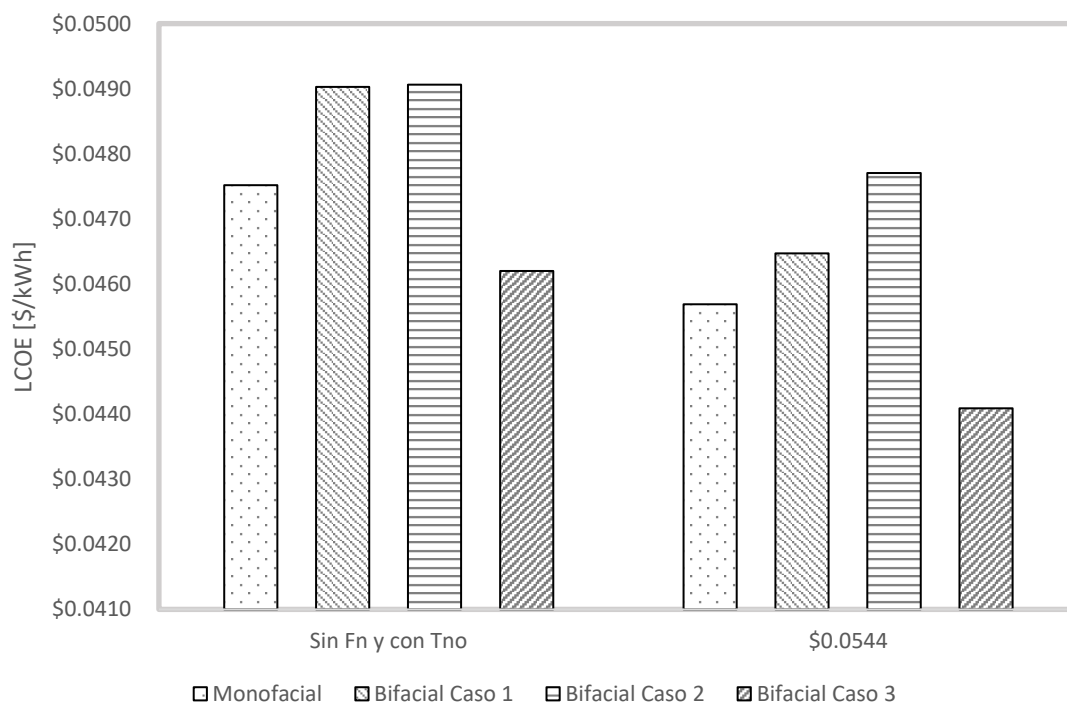


Ilustración 37- LCOE Con financiamiento sin considerar valor del terreno

Fuente: Elaboración propia

De misma manera que en el escenario sin financiamiento y sin considerar el terreno, se presenta el mismo patrón, con la diferencia que el LCOE para ambos sistemas en ambas localidades presenta en promedio un aumento del 27% respecto al escenario sin financiamiento.

5.2.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Finalmente, con el propósito de evaluar la variación del LCOE para el sistema bifacial, especialmente en el Caso 3 ya que se demostró que es el caso que mejor resultados se obtuvo para los sistemas bifaciales, en el que se realizó un análisis de

sensibilidad dependiendo del acondicionamiento del terreno, como ser en este caso el recubrimiento de grava, el cual puede alcanzar valores de 3.37 [\$/m³].

Tabla 25-Variación del LCOE dependiendo el acondicionamiento del terreno

Recubrimiento de Grava [\$/m³]	LCOE Sistema Bifacial sin financiamiento [\$/kWh]	LCOE Sistema Bifacial con financiamiento [\$/kWh]
1.68-3.37	0.05338-0.05342	0.07038-0.07043

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Tabla 25, para ambas localidades el LCOE no presenta una gran variación según aumenta el costo por recubrimiento de grava. Por lo tanto, dicho parámetro no afecta de gran forma al LCOE ya que solo presenta una variación del 0.07% para ambos escenarios financieros.

Sin embargo, en vista que los escenarios de considerar el valor del terreno para ambas localidades, el LCOE de los sistemas bifaciales presenta una notable diferencia respecto a los monofaciales y según cambia la ubicación.

Por lo tanto, con el propósito de evaluar la variación del LCOE según el valor del terreno y determinar la variación que se presenta se realizó de igual manera un análisis de sensibilidad para los escenarios con y sin financiamiento considerando el valor del terreno.

Tabla 26- Variación del LCOE dependiendo del valor del terreno en un escenario sin financiamiento

Valor del terreno [\$/m²]	LCOE Monofacial [\$/kWh]	LCOE Bifacial Caso 1 [\$/kWh]	LCOE Bifacial Caso 2 [\$/kWh]	LCOE Bifacial Caso 3 [\$/kWh]
20-72	0.0509-0.0588	0.0567-0.0672	0.0572-0.0680	0.0533-0.0631

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 26, se muestra la variación del LCOE dependiendo del valor del terreno en promedio para ambas localidades para cada escenario, donde se denota una variación de aproximadamente 16% para el sistema bifacial, de igual manera el sistema monofacial sigue presentando el LCOE más bajo en dicho escenario.

Tabla 27-Variación del LCOE según el valor del terreno en un escenario con financiamiento

Valor del terreno[\$/m²]	LCOE Monofacial [\$/kWh]	LCOE Bifacial Caso 1 [\$/kWh]	LCOE Bifacial Caso 2 [\$/kWh]	LCOE Bifacial Caso 3 [\$/kWh]
20-72	0.0670-0.0781	0.0747-0.0894	0.0754-0.0905	0.0702-0.0841

Fuente: Elaboración propia

Así mismo en el escenario con financiamiento se presenta el mismo patrón, ya que se presenta una variación aproximada de 14% para el sistema monofacial y 16% para el bifacial según el rango de valor del terreno, y de igual manera, el sistema monofacial obtiene el valor de LCOE más bajo.

De esta forma se determina que el valor por acondicionamiento del terreno con el propósito de aumentar el albedo no presenta un gran impacto sobre el LCOE, siendo el valor del terreno la variable que presenta una gran variación sobre el LCOE, ya que los sistemas bifaciales requieren de una mayor extensión territorial para aumentar la ganancia bifacial.

VI. CONCLUSIONES

La presente investigación logro determinar la factibilidad de sistemas fotovoltaicos monofaciales y bifaciales a partir del LCOE más bajo mediante una comparación tecno-financiera para la localidad de Naco y Marcovia. En la cual se obtuvieron los siguientes resultados:

- 1) Se acepta la hipótesis correlacional H_2 y H_3 . Ya que el escenario donde se considera el valor del terreno en la inversión, el LCOE más bajo presentado es del sistema monofacial para ambas localidades, con un valor 0.0602 [\$/kWh] en un escenario sin financiamiento y 0.0799 [\$/kWh] con financiamiento para la localidad de Naco, y para la localidad de Marcovia 0.0417 [\$/kWh] sin financiamiento y 0.0541 [\$/kWh] con financiamiento. En el escenario sin considerar el valor del terreno, el LCOE más bajo es presentado por el sistema bifacial en el Caso 3, con un valor de 0.0364 [\$/kWh] sin financiamiento y 0.0462 [\$/kWh] con financiamiento para Naco. Para la localidad de Marcovia se presentó un LCOE de 0.0347 [\$/kWh] sin financiamiento y 0.0441 [\$/kWh] con financiamiento.
- 2) Para la localidad de Naco, el sistema bifacial en sus tres casos presentó un aumento en la producción energética del 9.04%, 9.31% y 17.15% respectivamente en comparación al sistema monofacial. De misma manera, en la localidad de Marcovia, los tres escenarios del sistema bifacial presentaron un aumento del 10.60%, 8.11%, 17.84% respectivamente en comparación al sistema monofacial.
- 3) Así mismo, el Caso 2 bifacial presento un aumento del 0.26% respecto al Caso 1, y el Caso 3 un aumento del 7.85% respecto al Caso 2, esto para la localidad de Naco. En la localidad de Marcovia, el Caso 2 presento una disminución del 2.52% respecto al Caso 1 y el Caso 3 tuvo un aumento del 9.74% respecto al Caso 2.
- 4) El GCR para una instalación fotovoltaica bifacial es de 35%, queriendo decir esto que las instalaciones bifaciales suponen una área territorial mayor a las monofaciales. De misma manera se determinó la elevación y ángulo de inclinación óptimo en función del albedo y la ubicación del arreglo solar.
- 5) Se logro determinar que una variación del costo por acondicionamiento del terreno no representa un gran impacto en el LCOE del sistema bifacial, ya que en valores tomados de 1.68-3.37 [\$/m³] el LCOE tiende presenta una variación de 0.07% de

diferencia. Siendo el valor del terreno el parámetro que afecta de gran manera al LCOE, con variaciones de 14% y 16%.

- 6) El escenario con financiamiento considerando el terreno presento un aumento del 32% respecto al escenario sin financiamiento considerando el terreno, de misma manera, el escenario con financiamiento sin considerar el valor del terreno demostró un aumento de 27% respecto al escenario sin financiamiento sin considerar el valor del terreno.

VII. RECOMENDACIONES

- 1) Si se cuenta con la disponibilidad de un terreno para las localidades analizadas, en primer lugar, se recomienda la implementación de un sistema fotovoltaico bifacial que cumpla con las características del caso que mejores resultados presente, y como segunda opción la implementación de un sistema monofacial.
- 2) Se recomienda utilizar mediciones del albedo con instrumentos adecuados como ser un albedómetro en el sitio de interés, de esta manera tener una aproximación más real del aumento en la producción energética con sistemas bifaciales.
- 3) Los valores de GCR son utilizados con base a investigaciones anteriores, sin embargo, dicho valor puede depender específicamente de la ubicación, por lo que se recomienda determinar valores específicos para el territorio de Honduras.
- 4) Los costos utilizados en dicha investigación son obtenidos en su mayoría de años anteriores, y el promedio de costos típicos, por lo que se recomienda utilizar valores cotizaciones recientes.
- 5) El LCOE se ve afectado negativamente por los escenarios con financiamiento, sin embargo, existen parámetros para el análisis de viabilidad de proyectos que se pueden ver afectados positivamente, por lo que se recomienda hacer un análisis considerando dichos parámetros para un mayor alcance.

VIII. APLICABILIDAD/IMPLEMENTACIÓN

Dicha investigación sirve como base para la comparación de proyectos fotovoltaicos en suelo basados con tecnología monofacial y bifacial para la localidad de Naco y Marcovia, la cual sirve como guía para el entendimiento y diseño de sistemas fotovoltaicos bifaciales.

IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL/TRABAJO FUTURO

Dicha investigación hace uso de sistemas fotovoltaicos con estructura fija, por lo tanto, como segunda etapa de investigación se basaría en la comparación de sistemas bifaciales y monofaciales haciendo uso de estructuras de seguimiento solar.

BIBLIOGRAFÍA

- Alfaro, F. (n.d.). *Matriz de decisiones*.
- Arispón, J. (2019). *Análisis de la ponderación de los diferentes parámetros en la producción de las instalaciones fotovoltaicas mediante SAM*. Universidad de Sevilla.
- BCIE. (2010). *Analisis del mercado Hondureño de energia renovale*.
- Berrian, D., Klenk, J., Nussbaumer, H., & Kopecek, R. (2019). *Performance of Bifacial PV Arrays With Fixed Tilt and Horizontal Single-Axis Tracking: Comparison of Simulated and Measured Data*. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2924394>
- bp Stastical Review of World Energy. (2020). *Stastical Review of World Energy*.
- BP Statistical Review of World Energy. (2019). *BP Statistical Review of World Energy*.
- Carpio, A. (n.d.). *Las Variables en la Investigacion*.
- Castillo-Aguilella, J., & Hauser, P. (2015). *Multi-Variable Bifacial Photovoltaic Module Test Result and Best-Fit Annual Bifacial Energy Yield Model*. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2016.2518399>
- Castro, O. (2020). *Costos de terreno para Naco y Marcovia* [Personal communication].
- CEHPRODEC. (2016). *Proyectos de Generacion de Energia de Honduras*.
- Chudinzow, D., Haas, J., Ferran, G., Leiva, S., & Eltrop, L. (2019). *Simulating the energy yield of a bifacial photovoltaic powe plant*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.071>
- Contify Energy News. (2018). *World's Largest Bifacial Solar Power Project Installed in China's Qinghai Province—ProQuest*. <https://search.proquest.com/docview/1987390259/10A33C080E3B4B76PQ/1?acountid=35325>

- CREE. (2020). Historial de Tarifas. CREE. <https://www.cree.gob.hn/historial-de-tarifas/>
- CYPE Ingenieros. (n.d.). *Generador de precios de la construcción de CYPE Ingenieros*. Retrieved August 20, 2020, from <http://generadorprecios.cype.es/>
- D.M. Chapin, C.S Fuller, & G.L. Pearson. (1954). *A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power*. <https://doi.org/10.1063/1.1721711>
- Dullweber, T., Kranz, C., Peibst, R., Baumann, U., Hannebauer, H., Fulle, A., Steckemetz, S., Weber, T., Kutzer, M., Muller, M., Fischer, G., Palinginis, P., & Neuhaus, H. (2015). *PERC+: Industrial PERC solar cells with rear Al grid enabling bifaciality and reduced Al paste consumption*. <https://doi.org/10.1002/pip.2712>
- ENEE. (2020). *Boletín Estadístico Enero 2020*.
- Enel Green Power. (2019). *Mexico: Magdalena II solar plant*. <https://www.enelgreenpower.com/media/photo/2020/04/magdalena-II-solar-plant>
- Enel Green Power. (2020). *Enel Green Power Chile inicia la construcción de la segunda etapa del Parque Fotovoltaico Finis Terrae*. <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/2020/05/enel-green-power-chile-inicia-construccion-de-la-segunda-etapa-parque-fotovoltaico-finis-terrae>
- Enerdata. (2020). *Global Statistical Yearbook 2020*. <https://yearbook.enerdata.net/>
- ESMAP. (2020a). *Global Photovoltaic Power Potential by country*.
- ESMAP. (2020b). *Global Photovoltaic Power Potential, Honduras*.
- ESMAP. (2020c). *Global Solar Atlas*. <https://globalsolaratlas.info/map?c=22.349046,-102.348633,5&r=MEX>

- Feliciano, R. (2019). *Sistemas Fotovoltaicos con modulos bifaciales, estudio comparativo de su rendimiento (PR) en distintas condiciones de irradiancia y temperatura*. Universidad Politecnica de Cartagena.
- Fotersa, S.A. (n.d.). *Estudio de Impacto Ambiental Granja Solar Fotovoltaico del Pacifico 1*.
- Fu, R., Feldman, D., & Margolis, R. (2018). *U.S Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*. National Renewable Energy Laboratory.
- GlobalData. (2017). *Yingli Green Energy Holding Company Limited (YGE)—Power—Deals and Alliances Profile—ProQuest*.
<https://search.proquest.com/docview/2015686245/abstract/FD5292798A5F48D3PQ/1?accountid=35325>
- Horikoshi, I. (2009). *Analisis de las componentes armonicas de los inversores fotovoltaicos de conexion de red*. Universidad Carlos III de Madrid.
- Idso, S. B., Jackson, R. D., Reginato, R. J., Kimball, B. A., & Nakamaya, F. S. (1975). *The Dependence of Bare Soil Albedo on Soil Water Content*.
- India Energy News. (2016, July 1). Yingli Connects 50 MW "Top Runner" PV Project in Shanxi Province, China to Grid. *India Energy News*. ProQuest Central.
<https://search.proquest.com/docview/1800714648?accountid=35325>
- India Energy News. (2017). *Trina Solar receives 20MW Bifacial PERC "DUOMAX twin" Module Order—ProQuest*.
<https://search.proquest.com/docview/1891911623/10A33C080E3B4B76PQ/3?accountid=35325>
- International Solar Energy Research Center Konstanz. (2015). *Largest bifacial PV system by MegaCell with BiSoN modules in Hormiga, Chile*. <http://isc->

konstanz.de/isc/aktuelles/news/article/larges-bifacial-pv-system-build-by-megacell-with-bison-modules-in-hormiga-chile.html

IRENA. (2019). *Renewable Power Generation Cost in 2019*.

Ishikawa, N., & Nishiyama, S. (2016). *World First Large Scale 1.25MW Bifacial PV Power Plant on Snowy Area in Japan*.

ITRPV. (2019). *International Technology Roadmap for Photovoltaic*.

Jacobson, M., & Jadhav, V. (2018). *World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels*.

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.030>

Kreinin, L., Bordin, N., Karsenty, A., Drori, A., Grogbeld, D., & Eisenberg, N. (2010). *Pv module power gain due to bifacial design preliminary experimental and simulation data*. 1–5. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5615874>

Kutzer, M., Fulle, A., Jahnke, A., Becker, J., Hahn, H., Wendt, S., Neuhaus, Witzig, A., Kunath, L., & Stockli, U. (n.d.). *Ertragssteigerung durch bifaciale Modultechnologie*.

Langels, H., & Gannedahl, F. (2018). *Bifacial PV Systems: A technological and financial comparison between BiFacial and standard PV panels*. Uppsala Universitet.

LG Electronics. (2017). *Bifacial Design Guide*.

Liang, T., Pravettoni, M., Deline, C., Stein, J., Kopecek, R., Singh, J., Luo, W., Wang, Y., Aberle, A., & Khoo, Y. (2019). *A review of crystalline silicon bifacial photovoltaic performance characterisation and simulation*.

<https://doi.org/10.1039/c8ee02184h>

MENA Report. (2019a). *Canada: Canadian Solar Won A 51 Mwp Solar Power Project In Brazil* - ProQuest.

<https://search.proquest.com/docview/2262523895/8188B6CA85924F4CPQ/1?acountid=35325>

MENA Report. (2019b). *Mexico: Enel brings the power of green energy to the Mexican state of Tlaxcala by starting operations at 220 MW solar plant Magdalena II* - ProQuest.

<https://search.proquest.com/docview/2319748975/29E72787D5644E42PQ/4?acountid=35325>

MENA Report. (2019c). *Mexico, United States: IFC and FRV Secure Financing for Potrero Solar* - ProQuest.

<https://search.proquest.com/docview/2294234378/29E72787D5644E42PQ/1?acountid=35325>

Microsoft. (2020). *Microsoft Excel, Spreadsheet Software, Excel Free Trial*.

<https://www.microsoft.com/en-ww/microsoft-365/excel>

Mori, H. (1966). *Radiation Energy Transducing Device* (United States Patent Office Patent No. 142,599).

National Bureau of Statistics. (2020). *能源总量供需平稳 能源结构继续优化*.

http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202001/t20200119_1723771.html

NREL. (2020a). *Home—NSRDB*. <https://nsrdb.nrel.gov/>

NREL. (2020b). *NSRDB Data Viewer*. https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=x8Cl3i%255Bv%255D%3Dt%26ozt_aP%255Bv%255D%3Dt%26ozt_aP%255Bd%255D%3D1&bL=jMjAyq&cE=0&IR=0&mC=4.740675384778373%2C22.8515625&zL=2

ODS. (2019a). *Informe anual de la operacion del mercado electrico nacional año 2019*.

ODS. (2019b). *Plan Indicativo de la Expansion de la Generacion del Sistema Interconectado Nacional*.

- Ortega, A. (2018). *Enfoques de Investigación*.
https://www.researchgate.net/publication/326905435_ENFOQUES_DE_INVESTIGACION
- Peláez, S. (2019). *Bifacial Solar Panels System Design, Modeling, and Performance* [University of Arizona]. hdl.handle.net/10150/631283
- Peláez, S., Deline, C., MacAlpine, S., Marion, B., Stein, J., & Kostuk, R. (2018). *Comparison of Bifacial Solar Irradiance Model Prediction With Field Validation*. 1–7.
<https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2877000>
- Photon. (2016). *Yingli completed 50 MW PV project in Shanxi province, China* | photon.info.
<https://www.photon.info/en/news/yingli-completed-50-mw-pv-project-shanxi-province-china>
- Pisello, A., Pignatta, G., Castaldo, V., & Cotana, F. (2014). *Experimental Analysis of Natural Gravel Covering as Cool Roofing and Cool Pavement*.
<https://doi.org/10.3390/sub6084706>
- PVSyst. (2020). *Overview > General description of the PVsyst Software*.
https://www.pvsyst.com/help/general_descr.htm
- Saldarriaga-Loaiza, J. (2019). *Análisis de Costos Nivelados de Electricidad de Plantas de Cogeneración usando Biomasa Forestal en el Departamento de Antioquia, Colombia*. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642019000100063>
- Sampieri Hernández, Collado Fernández, & Baptista-Lucio. (2014). *Metodología de la Investigación*.
- SensoVant. (2014). *SRA20 Secondary standard albedometer*.
- SolarEdge. (2019). *Oversizing of SolarEdge Inverters, Technical Note*.
- SolarPower Europe. (2020). *Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024*.

- SolarPro. Bifacial PV Systems.* (2017).
- Soto, I. (2005). *Celdas Fotovoltaicas en Generacion Distribuida.* Pontificia Universidad Catolica de Chile Escuela de Ingenieria.
- Sun, X., Khan, M., Deline, C., & Alam, M. (2018). *Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective.* 1601–1610.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.041>
- Taiyan News. (2018). *71 MW Bifacial Solar Project in China | TaiyangNews.*
<http://taiyangnews.info/technology/20-mw-bifacial-solar-system-in-china/>
- UNAH. (2012). *Atlas Climatico y de Gestion de Riesgo de Honduras*".
- Zhao, J., Wang, A., Altermatt, P., Wenham, S., & Green, M. (1996). *24% Efficient perl silicon solar cell: Recent improvement in high efficiency silicon cell research.*
[https://doi.org/10.1016/0927-0248\(95\)00117-4](https://doi.org/10.1016/0927-0248(95)00117-4)
- Zhao, J., Wang, A., & Green, M. (1999). *24.5% Efficiency Silicon PERT cells on MCZ Substrate and 24.7% Efficiency PERL Cells on FZ Substrate.*
[https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-159X\(199911/12\)7:6<471::AID-PIP298>3.0.CO;2-7](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-159X(199911/12)7:6<471::AID-PIP298>3.0.CO;2-7)
- Zhao, J., Zou, C. L., Li, H. L., Diao, H. W., & Wang, W. J. (2008). *Design optimization of bifacial HIT solar cell on p-type silicon substrates by simulation.*
<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.01.018>
- Zipp, K. (2018). *Why array oversizing makes financial sense.*

ANEXOS

Anexo 1- Decreto 70-2007 Artículo 2, Inciso 1,2,3 y 4

La Gaceta	
REPÚBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M. D. C., 2 DE OCTUBRE DEL 2007	
Nº. 31,422	
<p>de energía eléctrica utilizando recursos naturales renovables nacionales y proyectos de cogeneración con recursos renovables nacionales, gozarán de los incentivos siguientes:</p>	<p>servicio del proyecto de generación de energía eléctrica renovable;</p>
<ol style="list-style-type: none">1) Exoneración del pago del impuesto sobre ventas para todos aquellos equipos, materiales y servicios, que estén destinados o relacionados directamente con la generación de energía eléctrica con recursos renovables (Incluyendo pero sin limitarse a la maquinaria y equipos, sistemas de conducción de agua y/o vapor, así como el equipo para turbinar, generar, controlar, regular, transformar y transmitir energía eléctrica renovable), que serán utilizados en el desarrollo, instalación, construcción de la planta de generación de energía eléctrica renovable y créditos fiscales por el estudio y diseño efectivo una vez que se haya iniciado la construcción de la planta;	<ol style="list-style-type: none">5) Exoneración del Impuesto Sobre la Renta y sus retenciones sobre los pagos de servicios u honorarios contratados con personas naturales o jurídicas extranjeras, necesarios para los estudios, desarrollo, instalación, ingeniería, administración y construcción, monitoreo del proyecto de energía renovable.
<ol style="list-style-type: none">2) Exoneración del pago de todos los impuestos, tasas, aranceles y derechos de importación, para todos aquellos equipos, materiales, repuestos, partes y aditamentos destinados o relacionados directamente con la generación de energía eléctrica renovable (Incluyendo pero sin limitarse a la maquinaria y equipo, sistemas de conducción de agua y/o vapor, así como el equipo para turbinar, generar, controlar, regular, transformar y transmitir energía eléctrica renovable) y que serán utilizados en los estudios, diseño final, desarrollo, instalación y construcción de la planta de generación de energía eléctrica renovable, locales o que provengan de otros países;	<p>ARTÍCULO 3.- Las empresas privadas o mixtas generadoras de energía eléctrica renovable que utilicen para su producción recursos renovables nacionales en forma sostenible serán acogidos a la presente Ley y podrán vender la energía y servicios eléctricos auxiliares que produzcan a través de las opciones siguientes:</p>
<ol style="list-style-type: none">3) Exoneración del pago del Impuesto Sobre la Renta, Aportación Solidaria Temporal, Impuesto al Activo Neto y todos aquellos impuestos conexos a la renta durante un plazo de diez (10) años, contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial de la planta, para los proyectos con capacidad instalada hasta 50 MW.	<ol style="list-style-type: none">1) Vender directamente a Grandes Consumidores o Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica, contando con la aprobación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), previo al aseguramiento de la demanda nacional de energía;
<ol style="list-style-type: none">4) Los proyectos gozarán de todos los beneficios establecidos en la Ley de Aduanas en relación con la importación temporal de maquinaria y equipos necesarios para la construcción y mantenimiento de los citados proyectos. Dicha maquinaria y equipos serán destinados única y exclusivamente para el	<ol style="list-style-type: none">2) Vender por iniciativa propia su producción de energía a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), teniendo esta última la obligación de firmar un Contrato de Suministro de Energía Eléctrica y comprar tal energía.
	<p>La obligación de firmar un contrato es aplicable siempre y cuando esté conforme a los requerimientos de generación considerados en el plan de expansión del sistema interconectado nacional de manera que se evite una sobre instalación de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional.</p>
	<p>Es entendido que en el caso que las empresas generadoras de energía con recursos renovables apliquen conjuntamente las opciones descritas en los numerales 1) y 2) de este artículo.</p>
	<p>La ENEE de acuerdo a sus necesidades energéticas podrá adquirir los excedentes de energía producida y entregada en el Punto de Entrega definido en el contrato de suministro de energía eléctrica con la ENEE, recibiendo la empresa generadora los incentivos de la presente Ley.</p>

Anexo 2- Decreto 138-2013, Artículo 6

La Gaceta	REPÚBLICA DE HONDURAS - TEGUCIGALPA, M. D. C., 1 DE AGOSTO DEL 2013	Sección A - Acuerdos y Leyes No. 33,191
<p>máxima del Gran Consumidor que no le haya sido suplida o vendida por el generador renovable para cada mes en cuestión, además de los cargos de alumbrado público y bajo Factor de Potencia de conformidad con la tarifa que aplique, sin cargo adicional por demanda. Los Grandes Consumidores serán clasificados como tal por su demanda máxima total registrada para cada mes en su punto de medición, independientemente de quien y en qué proporción le suplan su potencia y energía mensualmente. Los Grandes Consumidores mantendrán como demanda máxima aquella que mes a mes registren sus medidores, de tal manera que no se les aplicará por parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) cargo mensual adicional o penalidad alguna asociada a la demanda máxima, contemplado en la tarifa aplicable para cada Gran Consumidor según el caso, por el hecho que parte o la totalidad de su demanda máxima registrada para cada mes en cuestión sea suplida por un generador de energía renovable y el resto sea total o parcialmente suplida por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).</p> <p>...</p> <p>...</p> <p>...</p> <p>...</p>	<p>Estado, debiendo únicamente ser registradas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y cumplir con las normas de conexión/desconexión, protección y medición que ésta defina.</p>	
<p>ARTÍCULO 5.- Los usuarios o clientes con instalaciones de generación con recursos renovables con capacidad instalada menor a los Doscientos Cincuenta Kilovatios (250 Kw) que se instalen en baja tensión podrán entregar su producción a la red y contabilizarla a través de medidores bidireccionales de tal manera que al final de dicho mes el propietario de tales instalaciones, sólo pagará a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) el Balance Neto Mensual entre la energía consumida por el cliente y la energía entregada por la instalación renovable. Cuando la producción de un mes supere el consumo de energía de tal mes, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) aplicará al propietario de la instalación un crédito en energía por la producción entregada en exceso; tal crédito podrá ser utilizado por el propietario en cualquier mes siguiente.</p>	<p>ARTÍCULO 6.- Los proyectos de generación de energía cuya fuente provenga de la tecnología solar fotovoltaica, tienen derecho a todos los incentivos establecidos en la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, adicionalmente, y como medida de incentivo especial temporal de aplicación para los proyectos que se instalen en los primeros dos (2) años contados a partir de la vigencia del presente Decreto o hasta alcanzar un valor máximo instalado de trescientos megawatt (300MW), deben tener como Precio Base para el pago de la energía el Costo Marginal de Corto Plazo en vigor al inicio de la vigencia de este Decreto, más Tres Centavos de Dólar por Kilowatt-Hora (kWh) (US0.03/Kwh) como incentivo especial, más el diez por ciento (10%) legal. Cada proyecto de generación a base de esta tecnología tendrá una capacidad instalada máxima de cincuenta Megawatt (50 MW).</p>	
<p>Las instalaciones amparadas bajo este Artículo no requerirán de permiso alguno ante ninguna dependencia o Secretaría de</p>	<p>ARTÍCULO 7.- El generador de energía renovable de acuerdo a lo establecido en el Artículo 47 del Decreto No. 159-2010, de fecha 9 de Septiembre del 2010, el Artículo 6 del Decreto No. 212-2010 fechado el 26 de Octubre de 2010, ambos publicados en el Diario Oficial La Gaceta de fecha 31 de Diciembre del 2010 y en el marco de su responsabilidad social empresarial y para evidenciar el debido proceso de socialización, a partir del inicio de operación comercial del proyecto de generación de energía con recursos renovables, coparticipará anualmente en los proyectos de mejoría social de las comunidades con un monto de hasta el equivalente al valor de un Impuesto sobre las Industrias, Comercios y Servicios o Volumen de Ventas definido en la Ley de Municipalidades vigente a esta fecha, siendo éste el único requisito exigido a los proyectos para cumplir con su proceso de socialización con las comunidades y las Municipalidades en donde se desarrollan los proyectos. Dicho fondo o coparticipación debe ser distribuido equitativamente entre los proyectos de mejoría social incluidos en el plan de responsabilidad social empresarial consensuado con las comunidades del área de influencia directa en los municipios en donde los proyectos de generación de energía</p>	

Anexo 3- Hoja técnica del módulo bifacial

EN

THE NEXT
EVOLUTION
LEAP

LG NeON² BiFacial

UP TO 520 WATT
IN TOTAL
BIFACIAL MODULE
TRANSPARENT
BACKSHEET

25
YEARS
LG Product and Performance Guarantee

LG Life's Good

LG NeON² BiFacial

Electrical Properties (STC)¹

	LG400N2T-A5	Bifacial Gain ²				LG390N2T-A5	Bifacial Gain ³				
		5%	10%	20%	30%		5%	10%	20%	30%	
Maximum Power (P _m)	[W]	400	420	440	480	520	390	410	429	468	507
MPP Voltage (V _m)	[V]	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.4	41.4	41.4	41.5	41.5
MPP Current (I _m)	[A]	9.65	10.13	10.61	11.55	12.51	9.43	9.90	10.36	11.28	12.22
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	49.7	49.7	49.7	49.8	49.8	49.2	49.2	49.2	49.3	49.3
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	10.22	10.73	11.24	12.26	13.29	10.15	10.15	11.17	12.18	13.20
Module Efficiency	[%]	18.9	19.9	20.8	22.7	24.6	18.5	19.4	20.3	22.1	24.0
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90									
Maximum System Voltage	[V]	1000									
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20									
P _m Bifaciality Coefficient ⁴	[%]	76									
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3									

¹ STC (Standard Test Condition): Irradiance 1,000 W/m², Module Temperature 25 °C, AM 1.5. The nominal power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.
² Depending on mounting height and slope of the underground.
³ P_m Bifaciality Coefficient 25 years guarantee, based on front output guarantee. Tolerance ± 7%.

Mechanical Properties

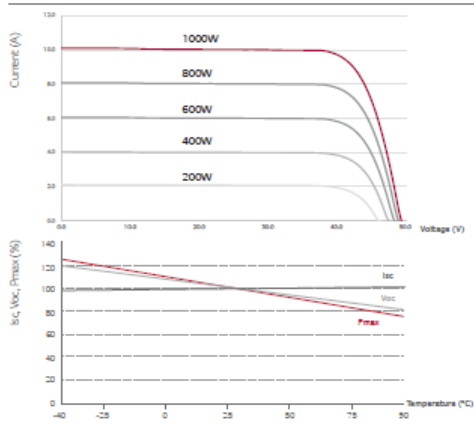
Cells	6 x 12
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm
# of Busbar	12 (Multi Wire Busbar)
Dimensions (L x W x H)	2,064 x 1,024 x 40 mm
Front Load	5,400 Pa
Rear Load	4,300 Pa
Weight	22.0 kg
Connector Type	MC4
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Cables	2 x 1200 mm
Glass	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium

Electrical Properties (NOCT)¹

Model	LG400N2T-A5	LG390N2T-A5	
Maximum Power (P _m)	[W]	296	289
MPP Voltage (V _m)	[V]	38.4	38.3
MPP Current (I _m)	[A]	7.71	7.54
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	46.5	45.9
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	8.21	8.17

¹ NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², Ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s.

Characteristic Curves



Certifications and Warranty

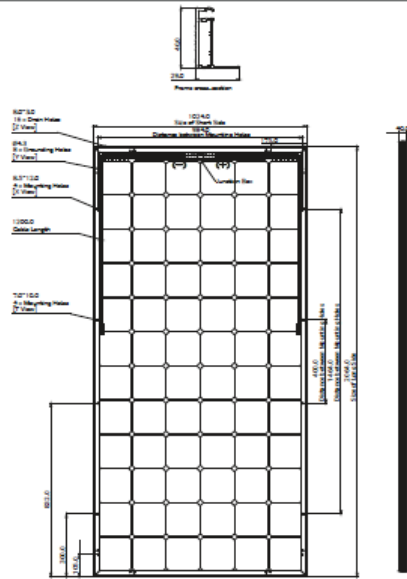
Certifications	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	IEC 61701 (Salt mist corrosion test)
	IEC 62716 (Ammonia corrosion test)
	ISO 9001
Fire Resistance Class	Class C, Fire Class 1 (Italy)
Product Warranty	25 Years
Output Warranty of P _m	Linear Warranty ¹⁾

¹⁾ 1st year: min. 98%, 2) After 1st year: min. 0.5% annual degradation, 3) Min. 86% for 25 years

Temperature Characteristics

NOCT	[°C]	45 ± 3
P _m	[%/°C]	-0.36
V _{oc}	[%/°C]	-0.27
I _{sc}	[%/°C]	0.03

Dimensions (mm)



¹ The distance between the center of the mounting/grounding holes.

Anexo 4- Hoja técnica del módulo monofacial







395W | 400W

The LG NeON² is LG's best selling solar module, and is one of the most powerful and versatile modules on the market today. Featuring LG's Cello Technology, the LG NeON² increases power output. New updates include an extended performance warranty from 86% to 90.08% to give customers higher performance and reliability.



Features

 <p>Enhanced Performance Warranty LG NeON² has an enhanced performance warranty. After 25 years, LG NeON² is guaranteed at least 90.08% of initial performance.</p>	 <p>Enhanced Product Warranty LG has extended the warranty of the NeON² to 25 years including labor, which is top level in the industry.</p>
 <p>Better Performance on a Sunny Day LG NeON² now performs better on sunny days, thanks to its improved temperature coefficient.</p>	 <p>BOS (Balance Of System) Saving LG NeON² can reduce the total number of strings due to its high module efficiency resulting in a more cost effective and efficient solar power system.</p>

When you go solar, ask for the brand you can trust: LG Solar

About LG Electronics

LG Electronics is a global leader in electronic products in the clean energy markets by offering solar PV panels and energy storage systems. The company first embarked on a solar energy source research program in 1985, supported by LG Group's vast experience in the semi-conductor, LCD, chemistry and materials industries. In 2010, LG Solar successfully released its first Mono² series to the market, which is now available in 32 countries. The NeON² (previous Mono² NeON), NeON², NeON² Bifacial won the "Inverterstar AWARD" in 2013, 2015 and 2016, which demonstrates LG's leadership and innovation in the solar industry.

LG Solar

Anexo 5- Hoja técnica del inversor

PRODUCT FLYER FOR PVS-100/120-TL ABB SOLAR INVERTERS

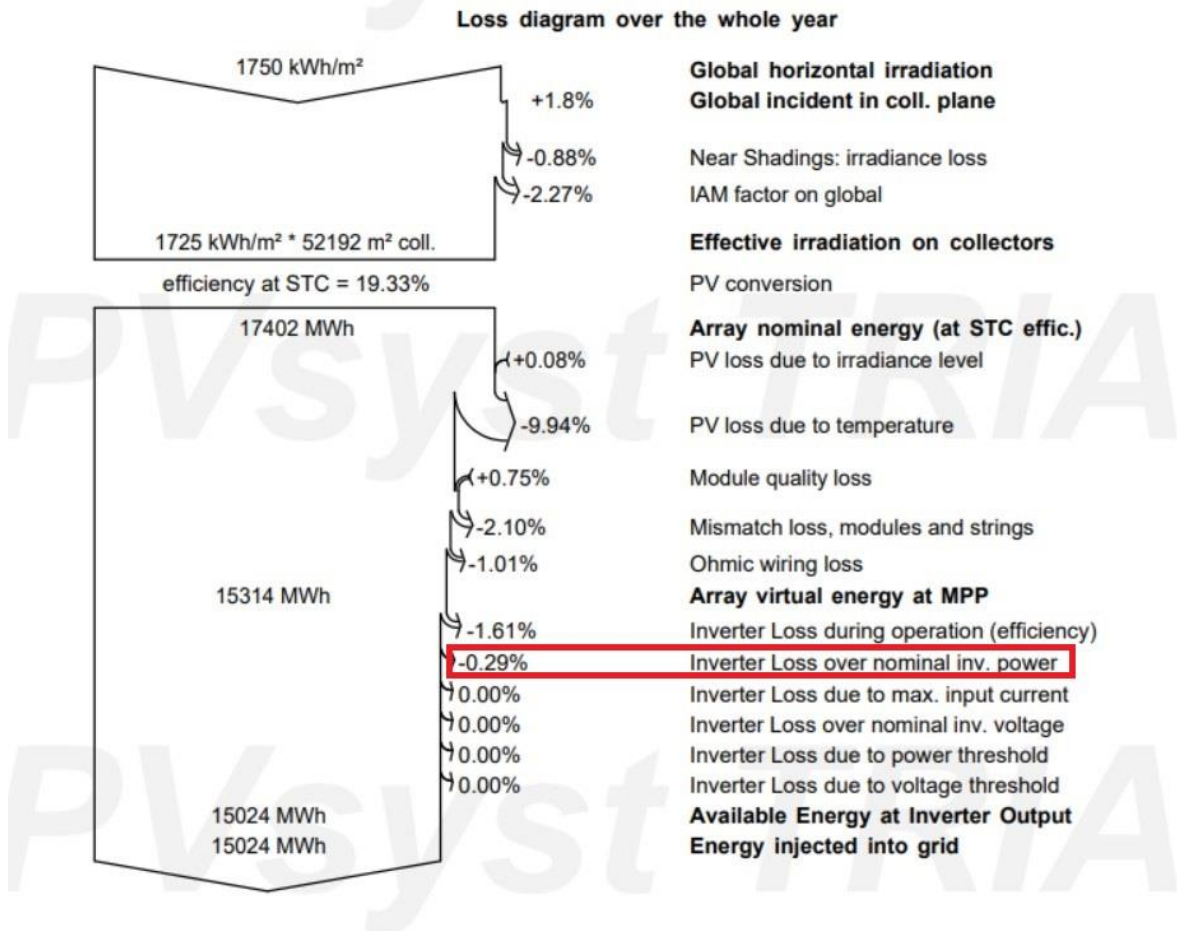
ABB string inverters PVS-100/120-TL 100 to 120 kW



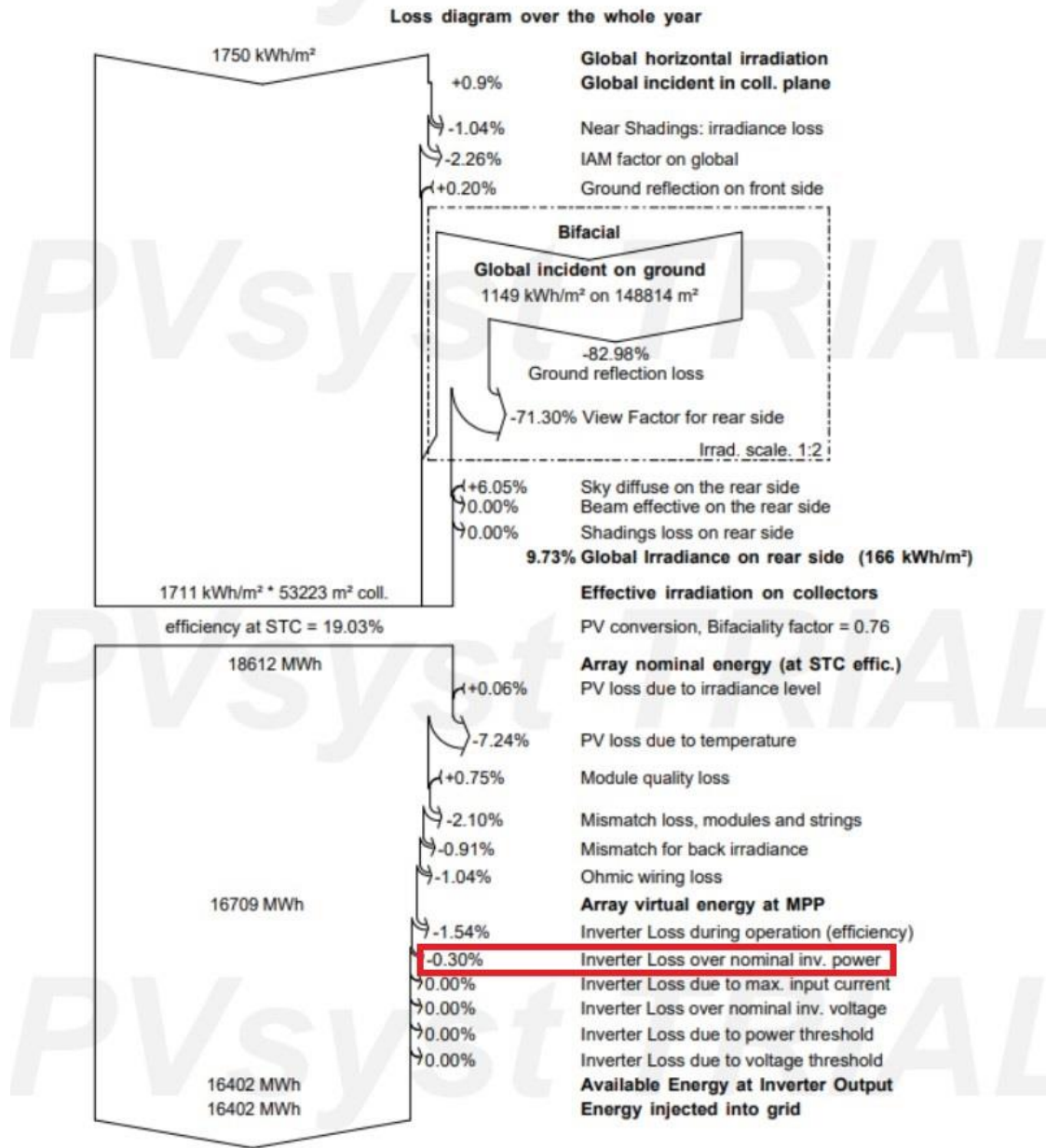
Technical data and types

Type code	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Input side		
Absolute maximum DC Input voltage (V_{DCmax})	1000V	
Start-up DC Input voltage (V_{DCst})	420V (400...500 V)	
Operating DC Input voltage range ($V_{DCmin}...V_{DCmax}$)	360...1000 V	
Rated DC Input voltage (V_{DC})	620V	720V
Rated DC Input power (P_{DC})	102 000W	123 000W
Number of Independent MPPT	6	
MPPT Input DC voltage range at ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{DC}	480...850V	570...850V
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	17500 W [480V≤ V_{DC} ≤850V]	20500 W [570V≤ V_{DC} ≤850V]
Maximum DC Input current for each MPPT (I_{DCmax})	36 A	
Maximum input short circuit current (I_{SCmax}) for each MPPT	50 A ¹⁾	
Number of DC Input pairs for each MPPT	4	
DC connection type	PV quick fit connector ²⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - replaceable surge arrester	Type II with monitoring only for SX and SX2 versions; Type I+II with monitoring only for SY and SY2 versions	
Photovoltaic array Isolation control	as per IEC62109	
DC switch rating for each MPPT	50 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V ³⁾	
String current monitoring	SX2, SY2: (24ch) Individual string current monitoring; SX, SY: (6ch) Input current monitoring per MPPT	
Output side		
AC Grid connection type	Three phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power (P_{AC} @cosφ=1)	100 000 W	120 000 W
Maximum AC output power (P_{ACmax} @cosφ=1)	100 000 W	120 000 W
Maximum apparent power (S_{ACmax})	100 000 VA	120 000 VA
Rated AC grid voltage (V_{AC})	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ⁴⁾	384...576 ⁵⁾
Maximum AC output current (I_{ACmax})	145 A	
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz / 55...65 Hz ⁶⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...1 Inductive/capacitive with maximum S_{ACmax}	
Total current harmonic distortion	< 3%	
Maximum AC cable	185mm ² Aluminum and copper	
AC connection type	Provided bar for lug connections M10, single core cable glands 4xM40 and M25, multi core cable gland M63 as option	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	225 A	
Output overvoltage protection - replaceable surge protection device	Type 2 with monitoring	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.4%	98.9%
Weighted efficiency (EURO)	98.2%	98.6%
Communication		
Embedded communication interfaces	1x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
User interface	4 LEDs, Web User interface	
Communication protocol	Modbus RTU/TCP (Sunspec compliant)	
Commissioning tool	Web User Interface, Mobile APP/APP for plant level	
Remote monitoring services	Aurora Vision [®] monitoring portal	
Advanced features	Embedded logging, direct telemetry data transferring to ABB cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 40°C / 104 °F	

Anexo 6- Perdidas por clipping en el sistema monofacial



Anexo 7- Perdidas por clipping en sistema bifacial asumiendo un ratio DC-AC menor al monofacial



Anexo 8- Perdidas por clipping en el sistema bifacial asumiendo un ratio DC-AC igual al monofacial

