



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**OPTIMIZACIÓN DEL RATIO DC/AC DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN FUNCIÓN DE  
SU UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO**

**INGENIERO EN ENERGÍA**

**PRESENTADO POR:**

**21551078**

**JAVIER ALFREDO AMAYA YAEGGY**

**ASESOR: PH.D. HÉCTOR VILLATORO**

**CAMPUS SAN PEDRO SULA; OCTUBRE, 2019**

Este trabajo está dedicado a mis padres, quienes me han dado todo su apoyo con mi formación durante mi etapa universitaria.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco...

A Dios, quien me ha permitido llegar hasta este punto de mi vida y me ha guiado durante toda esta etapa.

A mis padres por su apoyo incondicional con mis estudios.

Al Ing. Hector Villatoro por su apoyo y orientación en la realización de este trabajo, por su paciencia y su tiempo.

## RESUMEN EJECUTIVO

A medida la tecnología va logrando un mayor desarrollo, las tendencias de diseño de los sistema fotovoltaicos también progresan. Esto se ve reflejado al determinar el ratio DC/AC, el cual es una razón de diseño y parámetro técnico en un sistema fotovoltaico que surge a partir de la existencia de una potencia instalada en DC, proveniente de los módulos solares, y una potencia instalada en AC, proveniente de los inversores. La investigación se ha realizado en busca del ratio DC/AC óptimo para un sistema solar fotovoltaico en función de su ubicación geográfica. Ya que los módulos usualmente no alcanzan su potencia nominal debido a las condiciones de operación distintas a las de prueba en laboratorio, y pérdidas en el sistema, usualmente se recurre a exceder la potencia DC con respecto a la potencia AC para contrarrestar este problema y obtener mayor generación de energía manteniendo la capacidad nominal AC. La investigación fue desarrollada bajo un enfoque cuantitativo. La potencia DC, la potencia AC y la irradiancia fueron designadas como variables independientes, mientras que la energía y el LCOE fueron las variables dependientes. Como instrumento principal fue utilizado PVsyst, software con el cual fueron realizadas simulaciones de dos modelos con potencias de 500 kWac y 25 MWac, respectivamente, con escenarios diferentes para cada modelo, de ratios DC/AC dentro de un rango de entre 1.00 y 2.00. Como resultados fue descubierto que la generación de energía en función del ratio DC/AC aumenta hasta llegar a un punto que se mantiene constante. La curva del LCOE en función del ratio ha resultado ser una parábola cóncava hacia arriba, lo cual indica que hay un ratio óptimo ubicado en el vértice de la parábola. Fue descubierto un ratio óptimo de entre 1.45 y 1.50 para San Pedro Sula, como ubicación elegida para la investigación.

## EXECUTIVE SUMMARY

As technology is achieving greater development, the design trends of photovoltaic systems also progress. This is reflected when determining the DC / AC ratio, which is a design ratio and technical parameter in a photovoltaic system that arises from the existence of an installed power in DC, coming from the solar modules, and an installed power in AC, from inverters. The research has been carried out in search of the optimal DC / AC ratio for a photovoltaic solar system based on its geographical location. Since the modules usually do not reach their nominal power due to operating conditions other than those tested in the laboratory, and losses in the system, the DC power is usually exceeds the AC power to counteract this problem and obtain increased power generation while maintaining the nominal AC capacity. The research was developed under a quantitative approach. DC power, AC power and irradiance were designated as independent variables, while energy and LCOE were dependent variables. PVSyst was used as the main instrument, software with which simulations of two models with powers of 500 kWac and 25 MWac, respectively, were performed, with different scenarios for each model, with DC / AC ratios within a range of between 1.00 and 2.00. As a result, it was discovered that the energy production as a function of the DC / AC ratio increases until it reaches a point that remains constant. The LCOE curve as a function of the ratio has turned out to be a concave upward parabola, which indicates that there is an optimal ratio located at the vertex of the parabola. An optimal ratio of between 1.45 and 1.50 was discovered for San Pedro Sula, as the location chosen for the investigation.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>3</b>
2.1. PRECEDENTES DEL PROBLEMA.....	3
2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	3
2.3. JUSTIFICACIÓN.....	3
2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN.....	4
2.5. OBJETIVOS .....	4
2.5.1. OBJETIVO GENERAL .....	4
2.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	4
<b>III. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>5</b>
3.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	5
3.1.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS.....	5
3.1.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED .....	6
3.2. ESPECIFICACIONES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	7
3.2.1. PARÁMETROS TÉCNICOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	7
3.2.2. VARIABLES FINANCIERAS .....	10
<b>IV. METODOLOGÍA.....</b>	<b>12</b>
4.1. ENFOQUE .....	12
4.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN .....	12
4.2.1. VARIABLES INDEPENDIENTES.....	12
4.2.2. VARIABLES DEPENDIENTES .....	12
4.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS .....	13
4.4. METODOLOGÍA DE ESTUDIO.....	14
4.4.1. BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN .....	14
4.4.2. DETERMINAR VARIABLES DE INVESTIGACIÓN .....	14
4.4.3. SIMULACIONES EN PVSYSY .....	14
4.4.4. ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO .....	17
4.5. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES .....	19
<b>V. RESULTADOS Y ANÁLISIS .....</b>	<b>21</b>
5.1. LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DEL RATIO DC/AC.....	21
5.1.1. SISTEMA DE 500 kWAC.....	21
5.1.2. SISTEMA DE 25 MWAC .....	22
5.2. RENDIMIENTO ESPECÍFICO.....	23
5.2.1. SISTEMA DE 500 kWAC.....	23
5.2.2. SISTEMA DE 25 MWAC .....	24
5.3. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	25
5.3.1. SISTEMA DE 500 kWAC.....	25
5.3.2. SISTEMA DE 25 MWAC .....	26
5.4. COSTO NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE).....	26
5.4.1. SISTEMA DE 500 kWAC.....	26
5.4.2. SISTEMA DE 25 MWAC .....	28

5.5. EL RATIO DC/AC ÓPTIMO PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN SAN PEDRO SULA, HONDURAS.....	29
<b>VI. CONCLUSIONES .....</b>	<b>30</b>
<b>VII. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>32</b>
<b>VIII. APLICABILIDAD / IMPLEMENTACIÓN .....</b>	<b>33</b>
<b>IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL / TRABAJO FUTURO .....</b>	<b>34</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>35</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>37</b>

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 – Relación Entre Variables de Investigación.....	13
Ilustración 2 – Logo de Software de Modelación, PVsyst.....	14
Ilustración 3 - Costo Específico de Capital en Función de Ratio DC/AC, Sistema 500 kWac .....	18
Ilustración 4 - Costo Específico de Capital en Función de Ratio DC/AC, Sistema 25 MWac .....	19
Ilustración 5 - Producción Anual Promedio en Función de Ratio DC/AC, 500 kWac.....	21
Ilustración 6 - Producción Total en 25 años en Función del Ratio DC/AC, 500 kWac.....	22
Ilustración 7 - Producción Anual Promedio en Función del Ratio DC/AC, 25 MWac .....	22
Ilustración 8 - Producción Total en 25 años en Función del Ratio DC/AC, 25 MWac.....	23
Ilustración 9 - Rendimiento Específico en Función de Ratio DC/AC, 500 kWac .....	23
Ilustración 10 - Rendimiento Específico en Función de Ratio DC/AC con Reducción de Escala, 500 kWac .....	24
Ilustración 11 - Rendimiento Específico en Función de Ratio DC/AC, 25 MWac.....	24
Ilustración 12 - Rendimiento Específico en Función de Ratio DC/AC con Reducción de Escala, 25 MWac .....	25
Ilustración 13 – Costos de operación y mantenimiento a 25 años en función de ratio DC/AC, sistema de 500 kWac.....	25
Ilustración 14 – Costos de operación y mantenimiento a 25 años en función de ratio DC/AC para sistema de 25 MWac .....	26
Ilustración 15 - LCOE en Función de Ratio DC/AC, 500 kWac .....	27
Ilustración 16 - LCOE en Función de Ratio DC/AC en aumento, 500 kWac.....	27
Ilustración 17 - LCOE en Función de Ratio DC/AC, 25 MWac.....	28
Ilustración 18 - LCOE en Función de Ratio DC/AC en aumento, 25 MWac .....	28



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Cronograma de Actividades .....	20
---	----

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 – Ratio DC/AC.....	8
Ecuación 2 - Cálculo Simple del Costo Nivelado de la Electricidad.....	11

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Reporte PVsyst de Sistema de 500 kWac.....	37
Anexo 2: Reporte PVsyst de Sistema de 25 MWac.....	41
Anexo 3: Tabla Resumen de Datos Generados por PVsyst Sistema de 500 kWac.....	45
Anexo 4: Tabla Resumen de Datos Generados por PVsyst Sistema de 25 MWac.....	46
Anexo 5: Tabla Resumen de Datos Calculados para Sistema de 500 kWac .....	47
Anexo 6: Tabla Resumen de Datos Calculados para Sistema de 25 MWac.....	48

## I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red han crecido rápidamente en los últimos años, como parte del auge de las energías renovables. Debido a este crecimiento, surge también un desarrollo en el análisis para mejorar la eficiencia de estos sistemas, optimizar la funcionalidad y reducir el impacto en el costo de esta tecnología. En los sistemas fotovoltaicos existen dos potencias, porque los módulos generan en DC y la energía demandada es en AC, y es a partir de este hecho que surge el reto de encontrar una relación óptima entre estas dos potencias, llamada ratio DC/AC. Este ratio define la capacidad nominal que se instalará en corriente directa y corriente alterna. Inicialmente se diseñaba un sistema fotovoltaico con un ratio de 1.00 de manera que ambas potencias coincidieran, pero debido a que los módulos solares usualmente no alcanzan su potencia nominal por las condiciones de operación diferentes a las de laboratorio (Folsom Labs, 2016), se busca exceder la potencia DC con respecto a la AC para obtener mayor provecho de los inversores y así, mayor generación de energía manteniendo la misma capacidad AC.

Expertos en el área han comenzado a realizar estudios en busca de un ratio DC/AC óptimo. ABB, por ejemplo, realizó un estudio en el que analizó los paneles solares en tres ubicaciones (ciudades en Washington, Virginia y Nuevo México) con diferentes niveles de irradiancia y temperaturas utilizando ratios DC/AC entre 1.00 y 1.60. Simuló los efectos del sobredimensionamiento en el software SAM de NREL, calculando el LCOE y comparando los resultados con el rendimiento específico (la producción anual de energía del sistema por kWp) calculada en PVSyst (Zipp, Why array oversizing makes financial sense, 2018).

El presente informe tratará sobre la investigación de la optimización del ratio DC/AC para un sistema solar fotovoltaico en función de su ubicación. Para encontrar el ratio DC/AC óptimo se evaluará la generación de energía como parámetro técnico y el LCOE como variable financiera. Como objetivo principal se determinará el ratio DC/AC óptimo, técnica y financieramente, para un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en función de su ubicación geográfica, planteando una metodología aplicable para cualquier región de interés. Se elegirá San Pedro Sula como ubicación para la investigación.

Para lograr esto, se comenzará definiendo el concepto del ratio DC/AC como indicador técnico de un proyecto fotovoltaico. Luego se definirá cuáles serán las variables financieras que se tomarán en cuenta para definir el ratio DC/AC óptimo. Se graficará la curva de generación de energía en función del ratio DC/AC. Se descubrirá una relación entre el ratio DC/AC y las variables financieras que permita determinar el ratio óptimo para un sistema fotovoltaico. Por último, se determinará el ratio DC/AC óptimo para un sistema fotovoltaico en San Pedro Sula, Honduras.

El informe estará compuesto por cinco secciones adicionales a la introducción presente. Las secciones son las siguientes: Planteamiento del Problema, en la cual se presentarán antecedentes, definición y justificación del problema; Marco Teórico, esta sección es el condensado bibliográfico de toda información, temas y evidencias de segunda o tercera fuente que ayudará a enmarcar el problema a abordar; Metodología, sección en la cual se presentará todo el desarrollo de la investigación como los pasos que se seguirán; Resultados y Análisis; Conclusiones, realizadas hasta obtener resultados; y Recomendaciones, las cuales van de la mano con las conclusiones.

## **II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **2.1. PRECEDENTES DEL PROBLEMA**

Al momento de diseñar un sistema solar fotovoltaico, se deben elegir ciertos parámetros que definen el tamaño del sistema que se instalará. Uno de ellos es el ratio DC/AC. El problema con el ratio es que puede variar mucho según la preferencia del diseñador y no existe un valor estándar para todo sistema. A medida la tecnología se va desarrollando los precios bajan y el análisis para determinar los parámetros, como el ratio DC/AC, varía. Lo cual lo hace más difícil de determinar.

### **2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

En un sistema fotovoltaico, la energía generada por los módulos solares está en corriente directa (DC) y esta luego es convertida a corriente alterna (AC) por un inversor. Debido a ello, al momento de diseñar un sistema se debe considerar la potencia instalada en DC y la potencia instalada en AC. A pesar de que la lógica nos diría que la capacidad nominal de ambas potencias debe coincidir, en la realidad no es así porque los módulos usualmente no alcanzan su potencia nominal debido a las condiciones de operación y pérdidas en el sistema. Por lo cual se recurre a exceder la potencia DC con respecto a la potencia AC, para aprovechar al máximo la capacidad nominal de los inversores y así evitar tener cierto porcentaje de potencia AC instalada desperdiciada, que se traduciría a un desperdicio de capital.

El ratio DC/AC es la razón de diseño que define la potencia instalada en Corriente Directa y Corriente Alterna. Sin embargo, no existe un valor estándar. El ratio varía dependiendo del análisis técnico-financiero que se realice para cada proyecto y de las preferencias de quien lo diseñe. El reto es encontrar un ratio óptimo, técnica y financieramente, para un sistema fotovoltaico en función de su ubicación geográfica.

### **2.3. JUSTIFICACIÓN**

La generación de energía en un sistema fotovoltaico varía en función del ratio DC/AC. Por lo tanto, la rentabilidad del sistema también se verá afectado por el ratio. Es por ello por lo que determinar el ratio DC/AC de diseño para un sistema fotovoltaico es importante, para obtener los mayores beneficios técnicos y financieros.

## **2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN**

1. ¿Cómo varía la generación de energía en función del ratio DC/AC?
2. ¿Qué relación existe entre el LCOE y el ratio DC/AC en un proyecto de energía solar fotovoltaica?
3. ¿Cuál es el ratio DC/AC óptimo para un sistema fotovoltaico en San Pedro Sula, Honduras?

## **2.5. OBJETIVOS**

### 2.5.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar el ratio DC/AC óptimo, técnica y financieramente, para un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en función de su ubicación geográfica, planteando una metodología aplicable para cualquier región de interés.

### 2.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Definir el concepto del ratio DC/AC como indicador técnico de un proyecto fotovoltaico.
2. Definir cuáles serán las variables financieras que se tomarán en cuenta para definir el ratio DC/AC óptimo.
3. Graficar la curva de generación de energía en función del ratio DC/AC.
4. Descubrir una relación entre el ratio DC/AC y las variables financieras que permita determinar el ratio óptimo para un sistema fotovoltaico.
5. Determinar el ratio DC/AC óptimo para un sistema fotovoltaico en San Pedro Sula, Honduras.

### **III. MARCO TEÓRICO**

La presente investigación se centra en la energía solar fotovoltaica. Es importante describir, antes de proceder a la metodología, todos los conceptos y aspectos de un sistema fotovoltaico, tanto técnicos como financieros, para poder proceder al análisis del ratio DC/AC y el descubrimiento de una relación entre el ratio y las variables financieras implícitas en un sistema fotovoltaico.

#### **3.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

“La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar” (Carta & Calero, 2009).

La radiación solar es la emisión de energía al espacio procedente del Sol, en forma de ondas electromagnéticas (Carreras, 2019). La manera en que la radiación solar incide en la Tierra varía según su ubicación. Una forma de medirse es definiendo la irradiancia, que es la cantidad de potencia recibida por unidad de superficie, medida en Watts por metro cuadrado ( $W/m^2$ ). Esta es una variable importante en el diseño de sistemas fotovoltaicos.

Existen dos tipos principales de sistemas fotovoltaicos según su aplicación (Abella): sistemas aislados (o autónomos) y sistemas de conexión a red. A continuación, se hará una descripción de ambos sistemas. Los sistemas de conexión a red son los de interés para la presente investigación, por lo cual se hará una descripción a mayor profundidad sobre ellos.

##### **3.1.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS**

“Un sistema fotovoltaico autónomo (SFA) produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo” (Lamigueiro, 2018).

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas de red se utilizan para autoconsumo, ya sea para una vivienda aislada o una carga en específico. Generalmente estos sistemas son requeridos en ubicaciones rurales en donde no se tiene acceso a la energía eléctrica proveniente de la red nacional o en caso de aislar equipo de baja potencia.

### 3.1.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED

“En las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red la energía que se produce se utiliza íntegramente para la venta a la red eléctrica de distribución” (Energía solar fotovoltaica, 2019). También, los sistemas de conexión a red son para autoconsumo con energía generada por los módulos para disminuir el consumo de energía de la red, con venta de excedentes a la red.

Un sistema de conexión a red consiste en un arreglo de módulos solares, un inversor para convertir la energía producida en DC a AC y típicamente un transformador para conectar el sistema a la red (Faranda, Hafezi, Leva, Mussetta, & Ogliari, 2015).

#### 3.1.2.1. Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos tienen como función convertir la radiación solar que incide sobre él en electricidad. El panel está integrado por un conjunto de células fotovoltaicas que se conectan en serie y paralelo con el propósito de lograr, para una radiación dada, niveles determinados de tensión e intensidad eléctrica. Asimismo, la estructura del módulo proporciona resistencia mecánica y estanqueidad a las células, facilita la evacuación del calor de estas, incrementando así su rendimiento, y favorece la optimización de la captación de la radiación solar (Carta & Calero, 2009).

##### Angulo de Inclinación

Es el ángulo formado por el plano superficial del módulo respecto a la horizontal. Es muy importante orientar los módulos fotovoltaicos de manera que se obtenga la mayor potencia posible. Los módulos son más eficientes cuando están perpendiculares a los rayos del sol (Shareef, 2017) .

##### Acimut

En el diseño de un sistema fotovoltaico es esencial elegir la orientación de los módulos, definida por el acimut. El acimut solar es la medida angular que representa la dirección a la que se enfrentará un módulo solar inclinado o una matriz solar. Se mide comúnmente con referencia al norte o al sur verdadero (Howell, 2019).

### 3.1.2.2. Inversor para la Conexión a la Red

Los inversores desempeñan un papel crucial en cualquier sistema de energía solar y a menudo se consideran los cerebros de un proyecto, ya sea un sistema residencial de 2 kW o una planta de energía de 5 MW. La función básica de un inversor es "invertir" la salida de corriente continua (DC), de los módulos solares, en corriente alterna (AC) (Zipp, What is a solar inverter and how does it work?, 2018).

## 3.2. ESPECIFICACIONES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para todo proyecto de generación de energía se debe hacer un análisis técnico y financiero. Este análisis implica parámetros técnicos y variables financieras, que sirven tanto para el diseño del sistema como para una evaluación final del proyecto.

En un proyecto de estos el objetivo principal es alcanzar el máximo rendimiento energético y económico. Cada parte de un sistema fotovoltaico se debe elegir tomando en cuenta este objetivo. Bajo este mismo propósito, todos los parámetros técnicos y razones de diseño deben ser definidos para alcanzar el máximo rendimiento del sistema.

### 3.2.1. PARÁMETROS TÉCNICOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

En un sistema fotovoltaico existen parámetros técnicos de diseño.

#### 3.2.1.1. Capacidad Nominal DC

La capacidad nominal DC, o potencia nominal DC de un sistema fotovoltaico, es la potencia total instalada en módulos solares. Es obtenida multiplicando la cantidad de módulos por la potencia nominal del módulo. Por ejemplo, si se tienen quinientos módulos de trescientos Watts, la potencia DC total se calcularía de la siguiente manera:  $500 \times 325 \text{ W} = 162,500 \text{ W}$ .

#### 3.2.1.2. Capacidad Nominal AC

La capacidad nominal AC, o potencia nominal AC de un sistema fotovoltaico, es la potencia total instalada en inversores. Esta se obtiene al multiplicar la cantidad de inversores por la potencia nominal del inversor. Por ejemplo, si se tienen dos inversores de cincuenta kilowatts, la potencia AC total se calcularía de la siguiente manera  $= 2 \times 50 \text{ kW} = 100 \text{ kW}$ .



### 3.2.1.3. Ratio DC/AC

#### Concepto

A partir de la existencia de una potencia en AC y una potencia en DC en un sistema fotovoltaico surge el ratio DC/AC como razón de diseño para los sistemas indicando la relación numérica entre ambas capacidades (Woodcock, 2013). Se calcula dividiendo la potencia nominal DC (el numerador) entre la potencia nominal AC (el denominador), como se presenta en la ecuación a continuación:

$$\text{Ratio DC/AC} = \frac{P_{DC} [kW]}{P_{AC} [kW]}$$

#### **Ecuación 1 – Ratio DC/AC**

Fuente (solaredge, 2016)

Siguiendo un razonamiento inicial para un escenario ideal, se esperaría que la capacidad nominal de ambas potencias coincidiera, resultando en un ratio DC/AC de 1.00, para convertir el cien por ciento de la capacidad nominal DC en AC. El problema es que, en la realidad usualmente los módulos no logran alcanzar su capacidad nominal. Esto se debe principalmente a que esta potencia procede del dato de placa obtenido en laboratorios bajo condiciones estándar de prueba, STC (por sus siglas en inglés), bajo las cuales se prueba generalmente un módulo en un laboratorio.

A continuación, se enlistan otras varias razones por las cuales los módulos no alcanzan su capacidad nominal (SMA) :

1. No se cuenta con los valores de irradiancia necesarios
2. La temperatura ambiente es muy alta
3. Contaminación de los módulos
4. El ángulo de incidencia de los rayos solares en el módulo varía
5. Degradación de los módulos
6. Otras pérdidas en el sistema, como por cableado

Por estas razones, surge la tendencia de sobredimensionar la capacidad nominal DC con respecto a la capacidad nominal AC. De esta manera, se alcanza la potencia máxima más temprano en la mañana y el sistema genera energía por más tiempo al final del día (Solar

Choice Staff, 2017). El objetivo es aprovechar al máximo la capacidad de los inversores, aumentando la potencia nominal DC y así generar más energía (solaredge, 2016).

Sin embargo, recientemente surge una nueva tendencia a sobredimensionar aún más la capacidad nominal DC resultando en ratios DC/AC más elevados. Debido a la caída de precios de los módulos y al desarrollo tecnológico reflejado en su eficiencia. Con menor costo por módulo, resulta rentable adquirir más módulos y obtener más generación de energía (Fiorelli & Zuercher-Martinson, 2013).

Los inversores cuentan con la tecnología necesaria para actuar cuando la potencia DC de entrada es mayor a su potencia nominal. Esto consiste en reducir la corriente DC de entrada, aumentando el voltaje DC y así deja de trabajar en su punto de máxima potencia. Si pudiese existir un límite para el sobredimensionamiento del ratio DC/AC determinado por la corriente máxima de corto circuito del inversor ( $I_{sc}$  del inversor) (Advanced Energy, 2012). La corriente máxima del arreglo solar no debería de sobrepasar la corriente de cortocircuito del inversor.

#### Parámetros Implícitos en la Determinación del Ratio DC/AC (técnicos y geográficos)

El ratio óptimo depende del clima local, la orientación de los módulos solares y su inclinación, el desempeño del inversor y de los costos de los módulos e inversores (Faranda, Hafezi, Leva, Mussetta, & Ogliari, 2015).

#### 3.2.1.4. Producción Anual Promedio

Generalmente un proyecto de generación de energía solar fotovoltaica está proyectado para un periodo de tiempo de un rango de entre veinte y treinta años. La producción anual promedio es el promedio anual de energía generada durante la vida útil, entre veinte y treinta años, del proyecto.

Su cálculo está basado en obtener la generación total a lo largo de la vida útil del proyecto (usualmente de veinticinco años) para luego dividir ese valor en veinticinco, o cual sea la cantidad de años para los cuales se proyecta el sistema.

### 3.2.1.5. Rendimiento Específico

El rendimiento específico (kWh / kWp) es una de las métricas de rendimiento más utilizadas para sistemas solares de todos los tamaños. Se utiliza para comparar diferentes ubicaciones, analizar diferentes diseños o evaluar el estado de una matriz. El rendimiento específico se refiere a cuánta energía (kWh) se produce por cada kWp de capacidad del módulo en el transcurso de un año típico o real (Zhang, 2017).

Sus unidades de medición son usualmente kilowatt-hora entre kilowatt-pico (kWh/kWp). Tal como su definición lo menciona, se calcula dividiendo la energía total generada entre la capacidad nominal DC instalada del sistema. Este parámetro es de utilidad para evaluar el rendimiento técnico del sistema.

### 3.2.2. VARIABLES FINANCIERAS

Las variables financieras permiten evaluar la factibilidad de un proyecto de un sistema solar fotovoltaico. A continuación, se definen las variables elegidas para la presente investigación, que serán analizadas posteriormente en la metodología.

#### 3.2.2.1. Costo de Capital

El costo de capital es la inversión necesaria para poner en marcha el proyecto. Este costo incluye los módulos fotovoltaicos, los inversores, accesorios DC, resto de materiales (DC y AC).

#### 3.2.2.2. Costo Específico de Capital

Costo específico de capital se refiere al costo por unidad de potencia DC instalada ( $\$/W_p$ ). Se calcula dividiendo el costo de capital de un proyecto entre la capacidad nominal DC instalada. Esto de una referencia del costo de tener un Watt instalado.

#### 3.2.2.3. Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE)

El LCOE, por sus siglas en inglés, es lo que cuesta producir un kilowatt-hora para el proyecto bajo evaluación. "El costo nivelado de la electricidad (LCOE) en la producción de energía eléctrica puede definirse como el valor presente del precio de la energía eléctrica producida (generalmente expresada en unidades de centavos por kilovatio hora), considerando la vida económica de la planta y los costos incurridos en la construcción, operación y mantenimiento, y los costos de combustible" (Ragheb, 2017). Es una variable financiera evaluada en los

proyectos de generación de energía a base de diferentes tecnologías de conversión. Está basado en la siguiente fórmula:

$$LCOE = \sum_{i=1}^{25} \frac{CC_i [\$] + O\&M_i [\$] + Fuel\ Cost_i [\$]}{Energía_i [kWh]}$$

### **Ecuación 2 - Cálculo Simple del Costo Nivelado de la Electricidad**

Fuente (Ragheb, 2017)

Utilizando el cálculo simple del costo nivelado de la electricidad (Ecuación 2), se observa que en el numerador se ubica el costo y en el denominador se ubica la energía generada. Dentro del costo se incluye el costo de capital, costo de operación y mantenimiento y costo de combustible. Cada valor presente en esta división está proyectado para el periodo de tiempo de vida útil del proyecto.

#### **Operación & Mantenimiento**

Este es el costo por operar la planta y darles el mantenimiento necesario a los equipos eléctricos. En un sistema fotovoltaico, el costo principal se debe a la constante limpieza de los módulos fotovoltaicos.

#### **Costo de Combustible**

El costo de combustible en un sistema fotovoltaico es nulo. El "combustible" de un sistema solar fotovoltaico es la radiación solar, por lo cual es gratis.

## **IV. METODOLOGÍA**

En esta sección se presenta la metodología empleada para el desarrollo de esta investigación. Se describen los pasos del trabajo desarrollado para la obtención de los resultados deseados y todas las consideraciones propias de la investigación.

### **4.1. ENFOQUE**

El tema de investigación será abordado desde un enfoque cuantitativo. La metodología empleada tendrá una perspectiva cuantitativa que permita obtener resultados cuantitativos.

### **4.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN**

A continuación, se presentan las variables en estudio para la presente investigación. Estas se dividen en variables dependientes e independientes.

#### **4.2.1. VARIABLES INDEPENDIENTES**

1. Potencia DC
2. Potencia AC
3. Irradiancia

Los módulos solares de un sistema fotovoltaico generan energía en corriente directa, es por ello por lo que debe ser convertida a corriente alterna para ser inyectada a la red. Es por esta razón, que en un sistema fotovoltaico existen dos potencias instaladas. La potencia instalada en DC, o capacidad nominal DC, y la potencia instalada en AC, o capacidad nominal AC. Estas dos variables son el corazón de la presente investigación, es con ellas que surge el problema de investigación.

La irradiancia es propia de la ubicación geográfica elegida para la instalación del sistema fotovoltaico y toma un rol importante en la optimización del ratio DC/AC.

#### **4.2.2. VARIABLES DEPENDIENTES**

1. Ratio DC/AC
2. Energía
3. LCOE

El ratio DC/AC varía en función de la potencia DC y la potencia AC. Sin embargo, la potencia AC se mantendrá constante mientras que se variará la potencia DC. El LCOE es la variable más importante para la presente investigación. Además, se evaluará la energía, como variable técnica. Estas dos anteriores variarán en función del ratio DC/AC y se ven afectadas también por la irradiancia.

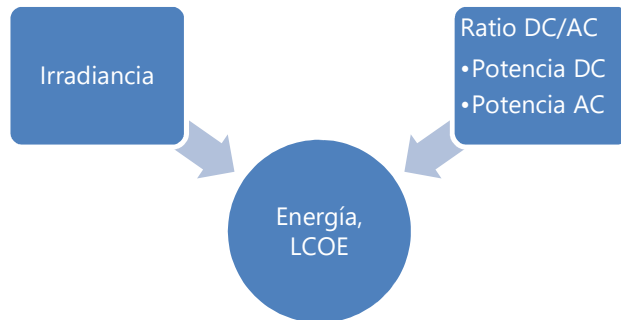


Ilustración 1 – Relación Entre Variables de Investigación

Fuente: (Elaboración Propia)

### 4.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

Para el desarrollo de la investigación presente, se realiza una búsqueda de información referente al tema respectivo, haciendo uso de la web para encontrar artículos, libros y sitios de internet.

Además, como herramienta principal para el desarrollo de esta investigación se utilizó PVSyst para crear modelos de un sistema fotovoltaico y correr simulaciones. Posteriormente, se desarrolla una recopilación de datos obtenidos el software para presentar resultados y conclusiones.

PVSyst (logotipo presentado en la ilustración 2) es un software para computadores personales utilizado para estudios, dimensionamiento y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos completos. Trata con sistemas conectados a la red, autónomos, de bombeo y de red de corriente continua (de transmisión), además incluye extensas bases de datos de componentes de sistemas fotovoltaicos y meteorológicos, así como herramientas generales de energía solar.

Este software está orientado a las necesidades de arquitectos, ingenieros e investigadores. También es muy útil para la formación educativa (Wegeneve, 2019).



Ilustración 2 – Logo de Software de Modelación, PVsyst

Fuente: (Wegeneve, 2019)

#### **4.4. METODOLOGÍA DE ESTUDIO**

##### 4.4.1. BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN

Inicialmente se realizó la búsqueda de información necesaria para conocer y definir los conceptos referentes al tema de investigación. En el marco teórico se describe la energía solar fotovoltaica y todas las especificaciones referentes a un sistema fotovoltaico.

##### 4.4.2. DETERMINAR VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Para proceder al desarrollo de la investigación, antes se deben determinar las variables que estarán siendo evaluadas. Como variables independientes se eligen la potencia nominal AC y la potencia nominal DC. Estos son los dos parámetros centrales de la investigación. Surge una tercera variable independiente, la irradiancia, la cual corresponde a la ubicación geográfica específica de la investigación. Como variables dependientes se eligen el ratio DC/AC, la energía generada y el LCOE. En base a estas variables se presentarán resultados y se establecerán conclusiones.

##### 4.4.3. SIMULACIONES EN PVSYST

Entre los objetivos específicos se encuentra el de descubrir cómo cambia la generación de energía en un sistema fotovoltaico en función del ratio DC/AC. Para lograrlo, se crearon diferentes escenarios para luego correr simulaciones en PVsyst para cada uno de ellos. Primero se determinan algunas especificaciones básicas y comunes para todos los escenarios. Estas son: ubicación geográfica, ángulo de inclinación, azimut, sector energético, capacidad nominal

AC. Segundo, para hacer un análisis de sensibilidad, se determina la variación numérica para el ratio DC/AC.

#### 4.4.3.1. Especificaciones Comunes

##### Ubicación Geográfica

La ubicación geográfica es un factor importante porque determina el nivel de irradiancia que recibirán los módulos, así como la temperatura del sitio y otros factores climáticos. Para esta investigación se eligió San Pedro Sula, Honduras, como sitio de interés. Sin embargo, esta metodología es replicable para cualquier otra ubicación.

##### Angulo de Inclinación

El ángulo de inclinación puede ser determinado por la inclinación que tenga el techo en donde se instalen los módulos, en caso de que el sistema sea sobre techo, o puede ser elegido en base al ángulo de inclinación óptimo para la ubicación geográfica del sistema, en caso de ser a nivel de suelo. En el caso de San Pedro Sula, este es de quince (15) grados.

Para la presente investigación se eligió un ángulo de inclinación de quince grados para un sistema analizado sobre terreno (a nivel del suelo).

##### Azimut

Si el sistema fotovoltaico es instalado sobre techo, entonces el azimut es determinado por la orientación del techo. Sin embargo, existe un azimut óptimo para toda ubicación geográfica dependiendo del hemisferio en que se encuentre. San Pedro Sula se encuentra en el hemisferio norte, por lo tanto, la orientación elegida es hacia el sur (el azimut es determinado según la referencia que utiliza PVsyst).

##### Sector Energético

Esta investigación está orientada para ser aplicada en el sector industrial. Se buscará el ratio DC/AC óptimo para parques generadores solares en donde toda la energía generada sea exportada a la red, aunque la metodología puede ser aplicada tanto en el sector comercial como el residencial con ajustes necesarios según el patrón de consumo de cada sistema.



#### Capacidad Nominal AC

La capacidad nominal AC se mantendrá constante para cada modelo. Se estudiarán dos modelos de capacidades distintas, con potencias de 0.5 MWac y 25 MWac respectivamente. El inversor elegido en cada modelo será el mismo para cada simulación realizada.

#### 4.4.3.2. Análisis de Sensibilidad

##### Ratio DC/AC

En cada modelo, se realizarán escenarios con ratios DC/AC diferentes partiendo de 1.00 hasta llegar a 2.00, con una variación de 0.05. Esto resulta en veintiún escenarios (simulaciones) para cada modelo.

##### Capacidad Nominal DC

Se elige una potencia específica para cada escenario dependiendo del ratio correspondiente para ese escenario. La potencia DC será igual al producto resultante de multiplicar el ratio por la potencia AC. Por ejemplo, si el ratio es de 1.5 y la potencia AC es de 1 MWac, entonces la potencia DC es igual a 1.5 MWp.

El módulo fotovoltaico elegido en cada modelo será el mismo para cada simulación realizada.

#### 4.4.3.3. Realización de Simulaciones

Habiendo elegido todos los parámetros anteriores se procede a correr simulaciones para cada ratio para obtener la energía generada por el sistema en cada escenario durante la vida útil del proyecto, que es de veinticinco años. Al obtener este dato, se realiza una tabla en donde se resume esta información para luego crear una gráfica de los resultados.

Para comprobar los resultados obtenidos, se crean dos modelos. El primer modelo consta de una potencia nominal AC de 500 kWac. Se eligió un módulo Canadian Solar de 340 W, bajo condiciones STC (CanadianSolar, 2018) y un inversor SMA de 500 kW (SMA). Se crearon escenarios bajo estas condiciones, variando solamente la potencia nominal DC para obtener ratios desde 1.00 hasta 2.00. El primer obstáculo encontrado fue que PVsyst no permitió seguir aumentando la potencia DC, debido a que la potencia máxima del arreglo era mayor a la potencia máxima del inversor y excedía el límite configurado de porcentaje de pérdidas por sobrecarga del inversor. Por lo tanto, se intentó seguir aumentando el ratio utilizando otro

inversor que soportara la potencia del arreglo y se incrementó el límite de pérdidas. Se eligió un inversor Schneider Electric de 500 kW.

Inicialmente se esperaba que la curva de energía en función del ratio DC/AC fuese una parábola vertical abierta hacia abajo, pero se obtuvo un resultado diferente a este. Así que se optó por analizar el rendimiento específico, como variable adicional además de la energía, en función del ratio DC/AC y se obtuvieron resultados que cumplieron con la expectativa de la relación entre el ratio con el rendimiento técnico de un sistema fotovoltaico.

El segundo modelo consta de una potencia nominal AC de 25 MWac. Se eligió un módulo Jinkosolar de 350 W y un inversor SMA 2500 kW. En este caso si se pudo simular cada escenario dentro del rango del ratio DC/AC previamente establecido. Para todo lo demás, se siguió el mismo procedimiento del modelo anterior. En los Anexos 3 y 4 se encuentran todos los datos resumidos obtenidos de las simulaciones para ambos modelos.

#### 4.4.4. ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO

Habiendo realizado las simulaciones en PVsyst y obtenidos los datos necesarios, se procede a trabajar con esos datos para el resto de los cálculos y análisis.

##### 4.4.4.1. Obtener Rendimiento Específico

El rendimiento específico fue obtenido de distintas maneras. La primera consistió en hacer simulaciones de un año para cada escenario y así PVsyst arroja el rendimiento específico entre los resultados de la simulación. Sin embargo, como el análisis de la investigación implica toda la vida útil del proyecto, luego se procedió a obtener la producción anual promedio de cada escenario para dividirlo entre la potencia DC del escenario respectivo y así llegar al rendimiento específico. Una tercera forma es obtener la generación a lo largo de los veinticinco años de vida útil y dividirla por la potencia DC del sistema.

##### 4.4.4.2. Obtener Costo Específico de Capital y O&M

Antes de calcular el LCOE para cada escenario se necesita el costo específico de capital. Esta información fue proporcionada por un experto en el tema. Así como también el costo de operación y mantenimiento para cada escenario.

### Costo Específico de Capital

A continuación, en las ilustraciones 3 y 4 se muestra el costo específico de capital para ambos modelos, de 500 kWac y 25 MWac respectivamente, según el ratio para cada escenario

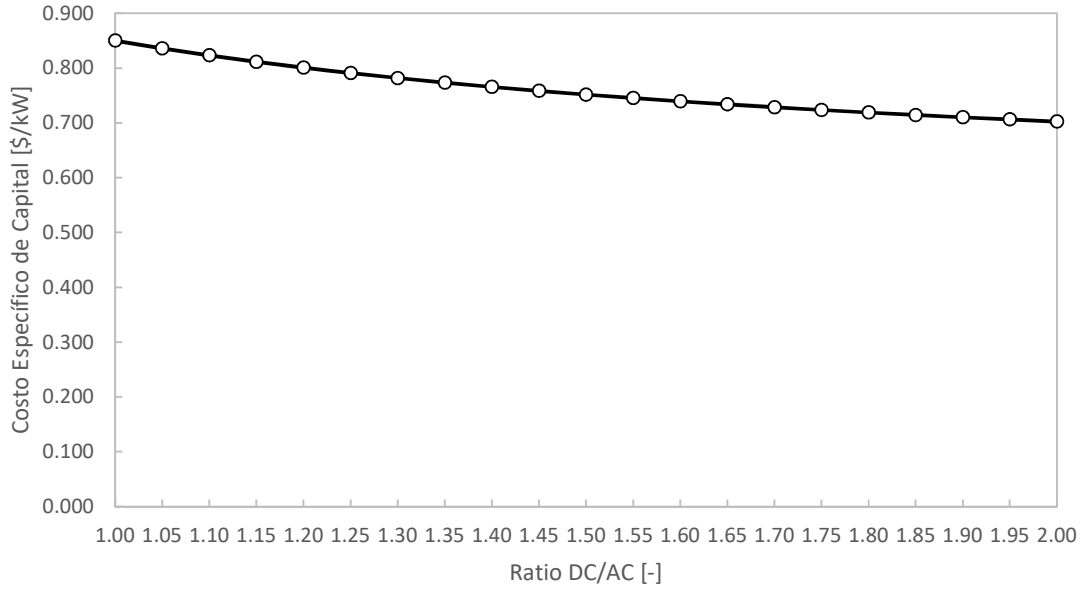


Ilustración 3 - Costo Específico de Capital en Función de Ratio DC/AC, Sistema 500 kWac

Fuente: (Elaboración Propia)

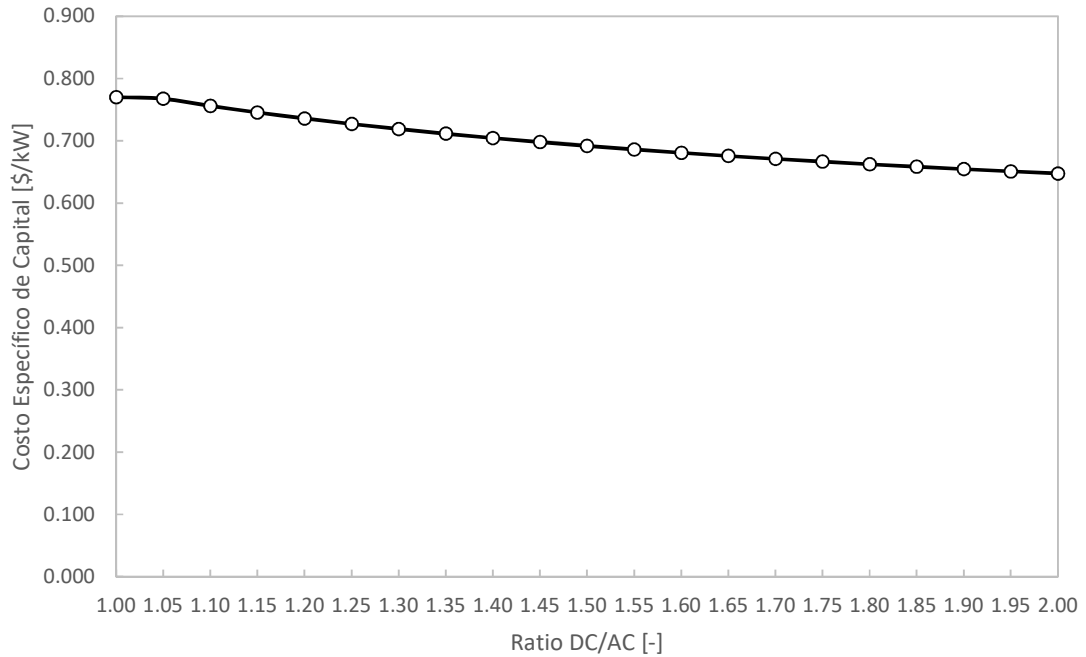


Ilustración 4 - Costo Específico de Capital en Función de Ratio DC/AC, Sistema 25 MWac

Fuente: (Elaboración Propia)

#### 4.4.4.3. Calcular LCOE para cada ratio

Calcular el LCOE es el paso final de esta investigación. Al tener el costo específico de capital se calculó el costo de capital para cada escenario. Luego, basándose en la ecuación 1 de Cálculo Simple del LCOE presentada anteriormente, se suma el costo de capital con el costo de operación y mantenimiento, y esto se divide entre la energía generada. Esta operación se realiza para cada escenario.

### 4.5. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

En la Tabla 1 se presentan las actividades desarrolladas para la realización del proyecto de investigación.

Tabla 1 – Cronograma de Actividades

Actividad	Tiempo [semanas]									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Introducción a la clase y reconocimiento de principales objetivos	x									
Definición del proyecto de mejora o tema de investigación.		x	x							
Título, objetivos y estructura del informe			x	x	x					
Planteamiento del problema a investigar.				x	x					
Elaboración de marco teórico				x			x	x		
Desarrollo de metodología de estudio				x	x	x				
Resultados y análisis							x	x		
Conclusiones y recomendaciones								x	x	
Introducción y resumen								x	x	
Informe y presentación									x	
Pre-defensa										x

Fuente: (Elaboración Propia)

## V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 5.1. LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DEL RATIO DC/AC

A continuación, se presentan las gráficas de energía generada en función del Ratio DC/AC para ambos modelos. En ambos sistemas la generación sigue el mismo comportamiento. Se puede observar que a medida se aumenta el ratio, aumenta la generación, pero disminuye la pendiente, hasta volverse constante. En Anexos 5 y 6 se encuentran resumidos los datos calculados para ambos modelos, 500 kWac y 25 MWac.

#### 5.1.1. SISTEMA DE 500 KWAC

En la ilustración 5 se observa la generación de energía anual promedio para un sistema de 500 kWac. Se observa el comportamiento mencionado previamente, sin embargo, al llegar a un ratio de 2 aún no se puede determinar un valor constante de generación. Lo cual indica que podría seguir aumentando la generación.

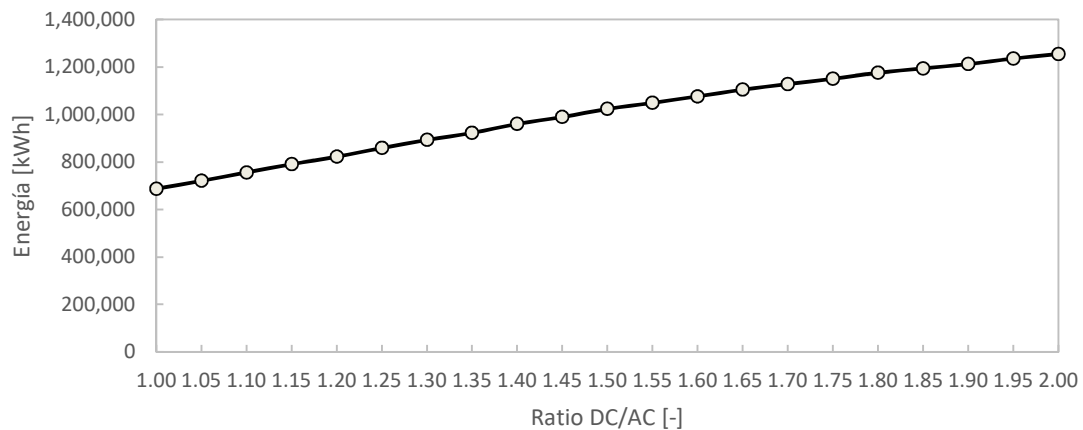


Ilustración 5 - Producción Anual Promedio en Función de Ratio DC/AC, 500 kWac

Fuente: (Elaboración Propia)

En la ilustración 6 se puede observar el mismo comportamiento de la curva de generación de energía para la producción total durante un periodo de veinticinco años.

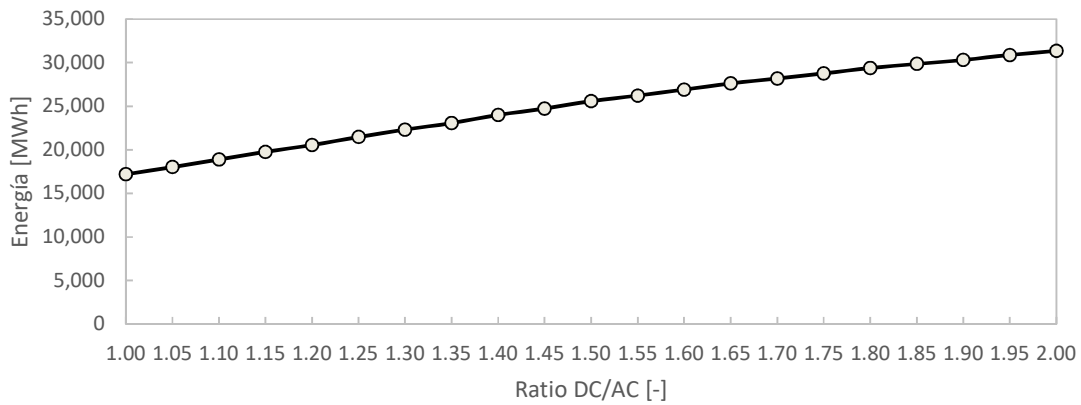


Ilustración 6 - Producción Total en 25 años en Función del Ratio DC/AC, 500 kWac

Fuente: (Elaboración Propia)

### 5.1.2. SISTEMA DE 25 MWAC

Para el sistema de veinticinco megawatts se puede observar el mismo comportamiento identificado en el sistema de quinientos kilowatts en ambos casos, tanto la generación promedio anual como la total en veinticinco años, mostrado en las ilustraciones 7 y 8 respectivamente.

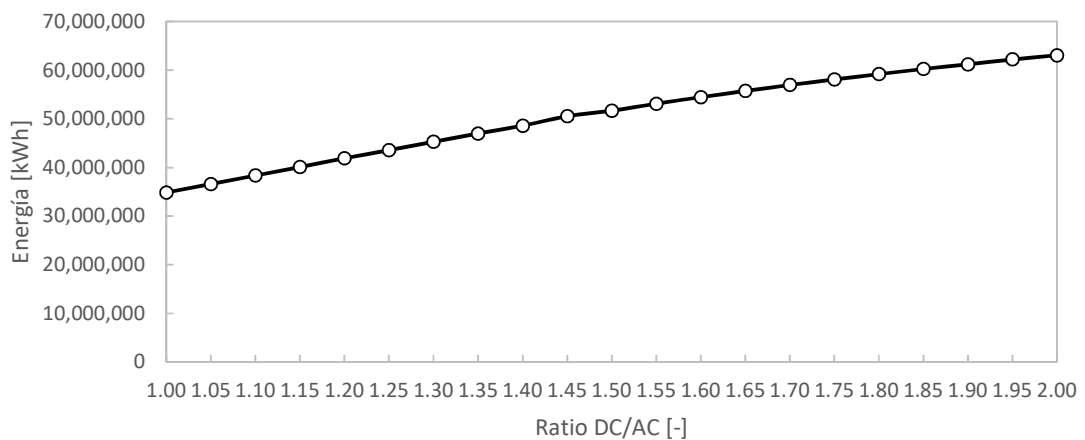


Ilustración 7 - Producción Anual Promedio en Función del Ratio DC/AC, 25 MWac

Fuente: (Elaboración Propia)

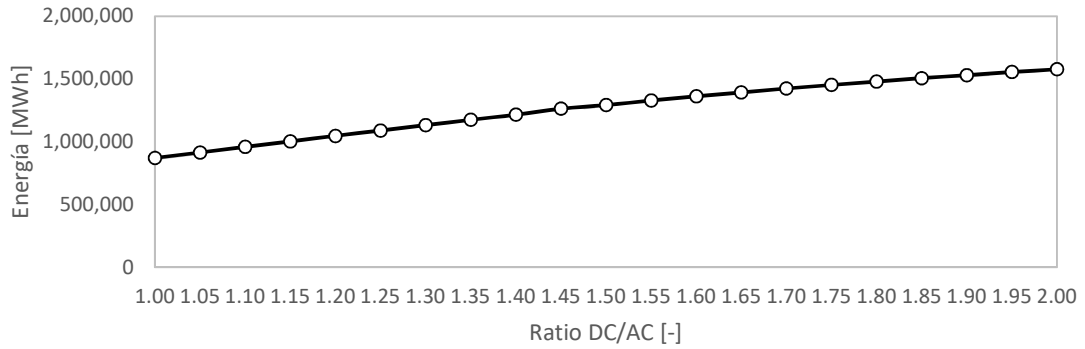


Ilustración 8 - Producción Total en 25 años en Función del Ratio DC/AC, 25 MWac

Fuente: (Elaboración Propia)

## 5.2. RENDIMIENTO ESPECÍFICO

El rendimiento específico tiene un comportamiento contrario al de la generación. Inicialmente el rendimiento específico se mantiene constante a medida el ratio DC/AC aumenta, hasta que comienza a disminuir.

### 5.2.1. SISTEMA DE 500 kWac

En la ilustración 9 se puede observar el comportamiento descrito anteriormente para un sistema de quinientos kilowatts.

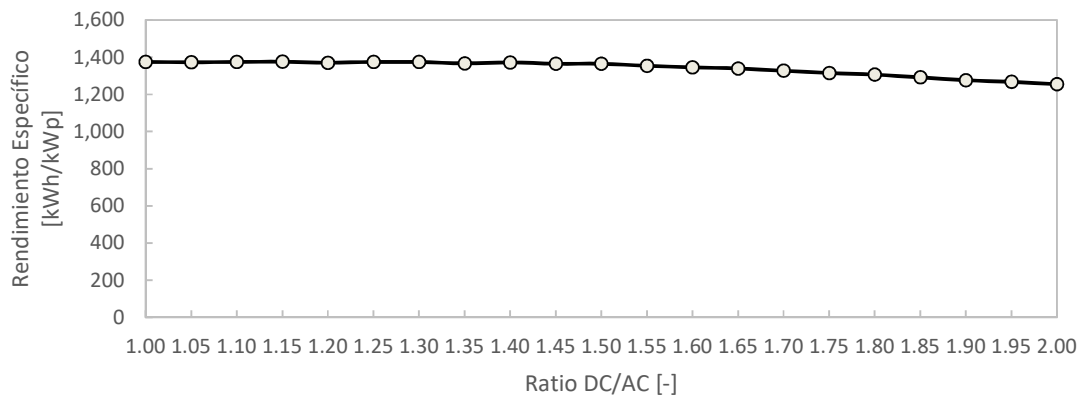


Ilustración 9 - Rendimiento Específico en Función de Ratio DC/AC, 500 kWac

Fuente: (Elaboración Propia)



En la ilustración 10 se presenta la misma gráfica con una escala más reducida logrando un aumento visual de la curva para así poder identificar más claramente el mismo comportamiento antes descrito.

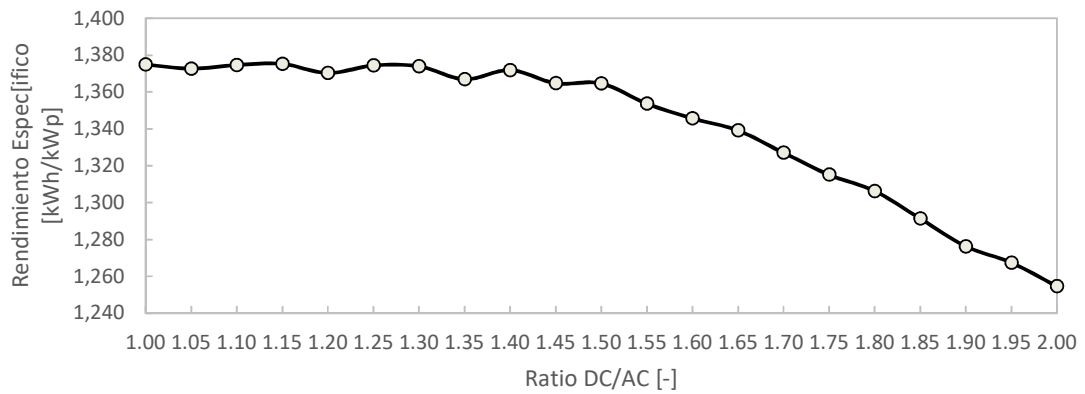


Ilustración 10 - Rendimiento Específico en Función de Ratio DC/AC con Reducción de Escala, 500 kWac

Fuente: (Elaboración Propia)

### 5.2.2. SISTEMA DE 25 MWAC

Para el sistema de veinticinco megawatts se presenta el mismo comportamiento, mostrado en las ilustraciones 11 y 12.

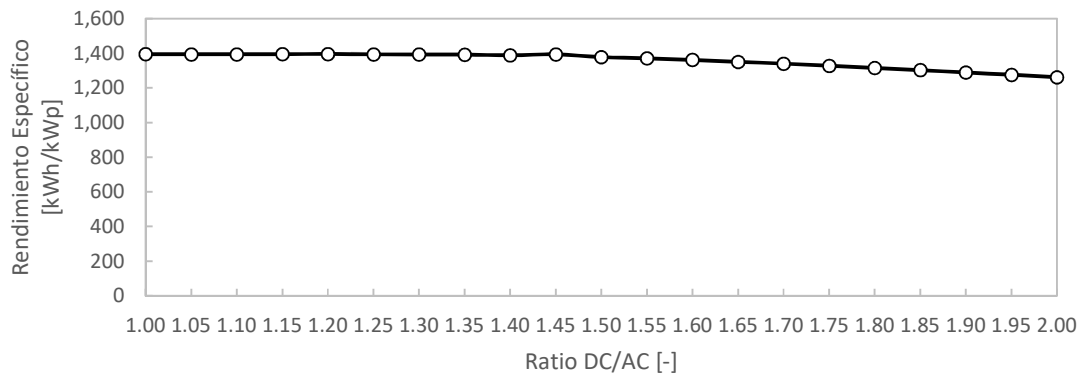


Ilustración 11 - Rendimiento Específico en Función de Ratio DC/AC, 25 MWac

Fuente: (Elaboración Propia)

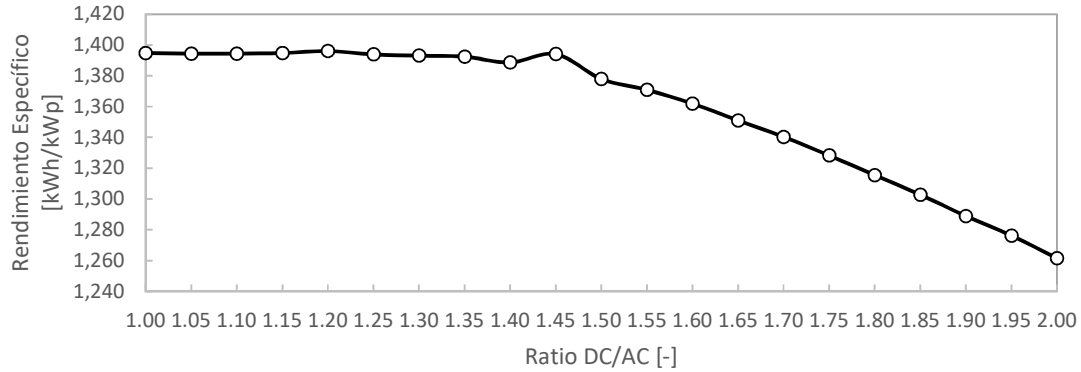


Ilustración 12 - Rendimiento Específico en Función de Ratio DC/AC con Reducción de Escala, 25 MWac

Fuente: (Elaboración Propia)

### 5.3. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento aumentan linealmente a medida el ratio DC/AC aumenta. En las ilustraciones 13 y 14 se puede observar este comportamiento, para los sistemas de quinientos kilowatts y veinticinco megawatts, respectivamente.

#### 5.3.1. SISTEMA DE 500 kWAC

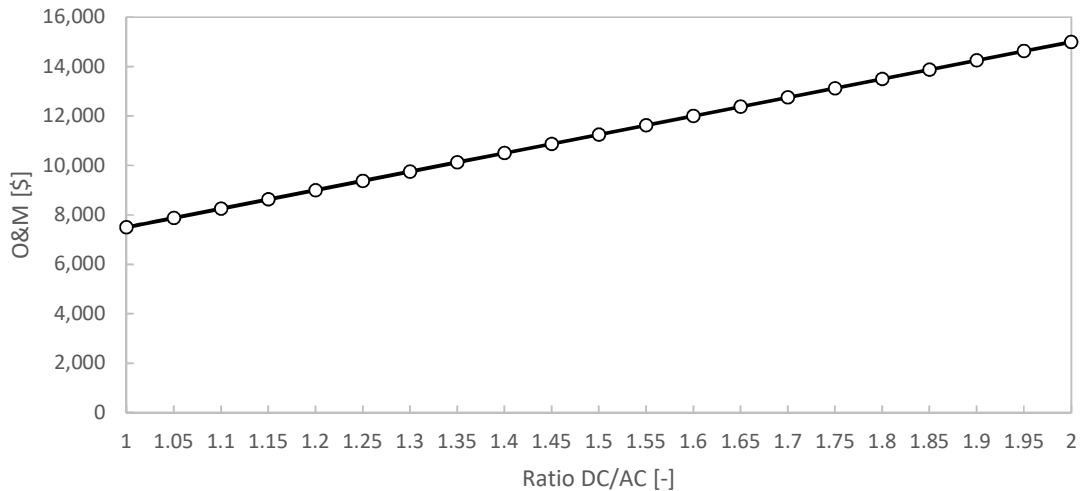


Ilustración 13 – Costos de operación y mantenimiento a 25 años en función de ratio DC/AC, sistema de 500 kWac

Fuente: (Elaboración Propia)

### 5.3.2. SISTEMA DE 25 MWAC

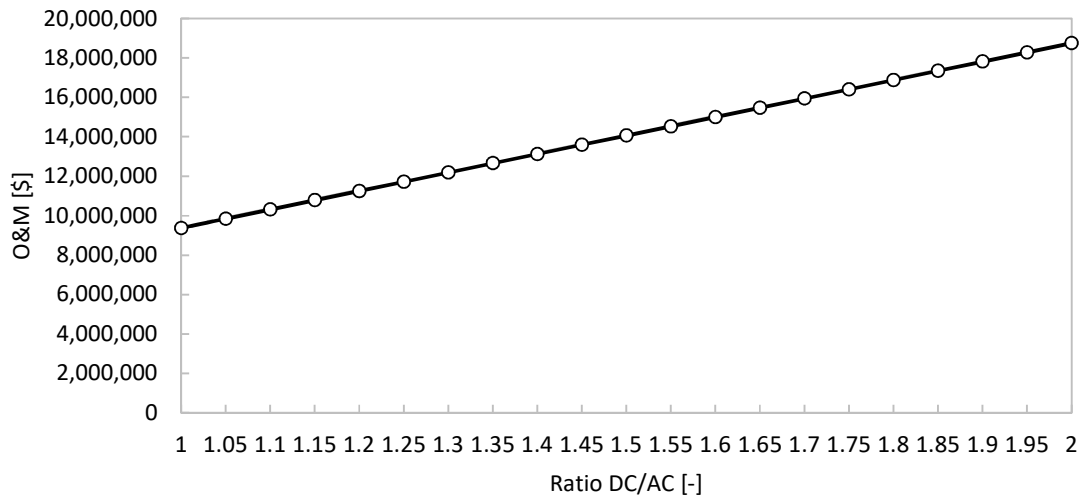


Ilustración 14 – Costos de operación y mantenimiento a 25 años en función de ratio DC/AC para sistema de 25 MWac

Fuente: (Elaboración Propia)

### 5.4. COSTO NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE)

A continuación, se presentan los resultados de mayor importancia para la presente investigación, ya que son los que permitirán llegar a una conclusión sobre cuál es el ratio óptimo. La curva resultante es una parábola cóncava hacia arriba.

Estas gráficas surgen como resultado de una combinación de las gráficas presentadas anteriormente, ya que en el cálculo del LCOE se incluye la generación de energía, el costo específico de capital y rendimiento específico, implícitamente, y el costo de operación y mantenimiento.

#### 5.4.1. SISTEMA DE 500 KWAC

En la ilustración 15 se presenta el LCOE en función del ratio para el sistema de quinientos kilowatts. Seguido, en la ilustración 16 se muestra la misma curva con una escala en el eje y más reducida logrando un aumento visual.

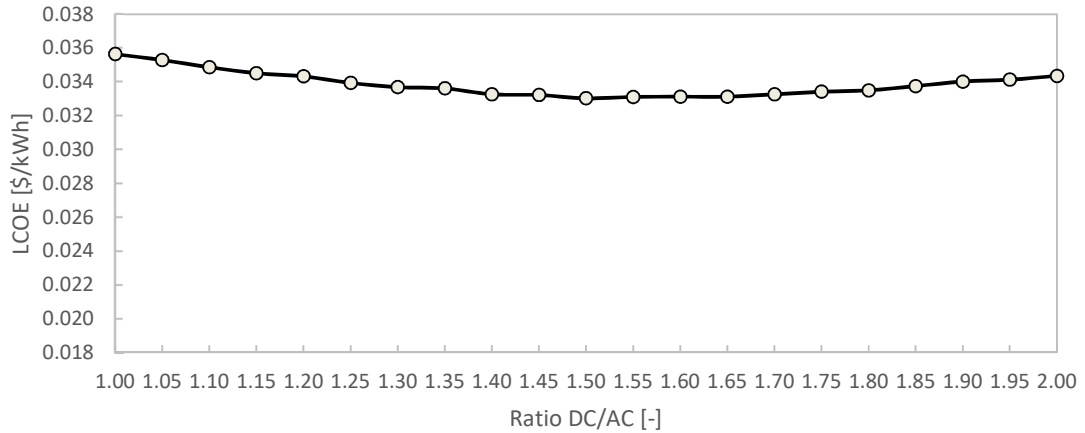


Ilustración 15 - LCOE en Función de Ratio DC/AC, 500 kWac

Fuente: (Elaboración Propia)

En la ilustración 16 a continuación se puede observar claramente que el vértice de la parábola corresponde a un ratio de 1.50. A partir de este punto, como se observa en las ilustraciones presentadas anteriormente, la generación de energía y el rendimiento específico comienzan a disminuir mientras que el costo de operación y mantenimiento sigue aumentando. Esto hace que el LCOE comienza a incrementar, porque los costos aumentan cada vez más mientras que la generación disminuye cada vez más.

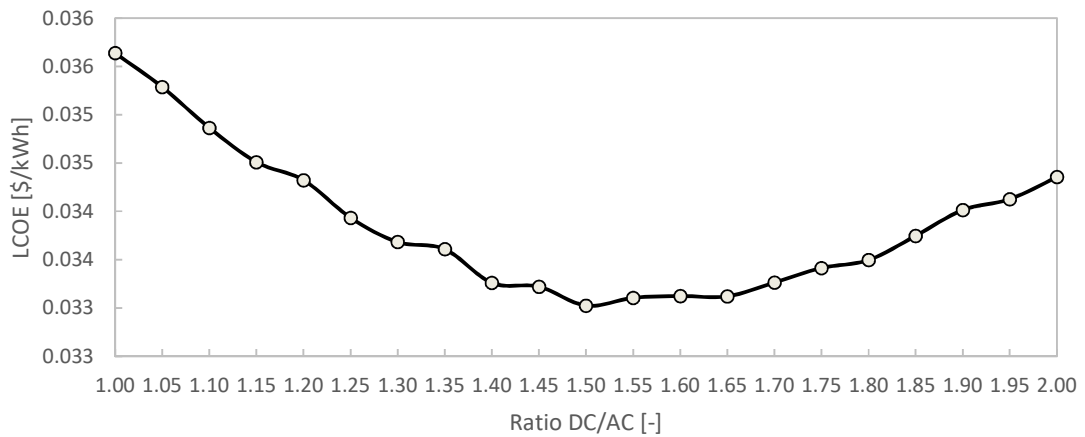


Ilustración 16 - LCOE en Función de Ratio DC/AC en aumento, 500 kWac

Fuente: (Elaboración Propia)

### 5.4.2. SISTEMA DE 25 MWAC

En la ilustración 17 se presenta el LCOE en función del ratio para el sistema de veinticinco megawatts. Seguido, en la ilustración 18 se muestra la misma curva con una escala en el eje y más reducida logrando un aumento visual.

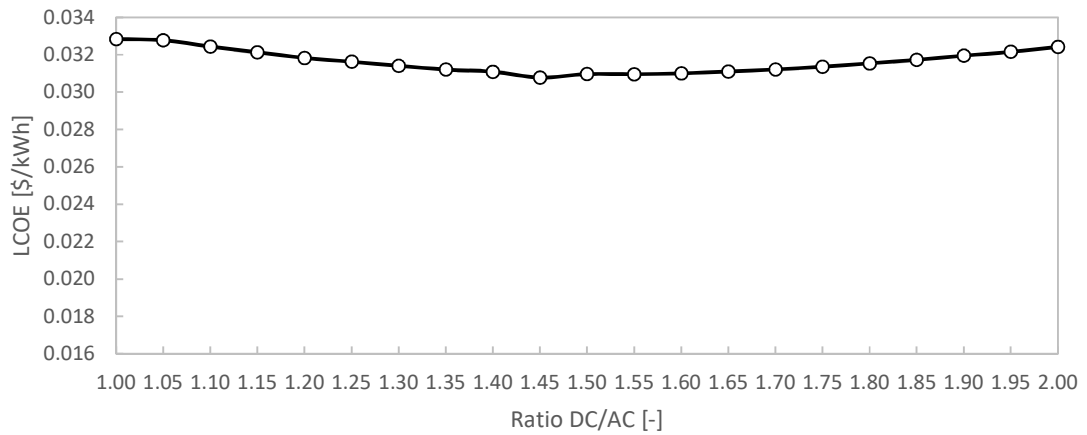


Ilustración 17 - LCOE en Función de Ratio DC/AC, 25 MWac

Fuente: (Elaboración Propia)

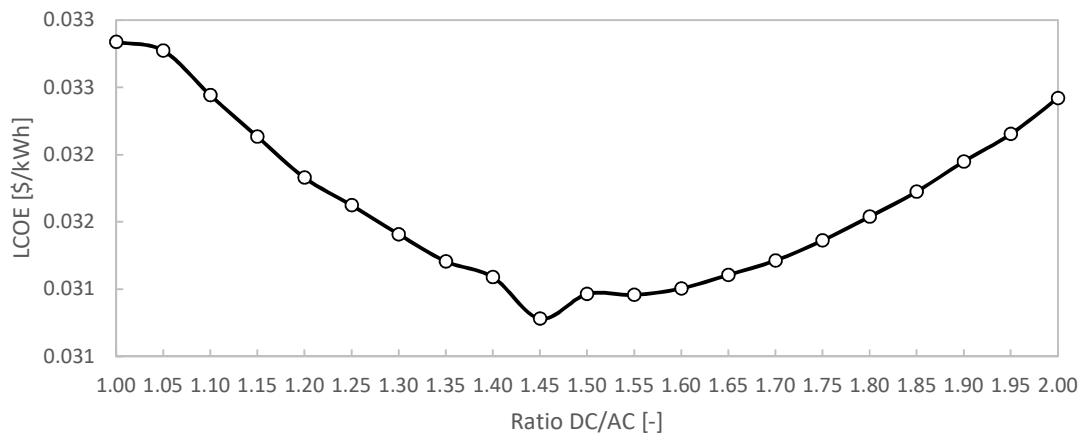


Ilustración 18 - LCOE en Función de Ratio DC/AC en aumento, 25 MWac

Fuente: (Elaboración Propia)

## **5.5. EL RATIO DC/AC ÓPTIMO PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN SAN PEDRO SULA, HONDURAS.**

El ratio DC/AC óptimo bajo el análisis de la presente investigación es aquel con el cual se obtiene el menor LCOE. Esto significa que con ese ratio, obtenemos el costo más bajo de generación de un kilowatt-hora, lo cual hace más atractivo financieramente al proyecto.

Según las gráficas de LCOE en función de Ratio DC/AC y siguiendo el análisis descrito previamente, el ratio óptimo está entre 1.45, resultado obtenido del sistema de 25 MWac, y 1.50, obtenido del sistema de 500 kWac. En Anexos 1 y 2 se encuentran los reportes de PVSyst de estas dos simulaciones.

## VI. CONCLUSIONES

La investigación presentada ha logrado determinar el ratio DC/AC óptimo desde un punto de vista técnico y financiero para un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en función de su ubicación geográfica. El ratio óptimo fue determinado en relación con el LCOE, como variable financiera determinada, y además fue analizada la generación de energía en función del ratio DC/AC. Para efectos de esta investigación, se tomó San Pedro Sula como ubicación geográfica. La investigación reveló las conclusiones a continuación.

1. El ratio DC/AC se ha definido como la razón de diseño para los sistemas solares fotovoltaicos indicando la relación numérica entre la capacidad nominal DC y la capacidad nominal AC.
2. Fue elegido el costo nivelado de la electricidad (LCOE) como variable financiera a ser evaluada en función del ratio DC/AC.
3. Se ha obtenido una curva inicialmente creciente y posteriormente constante para la generación de energía en función del ratio DC/AC, diferente al resultado esperado previo al desarrollo de la investigación, el cual se trataba de una parábola cóncava hacia arriba.
4. Al graficar el LCOE, como variable financiera, en función del ratio DC/AC se ha identificado un ratio óptimo incluyendo un enfoque técnico y financiero. La curva obtenida es una parábola cóncava hacia arriba.
5. El ratio óptimo para un sistema solar fotovoltaico en San Pedro Sula, según los resultados obtenidos, está entre 1.45 y 1.50.

El trabajo realizado y la metodología desarrollada en esta investigación es de utilidad para ser replicada para otras ubicaciones geográficas. Además, proporciona el ratio óptimo para San Pedro Sula, dato útil para quien tenga la tarea de diseñar un sistema fotovoltaico en la ciudad.

Las limitaciones de la investigación son las siguientes: (1) la metodología se desarrolló en base a dos escenarios de capacidad nominal AC distinta, principalmente debido al tiempo otorgado para su desarrollo. Enriquecería aún más a la investigación modelar más escenarios de diferentes capacidades, probando también diferentes modelos de módulos fotovoltaicos e inversores, por el efecto que la eficiencia del equipo puede tener en el resultado. (2) la determinación del ratio óptimo se desarrolló principalmente en base al LCOE, como única variable financiera. Existen otras variables financieras, como el Valor Presente Neto, la Tasa

Interna de Retorno o el Retorno de la Inversión) utilizadas para evaluar proyectos de generación de energía como un sistema solar, que permitirían un análisis aún más completo para elegir el ratio que mayor beneficio financiero traería para el proyecto.



## **VII. RECOMENDACIONES**

Implemente la metodología presentada en proyectos de sistemas solares fotovoltaicos en fase de diseño, principalmente, si se desconoce el ratio DC/AC óptimo específicamente para la ubicación del proyecto.

Se recomienda utilizar el Costo Nivelado de la Electricidad, como variable financiera, para ser analizada en función del ratio DC/AC y determinar el ratio óptimo.

Enfocándose en el análisis técnico, se recomienda no elegir un ratio con el cual se limite la generación de energía de un sistema.

En caso de diseñar un sistema solar fotovoltaico en San Pedro Sula, especifique un Ratio DC/AC entre 1.45 y 1.50.

## **VIII. APLICABILIDAD / IMPLEMENTACIÓN**

La investigación en optimización del ratio DC/AC sistemas fotovoltaicos en función de su ubicación geográfica puede ser implementado en el diseño de un sistema solar fotovoltaico. Realizar un diseño con el ratio DC/AC óptimo significa que el inversionista aprovechará al máximo sus recursos y su capital, tratando principalmente de los inversores del sistema (capacidad nominal AC), y obtendrá la mayor rentabilidad posible del proyecto.

## **IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL / TRABAJO FUTURO**

El trabajo actual fue desarrollado considerando un escenario en el cual toda la energía generada por el sistema fotovoltaica esté destinada para exportación (venta) a la red. Una segunda etapa de este trabajo sería realizar un análisis de optimización de ratio DC/AC para sistemas con autoconsumo, esto quiere decir que consumirían una fracción de la energía generada.

## BIBLIOGRAFÍA

- Abella, M. A. (n.d.). *Sistemas Fotovoltaicos*. CIEMAT.
- Advanced Energy. (2012). *DC Loading of PV Powered Inverters*. Bend: Advanced Energy Industries, Inc.
- CanadianSolar. (2018). *MAXPOWER CS6U-340*. CanadianSolar.
- Carreras, M. B. (2019). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editex.
- Carta, J. A., & Calero, R. (2009). *Centrales de energías renovables*. Madrid: PEARSON EDUCACIÓN.
- Energia solar fotovoltaica. (2019, febrero 25). *solar-energia*. Retrieved from solar-energia: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica>
- Faranda, R. S., Hafezi, H., Leva, S., Mussetta, M., & Ogliari, E. (2015). The Optimum PV Plant for a Given Solar DC/AC Converter. *energies*, 2.
- Fiorelli, J., & Zuercher-Martinson, M. (2013). *How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performnce*. Solectria Renewables.
- Folsom Labs. (2016). *A Deep-Dive into the Top Three PV Design*. Folsom Labs.
- Howell, M. (2019). *PVeducation*. Retrieved from PVeducation.com: <https://pveducation.com/solar-concepts/solar-azimuth/>
- Lamigueiro, O. P. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica*. creative commons.
- Ragheb, M. (2017). *Economics of Wind Power Generation*. ScienceDirect.
- Shareef, S. J. (2017). *The Impact of Tilt Angle on Photovoltaic Panel Output*. Research Gate.
- SMA. (n.d.). *OVERSIZING WHITEPAPER*.
- SMA. (n.d.). *SUNNY CENTRAL, 500CP XT*. SMA Solar Technology.
- Solar Choice Staff. (2017). *Sizing inverters to optimise solar panel system efficiency - Solar Choice*.
- solaredge. (2016). *Oversizing of SolarEdge Inverers, Technical Note*. SolarEdge.
- Wegeneve. (2019). *Home: PVsyst*. Retrieved from PVsyst Web Site: <https://www.pvsyst.com/>

Woodcock, G. (2013). *DC/AC Ratio Optimization*. KAKO new energy Inc.

Zhang, T. (2017). *What's a good value for kWh/kWp? An overview of specific yield*. Solar Power World.

Zipp, K. (2018). *What is a solar inverter and how does it work?* Solar Power World.

Zipp, K. (2018). *Why array oversizing makes financial sense*. Solar Power World.

# ANEXOS

## Anexo 1: Reporte PVSyst de Sistema de 500 kWac

PVSYST V6.84	23/09/19	Page 1/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>		
<b>Project :</b> <b>ProyectoFase2</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>San Pedro Sula</b>	<b>Country Honduras</b>
<b>Situation</b>	Latitude 15.53° N	Longitude -88.04° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-6	Altitude 120 m
	Albedo 0.20	
<b>Meteo data:</b>	<b>San Pedro Sula</b> Meteonorm 7.2 (2000-2009), Sat=100% - Synthetic	
<b>Simulation variant :</b> <b>Ratio_1.50</b>		
	Simulation date	23/09/19 17h47
	<b>Simulation for the 1st year of operation</b>	
<b>Simulation parameters</b>	System type <b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt 15°	Azimuth 0°
<b>Models used</b>	Transposition Perez;	Diffuse Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon	
<b>Near Shadings</b>	No Shadings	
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)	
<b>PV Array Characteristics</b>		
<b>PV module</b>	Si-poly	Model <b>CS6U - 340P P4</b>
Original PVSyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	10 modules
Total number of PV modules	Nb. modules	2210
Array global power	Nominal (STC)	<b>751 kWp</b>
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	338 V
Total area	Module area	<b>4297 m²</b>
		In parallel 221 strings
		Unit Nom. Power 340 Wp
		At operating cond. 678 kWp (50°C)
		I mpp 2008 A
		Cell area 3873 m²
<b>Inverter</b>		
Original PVSyst database	Model	<b>GT 500-480</b>
Characteristics	Manufacturer	Schneider Electric
Inverter pack	Operating Voltage	310-480 V
	Nb. of inverters	1 units
		Unit Nom. Power 500 kWac
		Total Power 500 kWac
		Phom ratio 1.50
<b>PV Array loss factors</b>		
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	2.8 mOhm
Module Quality Loss		Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Mismatch Losses		Loss Fraction -0.4 %
Strings Mismatch loss		Loss Fraction 1.0 % at MPP
Module average degradation	Year no	1
Mismatch due to degradation	Imp RMS dispersion	0.4 %/year
Incidence effect (IAM): User defined profile	Vmp RMS dispersion	0.4 %/year
		Loss factor 0.4 %/year
		Loss factor 0.4 %/year
		Loss factor 0.10 %
		Loss Fraction 0.10 %
		Loss Fraction 1.0 % at MPP
		Loss Fraction -0.4 %
		Loss Fraction 1.5 % at STC
		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

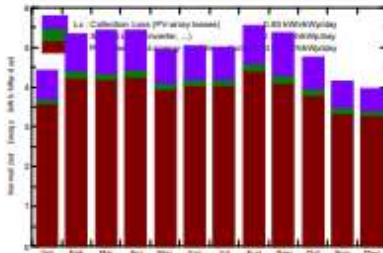
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** **ProyectoFase2**  
**Simulation variant :** **Ratio\_1.50**  
**Simulation for the 1st year of operation**

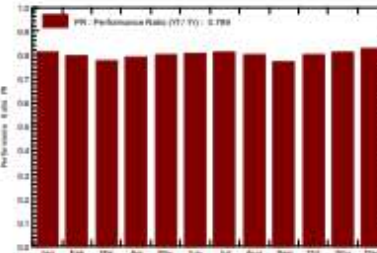
<b>Main system parameters</b>		System type	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>		
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth	0°
PV modules		Model	CS6U - 340P P4	Pnom	340 Wp
PV Array		Nb. of modules	2210	Pnom total	<b>751 kWp</b>
Inverter		Model	GT 500-480	Pnom	500 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

<b>Main simulation results</b>	<b>Produced Energy</b>	<b>1079 MWh/year</b>	Specific prod.	1436 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	79.90 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 751 kWp



Performance Ratio PR



#### Ratio\_1.50 Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
<b>January</b>	121.8	60.49	23.37	136.9	133.8	86.8	83.4	0.811
<b>February</b>	135.5	58.63	24.70	148.6	145.6	92.5	88.9	0.796
<b>March</b>	161.2	74.13	26.33	167.3	163.6	101.7	97.7	0.777
<b>April</b>	164.4	82.22	27.40	162.2	157.9	100.1	96.2	0.790
<b>May</b>	161.3	86.80	28.61	152.7	148.6	95.8	92.1	0.803
<b>June</b>	162.3	77.87	28.22	150.4	146.3	94.6	91.0	0.805
<b>July</b>	165.0	88.14	28.13	154.4	150.0	97.6	93.9	0.810
<b>August</b>	176.6	86.28	28.20	171.1	166.7	107.0	102.9	0.801
<b>September</b>	156.3	62.99	27.80	160.2	156.7	96.4	92.7	0.770
<b>October</b>	139.1	77.00	26.78	147.3	143.8	92.1	88.6	0.800
<b>November</b>	110.9	54.11	24.53	124.0	121.2	78.6	75.5	0.810
<b>December</b>	108.5	61.20	24.20	122.7	119.7	79.4	76.3	0.828
<b>Year</b>	1762.9	869.87	26.53	1797.6	1753.8	1122.5	1079.2	0.799

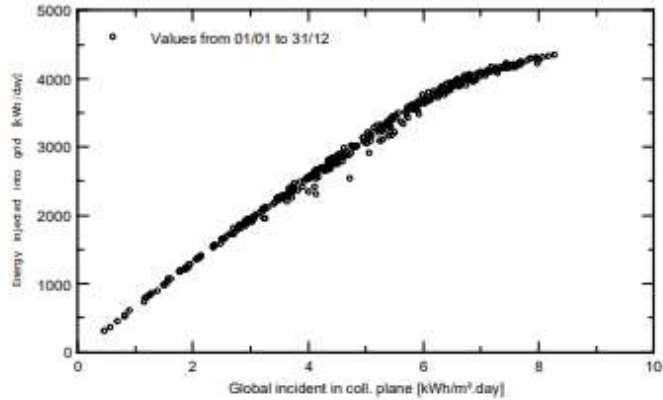
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane      PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Special graphs

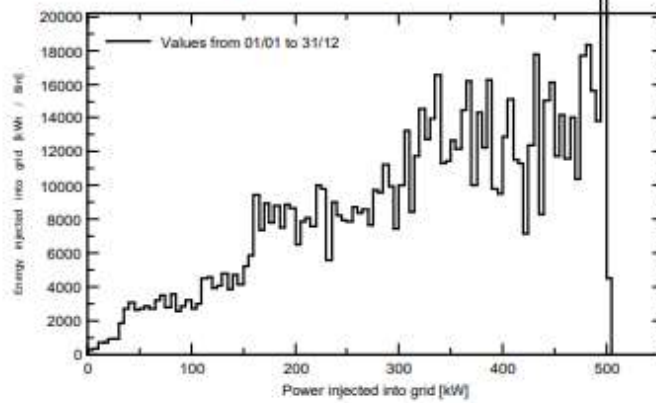
**Project :** ProjectoFase2  
**Simulation variant :** Ratio\_1.50  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation	Silt	15°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6U - 340P P4	Phom	340 Wp
PV Array	Nb. of modules	2210	Phom total	<b>751 kWp</b>
Inverter	Model	GT 500-480	Phom	500 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



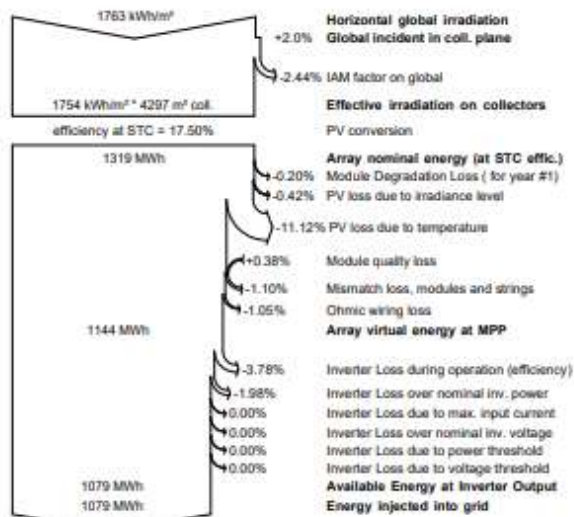


**Grid-Connected System: Loss diagram**

**Project :** ProjectoFase2  
**Simulation variant :** Ratio\_1.50  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6U - 340P P4	Phom	340 Wp
PV Array	Nb. of modules	2210	Phom total	<b>751 kWp</b>
Inverter	Model	GT 500-480	Phom	500 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



## Anexo 2: Reporte PVsyst de Sistema de 25 MWac

PVSYST V6.84		23/09/19		Page 1/4			
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>							
<b>Project :</b> PF2_Industrial							
<b>Geographical Site</b>		San Pedro Sula		Country Honduras			
<b>Situation</b>		Latitude 15.53° N		Longitude -88.04° W			
Time defined as		Legal Time Time zone UT-6		Altitude 120 m			
		Albedo 0.20					
<b>Meteo data:</b>		San Pedro Sula		Meteonorm 7.2 (2000-2009), Sat=100% - Synthetic			
<b>Simulation variant :</b> 1.45							
		Simulation date 23/09/19 17h42					
		<b>Simulation for the</b>		1st year of operation			
<b>Simulation parameters</b>		System type No 3D scene defined, no shadings					
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 15°		Azimuth 0°			
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm			
<b>Horizon</b>		Free Horizon					
<b>Near Shadings</b>		No Shadings					
<b>User's needs :</b>		Unlimited load (grid)					
<b>PV Array Characteristics</b>							
<b>PV module</b>		SI-poly Model JKM 350PP-72-DV					
Original PVsyst database		Manufacturer Jinkosolar					
Number of PV modules		in series 27 modules		In parallel 3636 strings			
Total number of PV modules		Nb. modules 103572		Unit Nom. Power 350 Wp			
Array global power		Nominal (STC) 36250 kWp		At operating cond. 32672 kWp (50°C)			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 959 V		I mpp 34270 A			
Total area		Module area 202199 m²		Cell area 181478 m²			
<b>Inverter</b>							
Original PVsyst database		Model Sunny Central 2500-EV					
Characteristics		Manufacturer SMA					
		Operating Voltage 850-1425 V		Unit Nom. Power 2500 kWac			
<b>Inverter pack</b>		Nb. of Inverters 10 units		Total Power 25000 kWac			
				Pnom ratio 1.45			
<b>PV Array loss factors</b>							
<b>Thermal Loss factor</b>		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wnd) 0.0 W/m²K / m/s			
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 0.47 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC			
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.8 %			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %			
Module average degradation		Year no 1		Loss factor 0.4 %/year			
Mismatch due to degradation		Imp RMS dispersion 0.4 %/year		Vmp RMS dispersion 0.4 %/year			
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05			
Spectral correction		FirstSolar model					
Coefficient Set		C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si		0.8409	-0.027539	-0.0079224	0.1357	0.038024	-0.0021218
<b>Auxiliaries loss</b>							
		constant (fans) 20.0 kW		... from Power thresh. 0.0 kW			

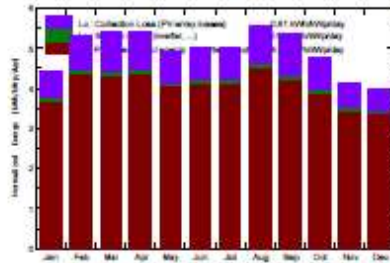
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** PF2\_Industrial  
**Simulation variant :** 1.45  
 Simulation for the 1st year of operation

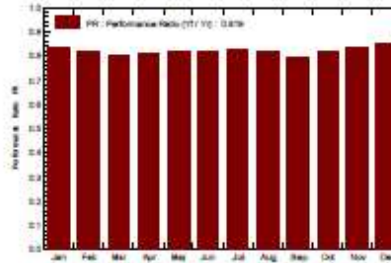
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth 0°
PV modules		Model	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wp
PV Array		Nb. of modules	103572	Pnom total 36250 kWp
Inverter		Model	Sunny Central 2500-EV	Pnom 2500 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	10.0	Pnom total 25000 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

<b>Main simulation results</b>		<b>System Production</b>	<b>Produced Energy</b>	53395 MWh/year	<b>Specific prod.</b>	1473 kWh/kWp/year
		<b>Performance Ratio PR</b>	81.94 %			

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 36250 kWp



Performance Ratio PR



#### 1.45

#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEFF	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	121.8	60.49	23.37	136.9	132.6	4230	4144	0.830
February	133.5	58.63	24.70	148.6	144.4	4506	4413	0.819
March	161.2	74.13	26.33	167.3	162.3	4940	4839	0.796
April	164.4	82.22	27.40	182.2	176.6	4940	4751	0.808
May	161.3	86.80	28.61	182.7	177.3	4629	4536	0.819
June	162.3	77.87	28.22	180.4	144.9	4578	4405	0.823
July	165.0	88.14	26.13	154.4	148.6	4723	4629	0.827
August	176.6	86.28	25.20	171.1	165.3	5106	5082	0.819
September	156.3	62.99	27.80	160.2	153.5	4689	4593	0.791
October	139.1	77.00	26.78	147.3	142.6	4474	4364	0.821
November	110.9	54.11	24.53	124.0	120.1	3829	3740	0.834
December	108.5	61.20	24.20	122.7	118.6	3871	3791	0.853
Year	1762.9	869.87	26.53	1797.6	1738.9	54002	52995	0.819

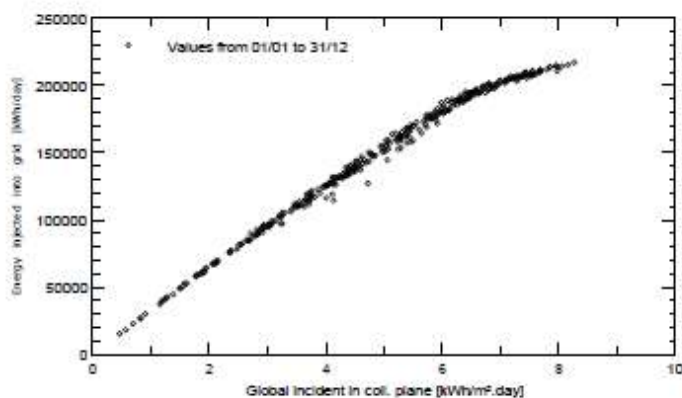
Legend: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEFF Effective Global, corr. for SAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in col. plane      PR Performance Ratio

### Grid-Connected System: Special graphs

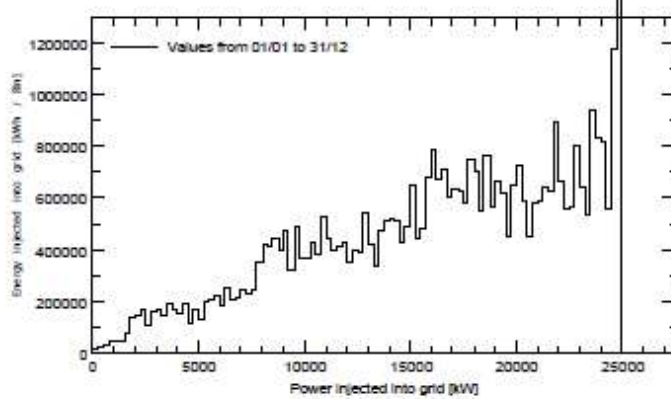
**Project :** PF2\_Industrial  
**Simulation variant :** 1.45  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wp
PV Array	Nb. of modules	103572	Pnom total 36250 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 2500-EV	Pnom 2500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 25000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**

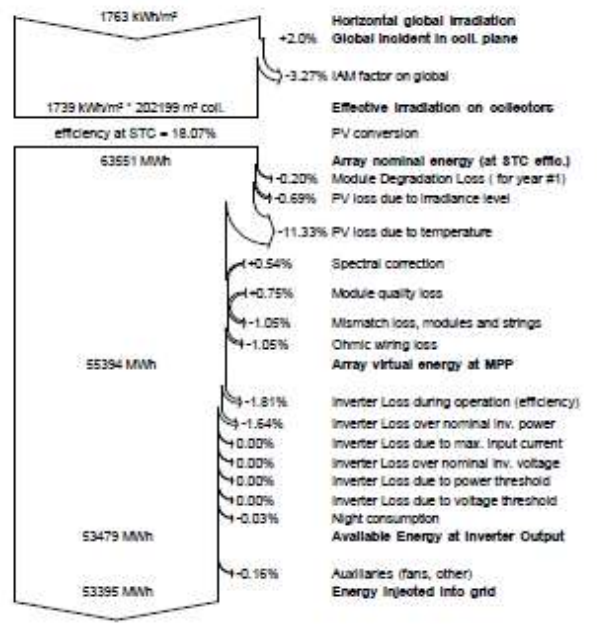


**Grid-Connected System: Loss diagram**

**Project :** PF2\_Industrial  
**Simulation variant :** 1.45  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wp
PV Array	Nb. of modules	103572	Pnom total 36250 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 2500-EV	Pnom 2500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 25000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Loss diagram over the whole year**



**Anexo 3: Tabla Resumen de Datos Generados por PVsyst Sistema de 500 kWac**

<b>Simulación</b>	<b>Ratio</b>	<b>Potencia DC [kWp]</b>	<b>Energía [kWh]</b>	<b>Energía [MWh]</b>
1	1.00	500	17186334	17186.334
2	1.05	525	18016531	18016.531
3	1.10	550	18901256	18901.256
4	1.15	575	19769622	19769.622
5	1.20	600	20554669	20554.669
6	1.25	625	21475248	21475.248
7	1.30	650	22326139	22326.139
8	1.35	675	23066694	23066.694
9	1.40	700	24007838	24007.838
10	1.45	725	24736512	24736.512
11	1.50	750	25586864	25586.864
12	1.55	775	26227137	26227.137
13	1.60	800	26914141	26914.141
14	1.65	825	27619054	27619.054
15	1.70	850	28199112	28199.112
16	1.75	875	28767856	28767.856
17	1.80	900	29391166	29391.166
18	1.85	925	29861823	29861.823
19	1.90	950	30310617	30310.617
20	1.95	975	30892305	30892.305
21	2.00	1000	31363764	31363.764

**Anexo 4: Tabla Resumen de Datos Generados por PVsyst Sistema de 25 MWac**

Escenarios	Ratio	Potencia DC [kWp]	Energía [kWh]	Energía [MWh]
1	1.00	25000	871727570	871727.570
2	1.05	26250	915040243	915040.243
3	1.10	27500	958654149	958654.149
4	1.15	28750	1002489490	1002489.490
5	1.20	30000	1047020168	1047020.168
6	1.25	31250	1088979093	1088979.093
7	1.30	32500	1131884468	1131884.468
8	1.35	33750	1174835593	1174835.593
9	1.40	35000	1215069186	1215069.186
10	1.45	36250	1263386125	1263386.125
11	1.50	37500	1291853627	1291853.627
12	1.55	38750	1328023873	1328023.873
13	1.60	40000	1361889537	1361889.537
14	1.65	41250	1393219296	1393219.296
15	1.70	42500	1424107956	1424107.956
16	1.75	43750	1452826548	1452826.548
17	1.80	45000	1479952782	1479952.782
18	1.85	46250	1506329663	1506329.663
19	1.90	47500	1530592194	1530592.194
20	1.95	48750	1555443351	1555443.351
21	2.00	50000	1576945702	1576945.702

**Anexo 5: Tabla Resumen de Datos Calculados para Sistema de 500 kWac**

Escenarios	Ratio	Potencia DC [kWp]	Rendimiento Específico [kWh/kWp]	Costo EPC [\$/Wp]	Costo de Capital [\$]	O&M [\$]	LCOE [\$/kWh]
1	1.00	500	34372.67	0.8500	425000.00	187500	0.035639
2	1.05	525	34317.20	0.8360	438875.00	196875	0.035287
3	1.10	550	34365.92	0.8232	452750.00	206250	0.034865
4	1.15	575	34381.95	0.8115	466625.00	215625	0.034510
5	1.20	600	34257.78	0.8008	480500.00	225000	0.034323
6	1.25	625	34360.40	0.7910	494375.00	234375	0.033934
7	1.30	650	34347.91	0.7819	508250.00	243750	0.033682
8	1.35	675	34172.88	0.7735	522125.00	253125	0.033609
9	1.40	700	34296.91	0.7657	536000.00	262500	0.033260
10	1.45	725	34119.33	0.7584	549875.00	271875	0.033220
11	1.50	750	34115.82	0.7517	563750.00	281250	0.033025
12	1.55	775	33841.47	0.7453	577625.00	290625	0.033105
13	1.60	800	33642.68	0.7394	591500.00	300000	0.033124
14	1.65	825	33477.64	0.7338	605375.00	309375	0.033120
15	1.70	850	33175.43	0.7285	619250.00	318750	0.033263
16	1.75	875	32877.55	0.7236	633125.00	328125	0.033414
17	1.80	900	32656.85	0.7189	647000.00	337500	0.033496
18	1.85	925	32283.05	0.7145	660875.00	346875	0.033747
19	1.90	950	31905.91	0.7103	674750.00	356250	0.034014
20	1.95	975	31684.42	0.7063	688625.00	365625	0.034127
21	2.00	1000	31363.76	0.7025	702500.00	375000	0.034355



**Anexo 6: Tabla Resumen de Datos Calculados para Sistema de 25 MWac**

Escenarios	Ratio	Potencia DC [kWp]	Rendimiento Especifico [kWh/kWp]	Costo EPC [\$/Wp]	Costo de Capital [\$]	O&M [\$]	LCOE [\$/kWh]
1	1.00	25000	34869.1028	0.770	19250000.00	9375000	0.03283709
2	1.05	26250	34858.67592	0.767	20143750.00	9843750	0.03277178
3	1.10	27500	34860.15087	0.756	20787500.00	10312500	0.03244131
4	1.15	28750	34869.19965	0.745	21431250.00	10781250	0.03213251
5	1.20	30000	34900.67227	0.736	22075000.00	11250000	0.03182842
6	1.25	31250	34847.33098	0.727	22718750.00	11718750	0.03162366
7	1.30	32500	34827.2144	0.719	23362500.00	12187500	0.0314078
8	1.35	33750	34809.9435	0.711	24006250.00	12656250	0.03120649
9	1.40	35000	34716.26246	0.704	24650000.00	13125000	0.03108876
10	1.45	36250	34852.03103	0.698	25293750.00	13593750	0.03078038
11	1.50	37500	34449.43005	0.692	25937500.00	14062500	0.03096326
12	1.55	38750	34271.58382	0.686	26581250.00	14531250	0.03095765
13	1.60	40000	34047.23843	0.681	27225000.00	15000000	0.03100472
14	1.65	41250	33775.01324	0.676	27868750.00	15468750	0.03110601
15	1.70	42500	33508.42249	0.671	28512500.00	15937500	0.03121252
16	1.75	43750	33207.46395	0.666	29156250.00	16406250	0.03136128
17	1.80	45000	32887.8396	0.662	29800000.00	16875000	0.03153817
18	1.85	46250	32569.29001	0.658	30443750.00	17343750	0.03172446
19	1.90	47500	32222.99356	0.654	31087500.00	17812500	0.03194842
20	1.95	48750	31906.53028	0.651	31731250.00	18281250	0.03215321
21	2.00	50000	31538.91404	0.648	32375000.00	18750000	0.03242027