



unitec®
LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES®

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN FASE I

**ESTUDIO DE CASO: OPTIMIZACIÓN DE LA CAPACIDAD NOMINAL DC DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE AUTOCONSUMO CONECTADOS A RED PARA EL
SECTOR COMERCIAL EN HONDURAS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21711211 CARLOS ALFREDO LARA MONGE

21711251 LUIS FERNANDO VÁSQUEZ MÁRQUEZ

ASESORA: ALICIA MARÍA REYES DUKE

CAMPUS SAN PEDRO SULA; OCTUBRE, 2020

DEDICATORIA

A mis padres a quienes amo: María Nubia Monge y Efraín Lara; por su amor, por ser los mejores padres y por estar para mí siempre. Son mi apoyo incondicional para todos mis proyectos y metas, mis ejemplos de vida y de superación, a quienes les debo todos mis éxitos y agradezco por su confianza en mí y por su enorme esfuerzo por instruirme en mi formación personal y guiarme durante mi vida.

A mis amigos: Cesar Núñez, Kenneth Stwolinsky, Nicolle Dubón, Luis Vásquez, Joaquín Espinoza y Héctor Andino; con quienes compartí todo el proceso de formación en la universidad y muchas de las mejores experiencias de mi vida, les agradezco por siempre estar y apoyarme, por hacer de esta una experiencia placentera e inolvidable, son parte de mi familia y los llevo siempre conmigo.

A Alejandra María a quien amo y agradezco por acompañarme en los buenos y malos momentos, por motivarme a siempre seguir adelante y hacer de mi última etapa en la universidad una bonita experiencia.

-Carlos A Lara Monge

A mi padre Félix Amílcar Vásquez Fuentes; por darme la oportunidad del estudio y servir como un ejemplo de superación y buscar la excelencia sin importar las dificultades que se presenten.

A mi madre Silvia Márquez Gómez; por darme una educación y valores forjados desde el hogar a temprana edad y mostrar el constante apoyo y confianza depositado en mí en cada momento.

A mis hermanos y primo José Miguel Vásquez, Amílcar Josué Vásquez y Luis David Vásquez por estar siempre pendientes de mí y su ayuda para afrontar problemas que pudieron hacer que nada de esto fuera posible, por estar allí en los momentos que más necesitaba ayuda.

A mis compañeros y amigos por ayudarme en este proceso educativo motivándome y mostrando su apoyo a seguir adelante.

-Luis F Vásquez Márquez

AGRADECIMIENTOS

A Dios, quien nos ha iluminado y guiado en cada una de las etapas de nuestra carrera y en cada decisión para poder desarrollar esta investigación.

A nuestra amiga y asesora metodológica, la Ing. Alicia María Reyes Duke, quien nos ha apoyado incondicionalmente y ha sido fundamental para desarrollar esta investigación, mostrando interés y dedicación por el trabajo realizado. Nos ha orientado y motivado a desarrollar nuestro potencial como estudiantes y profesionales.

A los docentes de UNITEC y expertos que fueron parte de la formación académica y contribuyeron de alguna manera al desarrollo de esta investigación.

EPÍGRAFE

"La recompensa de nuestro trabajo no es lo que obtenemos, sino en lo que nos convertimos"

-Paulo Coelho.

RESUMEN EJECUTIVO

Es común ver como en el sector del comercio se está recurriendo a la instalación de sistemas fotovoltaicos para minimizar los costos en la factura eléctrica, por lo que si se desean obtener los mayores beneficios del sistema fotovoltaico es necesario realizar un correcto dimensionamiento de su capacidad nominal DC previo a la instalación. Para lograrlo de una forma más confiable, se tomó la iniciativa de desarrollar un programa con LabVIEW donde se permita encontrar el dimensionamiento más rentable partiendo de la selección del mejor escenario de una variedad de simulaciones que este realizará, dicha elección se basa en el Costo Actual Neto (NPC por sus siglas en inglés) más bajo que resulte de las simulaciones. Para el correcto funcionamiento del programa se incluyeron los datos meteorológicos de la irradiancia global anual horaria. Los datos para el análisis de consumo para cada caso se obtuvieron de los perfiles de carga de 8 bancos seleccionados. Esta investigación se desarrolló en el municipio de Santa Rosa de Copán, Honduras. El programa desarrollado en esta investigación fue capaz de determinar el resultado óptimo para cada agencia bancaria según el escenario analizado. Los casos fueron categorizados dependiendo de su consumo de energía anual los cuales se encuentran entre 30 y 200 [MWh/año]. Cada banco fue analizado en 3 escenarios: sin compensación de excedentes, facturación neta y balance neto. El desarrollo de esta investigación determinó la capacidad nominal DC promedio que requiere una instalación ubicada en las categorías de consumo propuestas y que con el esquema actual que se maneja en el país (sin compensación de excedentes), es económicamente atractivo optimizar un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a la red, por la significativa cantidad de beneficios económicos que representa para el usuario los cuales en esta investigación se encuentran entre 28,000 y 165,00 [USD].

Palabras clave: Autoconsumo, capacidad nominal DC, costo presente neto, generador solar fotovoltaico, sector comercial bancario, sistemas conectados a red.

ABSTRACT

It is common to see how the installation of photovoltaic systems is being used in the commercial sector to minimize costs on the electric bill, so if the aim is to obtain the greatest benefits from the photovoltaic system, it is necessary to carry out a correct sizing of its nominal DC capacity prior to installation. To achieve this in a more reliable way, the initiative was taken to develop a program with LabVIEW where it is possible to find the most profitable sizing based on the selection of the best scenario from a variety of simulations that it will carry out, this choice is based on the Net Present Cost (NPC) resulting from simulations. For the correct operation of the program, meteorological data of the hourly annual global irradiance were included. The data for the consumption analysis for each case was obtained from the load profiles of 8 selected banks. This research was carried out in the county of Santa Rosa de Copán, Honduras. The program developed in this research was able to determine the optimal result for each banking agency according to each scenario analyzed. The cases were categorized depending on their annual energy consumption, which are between 30 and 200 [MWh / year]. Each bank was analyzed in 3 scenarios: no surplus compensation, net billing, and net balance. The development of this research determined the average nominal DC capacity required by an installation located in the proposed consumption categories and that with the current scheme that is managed in the country (without compensation of surpluses), it is economically attractive to optimize a grid-connected photovoltaic system for self-consumption, due to the significant amount of economic benefits it represents for the user, which in this research are between 28,000 and 165.000 [USD].

Key words: *commercial banking sector, grid connected systems, net present cost, nominal DC capacity, self-consumption, solar photovoltaic generator.*

ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	Introducción	1
II.	Planteamiento del problema	2
2.1.	Precedentes del problema	2
2.2.	Definición del Problema.....	4
2.3.	Justificación.....	5
2.4.	Preguntas de investigación.....	5
2.5.	Objetivos	6
2.5.1.	Objetivo general	6
2.5.2.	Objetivos específicos.....	6
III.	Marco teórico.....	7
3.1.	Situación actual	7
3.1.1.	Macroentorno	7
3.1.1.1.	Panorama mundial de la energía solar fotovoltaica	7
3.1.1.2.	Mercados fotovoltaicos internacionales.....	9
3.1.1.3.	Consumo de energía en edificaciones y comercios.....	10
3.1.1.4.	Estudios de autoconsumo y optimización previos	10
3.1.1.4.1.	Madrid.....	10
3.1.1.4.1.	Málaga	11
3.1.1.4.1.	Makurdi.....	11
3.1.1.5.	Regulaciones del mercado y autoconsumo FV.....	12
3.1.1.6.	Instrumentos usados a nivel mundial para diseños de sistemas FV.....	12
3.1.2.	Microentorno	13

3.1.2.1.	Capacidad solar fotovoltaica instalada	13
3.1.2.2.	Costos de la energía solar FV en América Latina	13
3.1.2.3.	Marco regulatorio de generación FV centralizada y distribuida	14
3.1.3.	Análisis interno	14
3.1.3.1.	Análisis de consumo de energía eléctrica.....	15
3.1.3.2.	Evolución de la tarifa eléctrica.....	16
3.1.3.3.	Instalaciones FV de autoconsumo en Honduras	17
3.1.3.4.	Instalaciones FV de autoconsumo en Santa Rosa de Copán.....	19
3.2.	Teorías del sustento.....	19
3.2.1.	Energía solar fotovoltaica	19
3.2.2.	Tipos de instalaciones fotovoltaicas.....	20
3.2.2.1.	Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red	20
3.2.2.1.1.	Generador fotovoltaico	21
3.2.2.1.2.	Caja combinadora.....	21
3.2.2.1.3.	Cuadro de protección	21
3.2.2.1.4.	Inversores.....	21
3.2.2.1.5.	Medidor Bidireccional	22
3.2.2.2.	Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectada a red.....	22
3.2.3.	Autoconsumo fotovoltaico	22
3.2.4.	Optimización	23
3.2.5.	Conceptos técnicos.....	24
3.2.5.1.	Capacidad nominal DC.....	24
3.2.5.2.	Capacidad nominal AC.....	24

3.2.5.3.	Ratio DC/AC.....	24
3.2.5.4.	Coeficiente de rendimiento (PR).....	24
3.2.5.5.	Irradiancia global anual horaria	25
3.2.6.	Conceptos financieros	25
3.2.6.1.	Costo actual neto (NPC).....	25
3.2.6.2.	Costo de capital	25
3.2.6.3.	Costo especifico de capital	26
3.2.6.4.	Costos de O&M	26
3.2.6.5.	Costo nivelado de la electricidad (LCOE)	26
3.2.6.6.	Precio de la electricidad.....	27
3.2.6.7.	Precio de los excedentes de energía	27
IV.	Metodología.....	28
4.1.	Enfoque	28
4.2.	Variables de Investigación.....	28
4.2.1.	Variable dependiente.....	28
4.2.2.	Variables independientes	29
4.2.2.1.	Grados de afectación de las variables	31
4.2.2.1.1.	Costo presente neto del sistema FV.....	31
4.2.2.1.2.	Costo presente neto del suministro de la red eléctrica	33
4.3.	Hipótesis	33
4.4.	Técnicas e instrumentos aplicados	33
4.4.1.	Técnicas.....	33
4.4.1.1.	Revisión de literatura	34

4.4.1.2.	Entrevistas	34
4.4.1.3.	Depuración y corrección del perfil de carga.....	34
4.4.1.4.	Cálculo del NPC.....	34
4.4.2.	Instrumentos	35
4.4.2.1.	NI LabVIEW	35
4.4.2.2.	HOMER Grid	35
4.4.2.3.	System Advisor Model (SAM)	36
4.4.2.4.	Microsoft Excel	36
4.5.	Población y muestra	36
4.5.1.	Población	37
4.5.2.	Muestra	38
4.6.	Metodología de estudio.....	38
4.6.1.	Metodología tipo incremental.....	38
4.6.1.1.	Concepto de operación	39
4.6.1.2.	Requerimientos	41
4.6.1.2.1.	Parámetros de entrada	42
4.6.1.3.	Diseño detallado.....	43
4.6.1.3.1.	Modelo de optimización.....	43
4.6.1.4.	Implementación	49
4.6.1.4.1.	Desarrollo del programa en LabVIEW.....	49
4.6.1.5.	Integración, prueba y simulación	50
4.6.1.5.1.	Simulaciones.....	51
4.6.1.6.	Validación del software.....	53

4.6.1.7.	Operación.....	54
4.7.	Limitaciones.....	54
4.8.	Cronograma de actividades.....	55
V.	Resultados y análisis.....	56
5.1.	Simulaciones.....	56
5.2.	Resultados específicos.....	57
5.2.1.	Banco 1.....	57
5.2.1.1.	Escenario A.....	57
5.2.1.2.	Escenario B.....	58
5.2.1.3.	Escenario C.....	59
5.3.	Resultados Generales.....	60
5.4.	Resultados de validación.....	65
VI.	Conclusiones.....	66
VII.	Recomendaciones.....	68
VIII.	Aplicabilidad.....	69
IX.	Evolución del trabajo.....	70
	Bibliografía.....	71
	Anexos.....	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1 - Perfil de consumo de un día en un banco.....	3
Ilustración 2 - Comportamiento de consumo de energía FV: (a) autoconsumo, (b) maximización de autoconsumo.	4
Ilustración 3 - Capacidad instalada de energía solar FV a nivel mundial en los últimos 20 años....	8
Ilustración 4 - Comportamiento del LCOE de energía solar FV a nivel mundial.....	9
Ilustración 5 – Evolución de la capacidad solar fotovoltaica instalada en las principales regiones.	9
Ilustración 6 - Índices de autoconsumo y autosuficiencia para el caso de estudio en Madrid.	11
Ilustración 7 - Capacidad solar fotovoltaica instalada en América Latina por región.	13
Ilustración 8 - Capacidad instalada de energía FV en Honduras.....	15
Ilustración 9 - Comportamiento de consumo por sector.....	16
Ilustración 10 - Evolución trimestral de la tarifa eléctrica en Honduras.....	17
Ilustración 11 - Sistema FV sobre techo Mega Mall San Pedro Sula.....	18
Ilustración 12 - Sistema FV sobre techo Mall Megaplaza El Progreso.....	18
Ilustración 13 - Sistema FV sobre techo gasolinera Texaco "La Reyna".....	19
Ilustración 14 - Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red	21
Ilustración 15 - Autoconsumo y excedentes de energía generada por el sistema FV.....	22
Ilustración 16 - Variables técnicas de la investigación.....	29
Ilustración 17 - Variables financieras de la investigación.	29
Ilustración 18 - Relación del NPC FV y sus variables independientes.....	30
Ilustración 19 - Relación del NPC de la Red y sus variables independientes.....	31
Ilustración 20 - Ubicación del municipio de Santa Rosa de Copán, Honduras.....	37
Ilustración 21 - Ubicación de las agencias bancarias en Santa Rosa de Copán, Honduras.....	38

Ilustración 22 - Algoritmo del programa creado en LabVIEW.....	40
Ilustración 23 - Cronograma de actividades.....	55
Ilustración 24 - Perfil de consumo anual para el banco 1.....	57
Ilustración 25 - Resultados del escenario A para el banco 1.....	58
Ilustración 26 - Resultados del escenario B para el banco 1.....	59
Ilustración 27 - Resultados del escenario C para el banco 1.....	60
Ilustración 28 - Distribución por consumo de energía eléctrica anual.....	61
Ilustración 29 - Resultados generales de las simulaciones.	64
Ilustración 30 - Capacidad nominal DC óptima por consumo de energía.....	64
Ilustración 31 - Resumen de la evolución del SCI & SSI por cada banco.....	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Parámetros técnicos de entrada para el programa.....	42
Tabla 2 - Parámetros financieros de entrada al programa.....	42
Tabla 3 - Costos específicos de los componentes del sistema FV.....	52
Tabla 4 - Parámetros de salida del programa desarrollado.	54
Tabla 5 - Resumen de parámetros de entrada para simulaciones.....	56
Tabla 6 - Resultados de simulación para el escenario A.....	61
Tabla 7 - Resultados de simulación para el escenario B.	62
Tabla 8 - Resultados de simulación para el escenario C.....	63
Tabla 9 - Resultados de validación del programa desarrollado.....	65

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 - Índice de autoconsumo FV.....	23
Ecuación 2 - Índice de autosuficiencia FV.	23
Ecuación 3 - Coeficiente de rendimiento (PR).	25
Ecuación 4 - Costo nivelado de la electricidad (LCOE).	26
Ecuación 5 - Ecuación simple del costo actual neto.....	34
Ecuación 6 - Numero de simulaciones.	41
Ecuación 7 - Función objetivo para determinar el NPC mínimo.....	43
Ecuación 8 - Energía generada por el sistema FV.	44
Ecuación 9 - Energía excedente inyectada a la red.....	45
Ecuación 10 - Energía eléctrica suministrada por la red.	45
Ecuación 11 - Tasa de descuento real.....	46
Ecuación 12 - Valor de rescate.....	46
Ecuación 13 – Energía activa consumida post generación.....	47
Ecuación 14 - Cálculo del factor de potencia.....	47
Ecuación 15 - Cálculo de la energía reactiva requerida.	48
Ecuación 16 - Energía reactiva requerida a generar por el banco de capacitores.....	48
Ecuación 17 - Tamaño del banco de capacitores.	48

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 - Ley de Promoción de la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables. ...	77
Anexo 2 - Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 15.	77
Anexo 3 - Acuerdo de la CREE-028, Título IV, Capítulo I, Artículo 50.	78
Anexo 4 – Consumo de electricidad del Sector Bancario de Santa Rosa de Copán.	78
Anexo 5 - Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 18.	79
Anexo 6 - Condiciones Estándar de Prueba (STC) para módulos FV.	79
Anexo 7 – Metodología incremental.	80
Anexo 8 - Concepto de operación base.	80
Anexo 9 - Requerimientos iniciales.	81
Anexo 10 - Interfaz del usuario en el programa de optimización desarrollado.	81
Anexo 11 - Servicio de media tensión.	82
Anexo 12 - Regulación del factor de potencia.	82
Anexo 13 - Resultados específicos de simulación para el banco 2.	83
Anexo 14 - Resultados específicos de simulación para el banco 3.	85
Anexo 15 - Resultados específicos de simulación para el banco 4.	88
Anexo 16 - Resultados específicos de simulación para el banco 5.	90
Anexo 17 - Resultados específicos de simulación para el banco 6.	93
Anexo 18 - Resultados específicos de simulación para el banco 7.	95
Anexo 19 - Resultados específicos de simulación para el banco 8.	98

LISTA DE SIGLAS Y GLOSARIO

AC	<i>Alternating Current</i> (Corriente Alterna)
DC	<i>Direct Current</i> (Corriente Directa)
FV	Fotovoltaico
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio hora
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agencia Internacional de Energía)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agencia Internacional de Energía Renovable)
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> (Costo Nivelado de la Electricidad)
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
NPC	<i>Net Present Cost</i> (Costo Actual Neto)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratorio Nacional de Energía Renovable)
FiT	<i>Feed in Tarif</i> (Tarifa de alimentación)
USD	<i>United States Dollar</i> (Dólar Estadounidense)

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos (FV) se mantienen en continua evolución permitiendo una mayor aplicabilidad en distintos sectores tales como el residencial y comercial. Los costos de generación de energía eléctrica basados en sistemas FV han disminuido con el tiempo debido a las mejoras en los componentes y a la creciente competencia del mercado. Para que un sistema FV que se encuentra conectado a la red eléctrica sea financieramente interesante es necesario optimizarlo para reducir el costo actual neto. La tarifa eléctrica hondureña es mayor al costo de generación de energía fotovoltaica por lo que una reducción del consumo proveniente de la red eléctrica implicaría un ahorro mayor. Una manera de lograr reducir el consumo de la red es maximizando el consumo de energía proveniente del sistema FV conectado (maximizando el autoconsumo). La maximización del autoconsumo se puede lograr optimizando el diseño de un sistema FV adecuándolo a la carga.

La legislación hondureña contempla el autoconsumo y la generación de excedentes de energía eléctrica por parte de los sistemas FV instalados, sin embargo, no se han establecido normativas y aprobado tarifas para la compra de energía por parte de las empresas distribuidoras.

Otra alternativa para maximizar el autoconsumo es agregando al sistema FV un sistema de almacenamiento, para la acumulación de los excedentes de energía y aprovecharlos en las horas que el recurso de generación no se encuentra disponible. Esta alternativa implica un aumento en el costo de capital de un sistema, debido al alto costo de los componentes, provocando que sean menos atractivos financieramente.

Este desarrollo de estudio pretende analizar una cantidad de simulaciones representativas para evaluar todas las opciones de configuración de un sistema FV conectado a la red eléctrica para el sector comercial y seleccionar el óptimo.

Esta investigación busca desarrollar un modelo que permita optimizar los sistemas FV, adecuando su capacidad nominal DC, maximizando el autoconsumo y minimizando el costo actual neto, para el sector comercial bancario, en el cual el suministro de energía eléctrica es esencial y el patrón de consumo permite un mayor aprovechamiento del recurso solar.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el presente capítulo se muestran los elementos correspondientes al problema de investigación con el fin de presentar un panorama amplio del tema que se analizará en el documento. Este capítulo incluye los precedentes, definición del problema, la justificación de la importancia de analizar el tema y buscar una solución, por último las preguntas de investigación y los objetivos a lograr en la investigación.

2.1. PRECEDENTES DEL PROBLEMA

La rentabilidad económica que puede llegar a ofrecer un sistema FV a un negocio o local ha incrementado con el paso de los años, y es que los avances tecnológicos y el aumento de la tarifa eléctrica en el país hace que esta avance aún más rápido, incluso para aquellas empresas pequeñas donde el consumo no es demasiado elevado. El costo nivelado de la electricidad LCOE de los sistemas fotovoltaicos actuales es tan competitivo que estas pequeñas empresas son capaces de aprovechar esta tecnología para reducir gastos en su factura eléctrica. Según los datos de un estudio realizado por la IRENA en 2019 el LCOE promedio para los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial fue de 0.068 USD por kilovatio hora [kWh] (IRENA, 2020).

Actualmente en Honduras, la mayoría de las empresas que se dedican a la instalación sistemas FV en el sector comercial optan por hacer diseños del sistema FV únicamente con el objetivo de suplir completa o parcialmente la carga. Sin embargo, la mala práctica y la omisión de técnicas de optimización ocasionan el sobredimensionamiento de los sistemas FV y la entrega de excedentes a la red eléctrica. La ley hondureña contempla la remuneración por los excedentes de energía en el Artículo 5 de la Ley de Promoción de la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables contenida en el Decreto No. 70-2007, el Decreto No. 138-2013 que contiene las reformas al Decreto No. 70-2007, el Decreto No. 404-2013 en el Artículo 15, apartado D de la Ley General de la Industria Eléctrica y el Acuerdo de la CREE-028, Título IV, Capítulo I, Artículo 50 (ver anexo 1, 2 y 3).

En estos Decretos se establece el concepto de Balance Neto entre la producción de energía y la energía consumida de la red y los créditos que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

aplicaría a los excedentes de energía a los que el usuario puede acceder en un mes posterior al de facturación. No obstante, no existe una normativa que indique el proceso a seguir y las especificaciones de la transacción, así como también no se encuentra definido el precio de compra de los excedentes por parte de la empresa distribuidora.

Los artículos antes mencionados también indican algunas restricciones en cuanto a la potencia instalada la cual debe ser menor a los 250 kilovatios [kW] y hacen alusión al uso de medidores bidireccionales en las instalaciones residenciales o comerciales que cuenten con sistemas de generación de energía para medir la energía consumida e inyectada a la red.

La investigación está enfocada en la ciudad de Santa Rosa de Copán ubicada la zona occidental de Honduras. El horario laboral del sector bancario del municipio de Santa Rosa de Copán en promedio es de 8:00 am a 5:00 pm (ver ilustración 1), al igual que el comportamiento de varias instalaciones del sector comercial, el mayor consumo de electricidad es durante el día en un lapso idóneo para el aprovechamiento del recurso solar para la generación de energía eléctrica mediante la tecnología fotovoltaica. Aunque el consumo promedio en el sector comercial se realiza en horas factibles, no todas las instalaciones se podrían ver beneficiadas con la instalación de un sistema FV sin una evaluación previa de su consumo. El consumo energético del sector bancario en Santa Rosa de Copán para el año 2019 fue de 1,663.37 Megavatios hora [MWh] (EEH, 2020) (ver anexo 4).

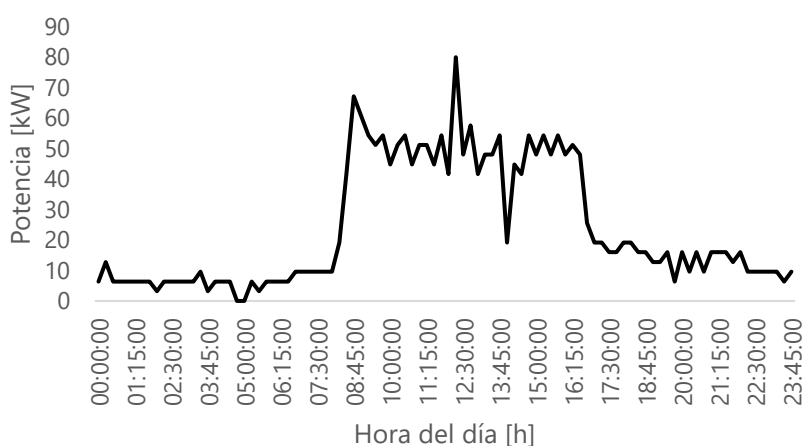


Ilustración 1 - Perfil de consumo de un día en un banco.

Fuente: Elaboración propia basado en datos recuperados de (EEH, 2020).

Los optimizadores se han ido convirtiendo en una herramienta muy utilizada debido a los beneficios económicos que ofrecen al otorgar un dimensionamiento apropiado para el proyecto. En Honduras las instalaciones FV de autoconsumo se han popularizado a nivel residencial. En su investigación (Deras Pérez, 2020) propuso un modelo de optimización minimizando el coste actual neto de un sistema FV sin almacenamiento. El estudio se realizó en tres escenarios para dos viviendas en San Pedro Sula, Honduras.

2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El método actual empleado para el dimensionamiento de sistemas FV no garantiza que sean óptimos y que maximicen el autoconsumo, tomando en cuenta que Honduras es un país en el que no se remunerar los excedentes de energía de los sistemas de energía no convencionales. Entonces, ¿Se puede desarrollar un programa capaz de optimizar la capacidad nominal DC de un sistema FV de autoconsumo para una instalación del sector comercial en Honduras, basándose en su costo actual neto mínimo y que garantiza la maximización del autoconsumo y confiabilidad en los resultados?

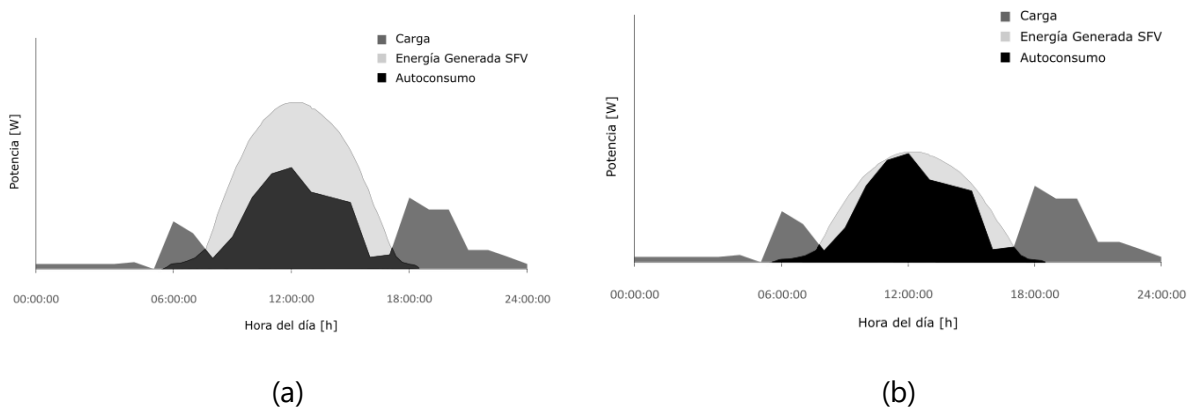


Ilustración 2 - Comportamiento de consumo de energía FV: (a) autoconsumo, (b) maximización de autoconsumo.

Fuente: Elaboración propia.

2.3. JUSTIFICACIÓN

El sector comercial es el segundo sector de mayor consumo de energía eléctrica del país y la mayor parte del consumo proviene de la red eléctrica nacional. La tarifa a la cual es facturada la energía consumida en el sector comercial en promedio es igual a 0.2052 USD por kilovatio hora [kWh] (CREE, 2020). La implementación de un sistema FV para suplir parte de la energía demandada es una alternativa viable para los comercios que tienen una alta demanda de energía. Considerando que en Honduras no se remuneran los excedentes de energía y que la demanda eléctrica del sector comercial, específicamente el sector bancario es durante el día, la optimización de capacidad DC y la maximización del autoconsumo es indispensable para evitar el desperdicio de energía, reducir los costos e incrementar los ahorros a lo largo de la vida útil del proyecto. No se puede descartar la posibilidad futura de la inclusión de la normativa para la remuneración o penalización por inyección de los excedentes, por lo que realizar una proyección en posibles escenarios de compensación de los excedentes de la energía generada ampliaría la perspectiva financiera de los sistemas FV conectados a red para seleccionar la capacidad de potencia instalada óptima para maximizar los ingresos por compensación. Esta herramienta ayudará a conocer la capacidad óptima de potencia de un sistema FV basado en sus costo actual neto mínimo evaluado en escenarios de compensación y no compensación de los excedentes de energía. Permitiendo un uso adecuado de los recursos económicos evitando un sobredimensionamiento o un mal acoplamiento al perfil de consumo de la instalación.

2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Qué variables técnicas y financieras influyen en la selección de la capacidad nominal DC óptima de un sistema FV?
2. ¿Cuál es la función objetivo que permita minimizar los costos presentes netos de un sistema FV para el sector comercial?
3. ¿Cómo es el comportamiento de las curvas de autoconsumo, autosuficiencia y costos presentes netos en cada uno de los escenarios para cada caso seleccionado?
4. ¿Cuál es la capacidad nominal DC óptima en cada uno de los escenarios de los casos seleccionados en la investigación?

5. ¿Qué metodología es más conveniente utilizar para un mejor desarrollo del programa optimizador planteado en la investigación?
6. ¿Cómo se puede adecuar los parámetros de entrada técnicos y financieros para un cálculo más preciso del NPC para el sistema FV?
7. ¿Cómo se puede mostrar una curva de NPC más agradable sin limitar la precisión del resultado?

2.5. OBJETIVOS

La investigación busca obtener resultados confiables y generar un aporte al conocimiento en el área de dimensionamiento y optimización de sistemas FV de autoconsumo. En esta sección se enumeran los objetivos propuestos para alcanzar los resultados deseados en el documento.

2.5.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un programa que permita optimizar la capacidad nominal DC de un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a la red eléctrica local para el sector comercial basado en su costo presente neto mínimo.

2.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Definir las variables técnicas y financieras requeridas para la selección de la capacidad óptima de un sistema FV de autoconsumo conectado a la red eléctrica.
2. Establecer una función objetivo que permita calcular el costo presente neto de un sistema FV basado en su capacidad nominal DC.
3. Crear una aplicación en LabVIEW capaz de ejecutar la función objetivo para optimizar la minimización del costo presente neto.
4. Mostrar el comportamiento de los índices de autoconsumo y autosuficiencia mediante elementos gráficos.
5. Mostrar los diferentes parámetros técnicos y financieros del proyecto en la aplicación desarrollada.
6. Mostrar la proyección de excedentes de energía del sistema FV para cada escenario.

III. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se analiza la situación actual de la generación de energía con la tecnología fotovoltaica. El análisis se realiza en tres escenarios, macroentorno, microentorno o regional y local. Se incluyen datos de la evolución de la tecnología, capacidades instaladas, marcos legales de autoconsumo, evolución de tarifas y otros aspectos tecno-económicos. A su vez se incluyen las teorías del sustento de la investigación, las cuales fundamentan los conceptos empleados en el análisis.

3.1. SITUACIÓN ACTUAL

En la actualidad los proyectos fotovoltaicos se están popularizando debido a la gran variedad de beneficios que pueden ofrecer, ya que este puede ir desde una planta generadora de energía eléctrica centralizada hasta proyectos de generación distribuida más pequeños de autoconsumo de una vivienda o un negocio del sector comercial. La rentabilidad de este tipo de proyectos ha mejorado debido a los avances de la tecnología que se han realizado y es que, este tipo de proyectos no ha sido rentable todo el tiempo desde el año 2010 hasta el 2019 los costos de generación con energía solar FV se han reducido en un 82% (IRENA, 2020). En algunas ocasiones era inviable instalar este tipo de proyectos debido a que los beneficios que se obtenían no eran lo suficientemente atractivos durante la última década el LCOE promedio ponderado y los costos en los que incurre un proyecto FV han disminuido considerablemente propiciando un mejor escenario para la inversión.

3.1.1. MACROENTORNO

El análisis de macroentorno se realiza a nivel mundial recopilando datos generales de la industria solar fotovoltaica y de proyectos realizados relacionados con el tema de investigación.

3.1.1.1. Panorama mundial de la energía solar fotovoltaica

La evolución de la energía solar a nivel mundial ha tenido un avance muy notable en los últimos años, en el año 2000 la capacidad instalada de la energía fotovoltaica era únicamente 0.808 [GW] creciendo un 714.6 veces más para el 2019, siendo 578.5 [GW] para este año (IRENA, 2020).

Aun así, el año 2020 ha sido crítico, y es que el estado actual en el mundo por efectos de la pandemia por COVID-19 ha afectado la economía y los mercados globales y el mercado eléctrico no ha sido la excepción. Según Emiliano Bellini basado en datos de la IRENA se logró registrar una capacidad instalada de 583.5 [GW] en los primeros meses del 2020 (Bellini, World now has 583.5 GW of operational PV, 2020), estimando que el aumento hasta la fecha aún no ha sido tan notorio debido a la crisis actual, aun así, cabe destacar que se propone un aumento para finales de año como una vía para solucionar el impacto económico que se ha generado.

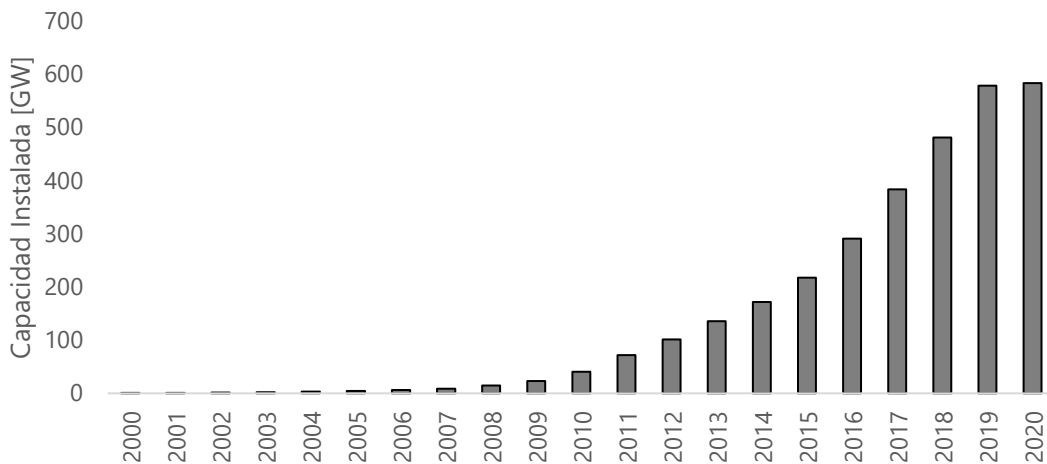


Ilustración 3 - Capacidad instalada de energía solar FV a nivel mundial en los últimos 20 años.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de (IRENA, 2020).

En la ilustración 3 se observa el aumento de la capacidad instalada de energía fotovoltaica a nivel mundial, esto se debe, como se ha mencionado, a los avances tecnológicos y optimizaciones que han permitido que su LCOE continúe decreciendo, siendo su valor en el 2010 de 0.37 [USD/kWh] disminuyendo radicalmente hasta 0.068 [USD/kWh] (IRENA, 2020).

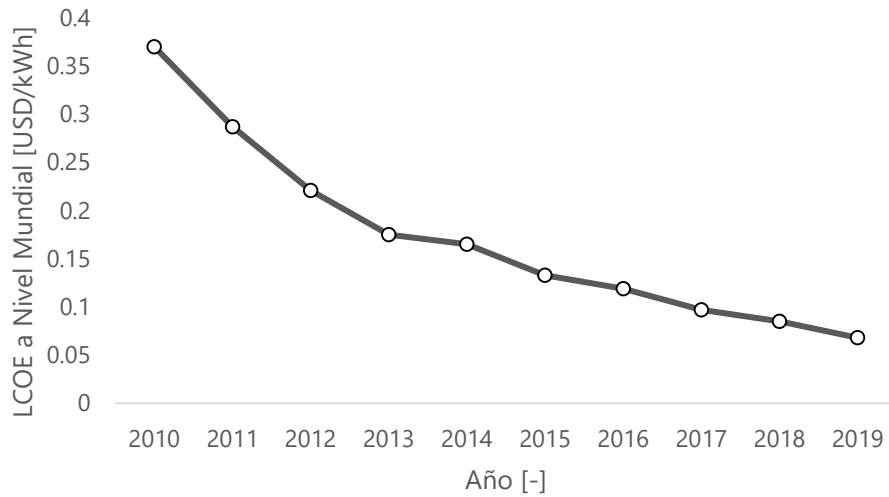


Ilustración 4 - Comportamiento del LCOE de energía solar FV a nivel mundial.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de (IRENA, 2020).

3.1.1.2. Mercados fotovoltaicos internacionales

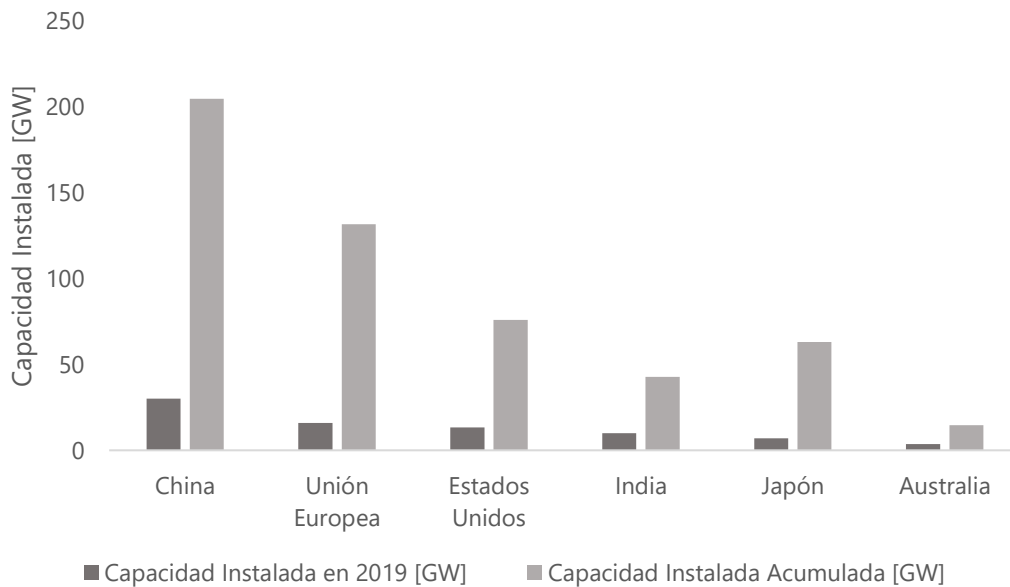


Ilustración 5 – Evolución de la capacidad solar fotovoltaica instalada en las principales regiones.

Fuente: Elaboración propia basado en *Snapshot of Global PV Markets* (IEA, 2020).

Los mercados de energía solar fotovoltaica se mantienen en constante crecimiento. El continente asiático posee el 57% del mercado fotovoltaico, para el año 2019 China fue el que representó un incremento mayor con 30.1 [GW] instalados, seguido de la Unión Europea con 16 [GW] y Estados Unidos en tercer lugar con 13.3 [GW]. Según el reporte de la IEA la energía generada con tecnología fotovoltaica contribuye cerca de un 3% de la demanda de electricidad a nivel mundial.

3.1.1.3. Consumo de energía en edificaciones y comercios

El sector de las edificaciones para residencias, oficinas, negocios y otras aplicaciones comerciales incrementa su demanda de energía anualmente alrededor de 1% y consume un tercio de la energía final. Las energías renovables son las fuentes de energía que más rápido crecen para este sector. En 2017 el 23% de la energía demandada era para uso de electricidad, la cual solo un 8.3% fue suplida por energías renovables. En las que destaca el incremento de sistemas fotovoltaicos sobre techo para autoconsumo conectados a la red (REN21, 2020).

3.1.1.4. Estudios de autoconsumo y optimización previos

En la investigación de (Luthander, Widén, Nilsson, & Palm, 2015) analizaron el autoconsumo de sistemas FV conectados a red en el sector residencial. En el estudio se destaca la popularidad de la maximización del autoconsumo a raíz de las nuevas regulaciones en varios países reduciendo los beneficios por inyección de excedentes de energía a la red eléctrica. La investigación determinó que el autoconsumo se puede maximizar en sistemas FV previamente instalados de dos maneras: utilizando baterías de pequeña capacidad para almacenamiento o un sistema de gestión de la demanda.

3.1.1.4.1. Madrid

(Martín Chivelet & Montero Gómez, 2017) Elaboraron un modelo que permite optimizar los sistemas FV conectados a la red sin almacenamiento basados en la orientación y posición óptima del arreglo FV en los exteriores de las instalaciones permitiendo una mejor adaptación a la curva de demanda. El caso de estudio se realizó en una edificación de oficinas en Madrid, España. En la ilustración 6 se observan los índices de autoconsumo y autosuficiencia para la posición y capacidad óptima del sistema FV.

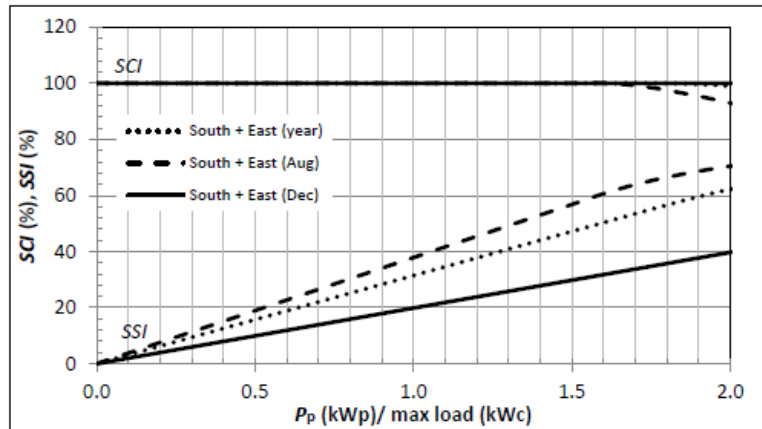


Ilustración 6 - Índices de autoconsumo y autosuficiencia para el caso de estudio en Madrid.

Fuente: (Martín Chivelet & Montero Gómez, 2017).

3.1.1.4.1. Málaga

En su tesis doctoral (Gilardón, 2019) propuso un modelo para la determinación del autoconsumo fotovoltaico a nivel residencial en diferentes ciudades de España: Málaga, Madrid y Santander.

En la investigación se aplican los conceptos de autoconsumo y autosuficiencia y se evalúan para varias capacidades de potencia de un sistema FV. El estudio evaluó 12 perfiles de consumo distintos en 2 configuraciones del sistema: con y sin almacenamiento en baterías. El estudio identifica a la ciudad de Málaga como la que mejor resultados de autosuficiencia obtuvo debido a las condiciones climatológicas de la zona.

3.1.1.4.1. Makurdi

El acceso a los sistemas de electrificación en algunas regiones del mundo. En la región de Makurdi, Nigeria únicamente el 40% de la población tiene acceso a la electricidad y es debido a las redes de transmisión que tiene una capacidad de transporte menor a la capacidad instalada. En la región de Makurdi (Goshwe, Afiagh, & Okafor, 2013) realizaron el estudio para un sistema FV de aproximadamente 55 [kW] para suplir el 33% de la carga de un banco comercial que en este caso sería aislado, respaldado por un banco de 194 baterías, a causa del deficiente sistema de transmisión.

3.1.1.5. Regulaciones del mercado y autoconsumo FV

En varios países del mundo se ha adaptado la idea de que los productores de energía FV también pueden ser consumidores. Las primeras políticas para desarrollar los mercados de sistemas FV de pequeña escala incluía el concepto de medición neta, adoptado en países como Estados Unidos, Canadá, Dinamarca, Países Bajos, Portugal, Corea y Bélgica. (IEA, 2020). Sin embargo, estas políticas están siendo reemplazadas por medidas que favorecen el autoconsumo de la energía generada por el sistema FV.

En los últimos años países que cuentan con los sistemas de tarifas de alimentación (*Feed in Tariffs* FiT por sus siglas en inglés), en las que se remunera a una determinada tarifa los excedentes de energía, han adoptado medidas que reducen los beneficios a los usuarios que se encuentran bajo estos modelos, como en España, Italia y Bélgica (IEA, 2020). Los países de la Unión Europea cuentan con modelos diferentes para remunerar las inyecciones de energía a las redes eléctricas, en los que cada país define las FiT para cada sector y las respectivas restricciones (Campoccia, Dusonchet, Telaretti, & Zizzo, 2014).

En Tailandia (Tongsopit, y otros, 2019) realizaron un estudio en tres escenarios económicos para el autoconsumo FV. Evaluando la no compensación, la medición y facturación netas de los excedentes de energía. Los resultados de la investigación indican que la medición neta es económicamente atractiva que los esquemas de facturación neta.

3.1.1.6. Instrumentos usados a nivel mundial para diseños de sistemas FV

La reducción del LCOE representa grandes beneficios, ya que en muchos países este valor se encuentra por debajo de la tarifa eléctrica local, lo que permite que los proyectos FV de autoconsumo sean cada vez más viables y atractivos. En el mundo existen softwares que permiten diseñar y dimensionar apropiadamente un sistema FV tales como los softwares de HOMER Energy, HOMER Pro y HOMER Grid, estos programas ofrecen a sus usuarios la oportunidad de ingresar ciertos parámetros de entrada para optimizar el diseño FV que este debe tener para maximizar los beneficios económicos del proyecto. Además de estos programas la industria cuenta con software diseñadores como PVsyst, PV F-Chart, RETScreen, Solar Pro, entre otros. Algunos de estos no ofrecen la posibilidad de optimizar el sistema, únicamente ofrece el apartado de diseño y la

optimización queda opcional. Por último se encuentran los programas que algunas empresas dedicadas al rubro utilizan de forma privada.

3.1.2. MICROENTORNO

El análisis de microentorno se realiza en América Latina, propiciando una perspectiva regional de la industria solar fotovoltaica.

3.1.2.1. Capacidad solar fotovoltaica instalada

En América el máximo exponente de energía solar es Estados Unidos con más de 70 [GW] de capacidad de generación instalada (IEA, 2020). Sin embargo los países de Latinoamérica no se quedan atrás en el crecimiento de instalaciones de generación FV (Bellini, 2019). Los principales países de América Latina que incorporaron nuevos sistemas FV para generación son Brasil, México, Argentina Y Chile, sumando una capacidad instalada solo en 2019 de 4.2 [GW].

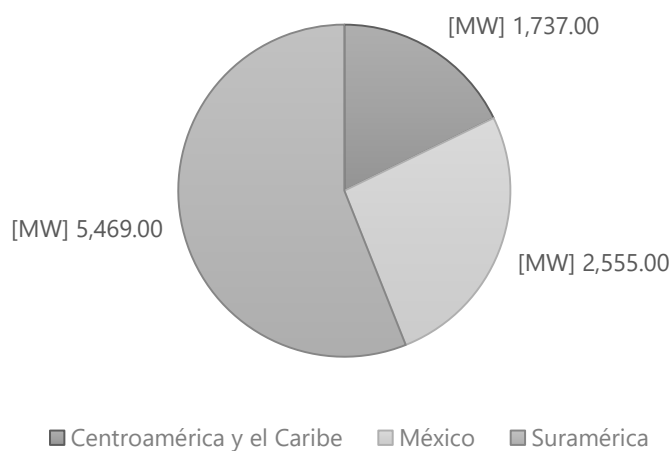


Ilustración 7 - Capacidad solar fotovoltaica instalada en América Latina por región.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de (IRENA, 2019).

3.1.2.2. Costos de la energía solar FV en América Latina

Los costos estimados del valor de un módulo fotovoltaico para la región de América Latina en el 2015 se aproximaban a 0.6 [USD/W_{DC}], actualmente el precio ha decaído rotundamente a un precio alrededor de 0.27 [USD/W_{DC}] las proyecciones estiman que el precio seguirá disminuyendo aunque no con una diferencia tan amplia como se ha venido registrando, estas proyecciones

indican que la región podrá adquirir los módulos fotovoltaicos a un valor similar a 0.18 [USD/W_{DC}] para el 2023 (García de Fonseca, Parikh, & Manghani, 2019).

3.1.2.3. Marco regulatorio de generación FV centralizada y distribuida

Los incentivos brindados al sector de generación de energía solar fotovoltaica han permitido que esta tecnología se desarrolle cada vez más en los países latinoamericanos, incluyendo exenciones de impuestos, tarifas menores, entre otros. Los beneficios para la generación distribuida en América Latina están presentes en algunos países desde el 2004 como es el caso de Chile. Algunos de estos países cuentan en su marco legal energético con leyes y decretos que promueven la generación distribuida para autoconsumo e inyección de excedentes a la red eléctrica local e incluso a redes de transmisión privadas como es el caso de México y Brasil (IEA, 2020). En el Caribe Antigua y Barbuda, Barbados, Granada y Jamaica son ejemplos de países que cuentan con modelos de medición y facturación neta de la generación en el sector residencial y comercial. Guatemala, Nicaragua, Costa Rica y México contemplan los modelos de facturación y medición neta y a su vez incluyen otros incentivos para promocionar los sistemas de generación distribuidos. En Suramérica Argentina, Brasil y Chile son los países más representativos en cuanto a capacidades instaladas de energía solar FV y de modelos de facturación y medición neta (Castellanos Toro, 2018). Estos modelos de facturación y medición neta son diferentes en cada uno de los países de América Latina y sus reglamentos incluyen restricciones distintas de acuerdo con los entes reguladores nacionales.

3.1.3. ANÁLISIS INTERNO

Honduras es un país que forma parte de los diversos tratados y convenios para la reducción de contaminación por GEI. A raíz de su compromiso con esto la matriz energética hondureña ha evolucionado, incorporando sistemas de generación renovable incentivados por las leyes como la Ley General del Ambiente y la Ley de Promoción de la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables. En la ilustración 8 se observa el crecimiento de la capacidad instalada de energía solar FV en los últimos años. La capacidad total instalada es de 510.8 [MW] (ENEE, 2020).

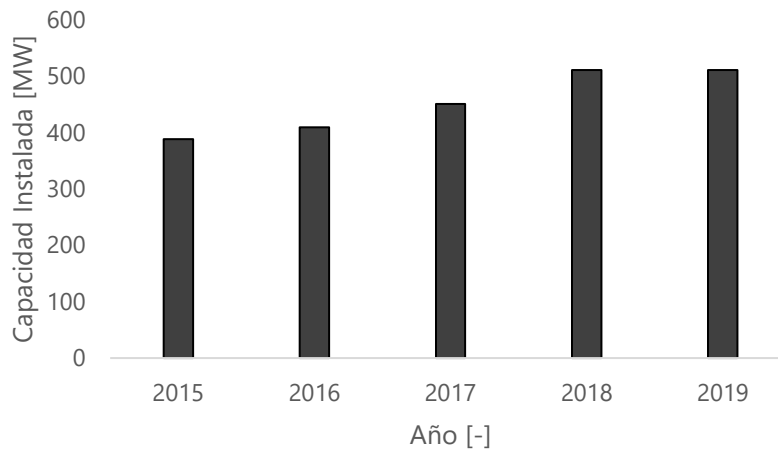


Ilustración 8 - Capacidad instalada de energía FV en Honduras.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de (ENEE, 2020).

3.1.3.1. Análisis de consumo de energía eléctrica

En el comportamiento de los consumos de energía eléctrica en Honduras, se observa una gran influencia del sector comercial, es el segundo sector donde se encuentra un mayor consumo de energía eléctrica. incluso por encima del sector industrial. La ilustración 9 muestra la cantidad de energía que se llegó a consumir en el año 2019 por los diferentes sectores (destacando el sector comercial como el de interés en esta investigación) cabe resaltar que no se considera el análisis de los datos del 2020 debido a la variación que se produjo en el comportamiento de los consumos a causa de la pandemia por COVID-19, el sector industrial y comercio han disminuido su consumo pero el residencial ha aumentado por el estado de cuarentena, según datos de la ENEE se ha disminuyo un 12% del consumo las primeras semanas de la cuarentena.

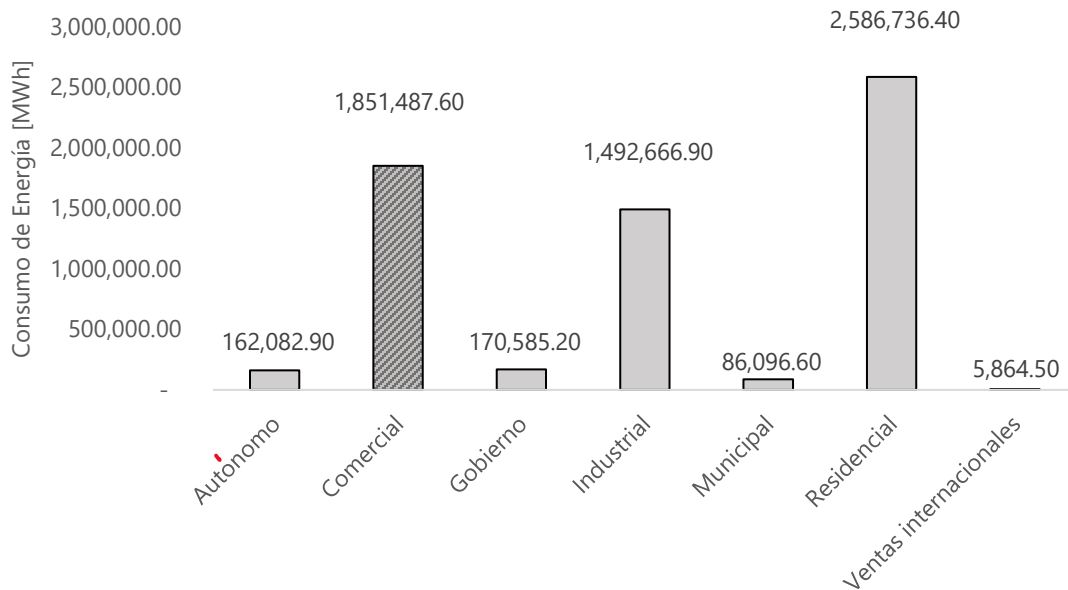


Ilustración 9 - Comportamiento de consumo por sector.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de (ENEE, 2020).

3.1.3.2. Evolución de la tarifa eléctrica

Analizado el consumo que tiene el sector comercio se observa que ha sido muy significativo y que los gastos que puede llegar a tener un comercio solo por el consumo de energía son muy elevados. Evidentemente estos gastos tienden al aumento debido al lazo que liga los consumos de energía con la tarifa eléctrica en Honduras, en la ilustración 10 se muestra como la tarifa eléctrica se ha mantenido en aumento, aunque en el 2020 se aprecia una disminución, esta se ocurre por la reducción que sufrió el valor del combustible debido a la pandemia por COVID-19, que ha afectado a la tarifa eléctrica de Honduras, llegando a bajar en temporalmente.

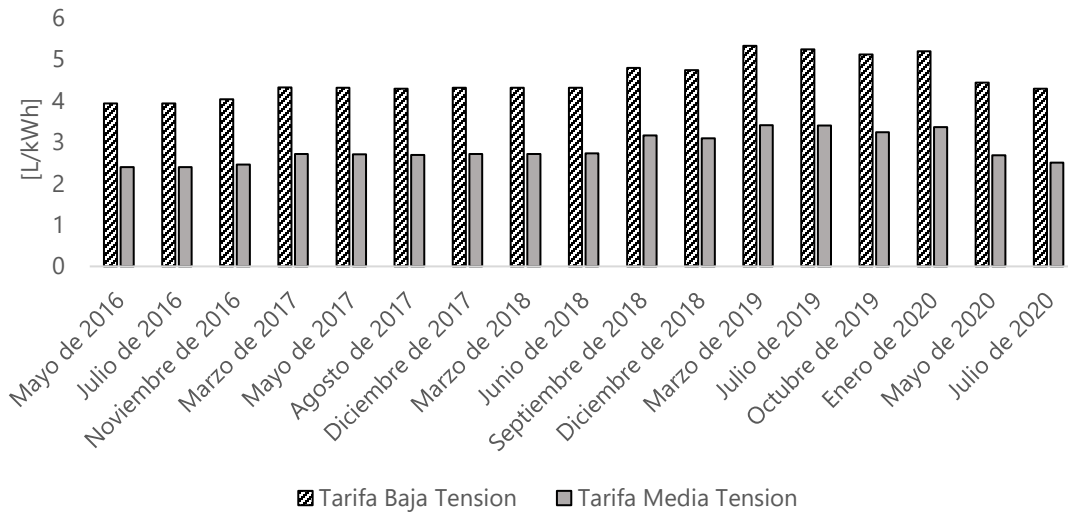


Ilustración 10 - Evolución trimestral de la tarifa eléctrica en Honduras.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de (CREE, 2020).

Cabe destacar que únicamente se analizó las tarifas para baja y media tensión ya que el sector comercial en su mayoría se encuentra en estas tarifas, en el caso de la tarifa de alta tensión está diseñada para empresas y sectores que tengan un consumo elevado como ser maquilas, industrias de manufactura, entre otros.

3.1.3.3. Instalaciones FV de autoconsumo en Honduras

Algunas instalaciones comerciales en Honduras cuentan con sistemas FV en el techo para autoconsumo, supliendo parte de la demanda eléctrica de la instalación. En algunos edificios públicos o privados dedicados a oficinas también se han incorporado sistemas FV de autoconsumo. El edificio donde se encuentran las oficinas de la Secretaría de Energía de Honduras cuenta con un sistema FV de autoconsumo de 11[kW] (Pv-magazine, 2014). Uno de los proyectos más recientes en el sector comercial es el sistema FV en el techo del centro Mega Mall en San Pedro Sula (ver ilustración 11) que proyecta una generación de energía de 1.288 [MWh] y permitirá suplir el 16% del consumo del comercio (Celsia, 2020).



Ilustración 11 - Sistema FV sobre techo Mega Mall San Pedro Sula.

Fuente: (Celsia, 2020).

En el sector de centros comerciales están previstos dos proyectos grandes con un total de 3.55 [MW] ubicados en el centro comercial City Mall San Pedro Sula y en City Mall Tegucigalpa, ambos proyectos serían desarrollados por la empresa Enertiva continuando con la Fase III de los proyectos para la Corporación Lady Lee (Molina, 2020). La primera fase de los proyectos desarrollados por Enertiva involucró la instalación de un sistema FV de 576 [kW] en Mall Megaplaza en Roatán (Bellini, 2019). La segunda fase de este proyecto corresponde a 1.41 [MW] distribuidos en Mall Megaplaza en el Progreso (ver ilustración 12) y las instalaciones de un centro de distribución.



Ilustración 12 - Sistema FV sobre techo Mall Megaplaza El Progreso.

Fuente: (Enertiva, 2020).

3.1.3.4. Instalaciones FV de autoconsumo en Santa Rosa de Copán

En la ciudad de Santa Rosa de Copán se encuentran dos instalaciones del sector comercial con sistemas FV de autoconsumo ubicados en sus techos. Estos proyectos corresponden a un supermercado "Supermercado 20 Menos" y a la Gasolinera Texaco "La Reyna" (ver ilustración 13). Ambos proyectos fueron desarrollados por la empresa Equinsa Energy.



Ilustración 13 - Sistema FV sobre techo gasolinera Texaco "La Reyna".

Fuente: (Equinsa Energy).

3.2. TEORÍAS DEL SUSTENTO

Esta sección del documento incorpora las teorías que fundamentan los argumentos de la investigación, los cuales dan forma y permiten tener un concepto claro de lo que se pretende estudiar en la misma. Dentro de las teorías del sustento de este documento se encuentran los conceptos de la energía solar FV y sus instalaciones derivadas, el autoconsumo FV y la optimización que son parte fundamental. A su vez se mencionan los conceptos técnicos y financieros que permitirán el desarrollo del programa y de la investigación.

3.2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar es la energía radiante procedente del Sol y que llega a la superficie de la Tierra (infrarrojo, luz visible y ultravioleta). La energía solar es transformada en energía eléctrica, aprovechando el efecto fotovoltaico producido en las células fotovoltaicas que en conjunto conforman un módulo FV (Carta Gonzales, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Estas células fotovoltaicas son semiconductores que transforman la energía luminosa contenida en fotones y por procesos químicos la transforman en corriente eléctrica (Barrera, 2015).

3.2.2. TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

La energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos puede ser aprovechada en distintas formas de instalaciones FV. Actualmente se encuentran muchas aplicaciones para las instalaciones fotovoltaicas entre las que se encuentran el suministro de energía eléctrica en zonas remotas, bombeo de agua para sistemas de riego, iluminación pública, plantas de generación de energía eléctrica, entre otras (Serrano, 2016). Las dos configuraciones más desarrolladas y grandes son las instalaciones FV aisladas y conectadas a red.

Las instalaciones FV pueden ser aisladas en las que se emplean equipos de almacenamiento, comúnmente baterías, para poder utilizar la energía almacenada en el momento que se requiera (Marín, 2004).

Las instalaciones FV también pueden ser conectadas a la red eléctrica local en los que su principal objetivo es generar la mayor cantidad de energía para venderla a las empresas distribuidoras. Esta investigación se enfoca en las instalaciones FV conectados a red y sus variantes.

3.2.2.1. *Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red*

Este tipo de instalaciones FV no requieren de un componente de almacenamiento debido a que la energía se entrega a la red de forma directa lo que representa ventajas técnicas en cuanto al tipo de instalación y económicas por los costos. Las instalaciones FV conectadas a red inyectan la energía generada durante el día en la línea eléctrica que se conectan y esta es vendida a una empresa distribuidora (Serrano, 2016).

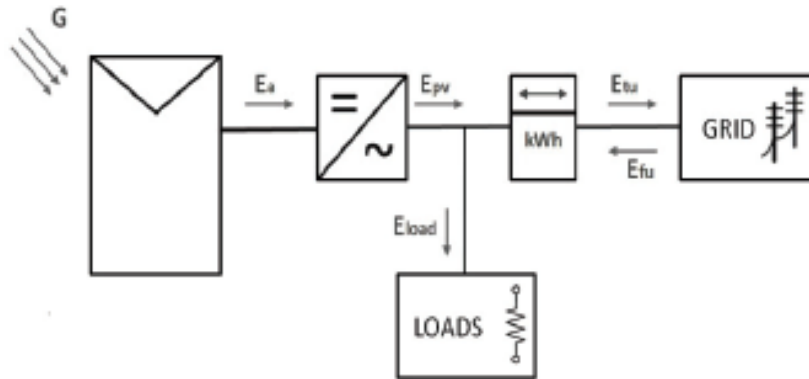


Ilustración 14 - Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red

Fuente: (Téllez Molina & Prodanovic, 2013).

3.2.2.1.1. *Generador fotovoltaico*

Son aquellos equipos que cumplen la función de transformar la energía del sol a energía eléctrica, la cual será aprovechada como autoconsumo o será inyectada a la red. (Casallo, 2015)

3.2.2.1.2. *Caja combinadora*

En los Sistemas Fotovoltaicos las cajas combinadoras fotovoltaicas o también llamadas "*Combiner box*" permiten optimizar el cableado proveniente de los módulos facilitando así el mantenimiento y mejorando la fiabilidad del sistema.

3.2.2.1.3. *Cuadro de protección*

Los cuadros de protecciones magnetotérmicos tienen la función de brindar la estabilidad y del sistema sobre cualquier descarga atmosférica y sobretensiones que puedan causar un gran daño a nuestros equipos, este cuadro de protección se ubica entre los paneles solares y el inversor, como también entre el inversor y nuestro centro de carga. (SolarGraus, 2019)

3.2.2.1.4. *Inversores*

Este equipo tendrá la función de convertir la energía DC proveniente de los módulos solares a energía AC la cual será dirigida al centro de carga para luego ser aprovechada por el consumo de la carga o inyectada a la red.

3.2.2.1.5. Medidor Bidireccional

Para los proyectos fotovoltaicos de autoconsumo, el medidor bidireccional es un elemento indispensable, este tipo de medidor tiene la capacidad de diferenciar entre la energía fotovoltaica consumida brindada por la red y la energía proveniente del sistema fotovoltaico que no está siendo aprovechada, es decir los excedentes.

3.2.2.2. Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectada a red

Una alternativa para reducir el consumo de energía de la red eléctrica local y lograr ahorro en los costos de energía son los sistemas FV de autoconsumo que son utilizados como fuente de suministro eléctrico, inyectando a la red los excedentes de energía generada. Estos sistemas de autoconsumo se encuentran conectados a red para consumir de ella cuando la energía generada por el sistema FV no es suficiente (Serrano, 2016).

3.2.3. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

El autoconsumo fotovoltaico se aplica a aquellas situaciones en el que un usuario genera parte o el total de la energía eléctrica que consume en su propia vivienda o instalación. Si la potencia FV es menor que la que se consume es necesario suplir lo restante de la red eléctrica, en caso de ser mayor, se generan excedentes que son inyectados a la red y si es igual, no hay demanda de la red y todo lo generado por el sistema FV es consumido por la carga. (Alonso Abella & Chenlo Romero, 2013). Ver ilustración 15.

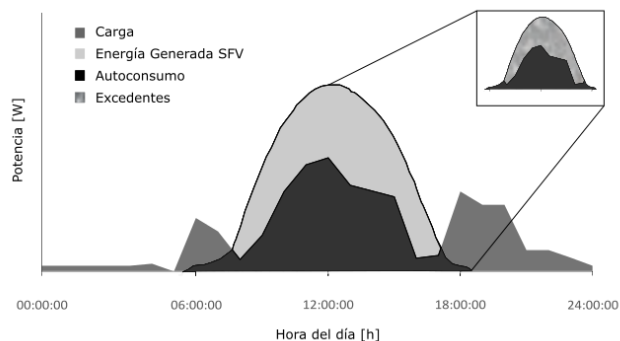


Ilustración 15 - Autoconsumo y excedentes de energía generada por el sistema FV.

Fuente: Elaboración propia.

En el estudio de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo es necesario analizar los índices de autoconsumo y autosuficiencia (Jiménez Castillo, Muñoz Rodríguez, Rus Casas, & Talavera, 2019), en el caso de un sistema FV de autoconsumo conectado a red, el índice de autoconsumo φ_{sc} (*self-consumption index* o SCI por sus siglas en inglés) es de relevancia debido a que tal y como se muestra en la ecuación 1 muestra la relación entre la energía generada por el sistema FV que es utilizada en el consumo ($E_{FV\ con}$) y la energía generada total por el sistema FV ($E_{FV\ gen}$) (Linssen, Stenzel, & Fler, 2017).

$$\varphi_{sc} = \frac{E_{FV\ con}}{E_{FV\ gen}}$$

Ecuación 1 - Índice de autoconsumo FV.

Fuente: (Linssen, Stenzel, & Fler, 2017).

El índice de autosuficiencia φ_{ss} (*self-sufficiency index* o SSI por sus siglas en inglés) muestra la relación existente entre la energía generada por el sistema FV que es utilizada ($E_{FV\ con}$) y la energía que requiere la carga (E_{carga}) (Linssen, Stenzel, & Fler, 2017). Ver ecuación 2.

$$\varphi_{ss} = \frac{E_{FV\ con}}{E_{carga}}$$

Ecuación 2 - Índice de autosuficiencia FV.

Fuente: (Linssen, Stenzel, & Fler, 2017).

3.2.4. OPTIMIZACIÓN

La búsqueda de mejorar procesos y de realizarlos de maneras más eficientes, la reducción de los costos y de material, entre otras son algunas de los beneficios que conlleva la aplicación de la optimización. La optimización es un proceso que consiste en la selección de una alternativa mejor, en algún sentido, que las demás alternativas posibles. Los problemas de optimización generalmente componen de tres elementos: una función objetivo, variables (que representan las decisiones) y las restricciones. (Ramos, Sánchez, Ferrer, Linares, & Barquín, 2010)

3.2.5. CONCEPTOS TÉCNICOS

En esta sección se detallan los conceptos técnicos que influyen en el diseño de un sistema FV.

3.2.5.1. *Capacidad nominal DC*

Es la potencia máxima que un aparato o maquina puede entregar en condiciones normales, para los módulos fotovoltaicos su condición normal es dado por las condiciones estándar de prueba (*Standard Test Conditions*, conocido también por sus siglas en inglés como STC), (ver anexo 6), para determinar la capacidad nominal DC de un proyecto fotovoltaico se debe sumar la potencia nominal de cada uno de los módulos fotovoltaicos que se han instalado y su unidad de medida es el kilovatio pico [kWp] (SMA Solar Technology AG, 2011).

3.2.5.2. *Capacidad nominal AC*

La capacidad nominal AC, se refiere a la potencia máxima que puede entregar los inversores, los módulos fotovoltaicos generan voltaje en corriente directa (DC), esta se convierte a corriente alterna (AC) a través de los inversores al igual que la capacidad nominal DC, basta con sumar la potencia nominal de cada inversor utilizado en el proyecto. La capacidad nominal AC suele ser menor que la capacidad nominal DC y es necesaria la conversión para poder incorporar la generación del sistema FV a la red eléctrica. (NREL, 2013).

3.2.5.3. *Ratio DC/AC*

El ratio DC/AC es una expresión que relaciona la capacidad nominal DC y la capacidad nominal AC. Los sistemas FV rara vez se encuentran en su capacidad de generación ideal (a STC) por lo que la generación en DC no superará la capacidad máxima en AC (SolarEdge Technologies Inc., 2019), debido a esto es recomendable que el valor del ratio DC/AC este valor se mantenga entre 1 y 2 evitando un sobredimensionamiento o sobrecarga de los inversores solares además de un incremento innecesario de los costos del proyecto FV. (Folsom Labs, 2019)

3.2.5.4. *Coficiente de rendimiento (PR)*

El coeficiente de rendimiento o PR (*Performance Ratio*), es una magnitud medida en porcentajes que expresa la relación que existe entre la generación real con la generación teórica del sistema.

Indica el nivel de eficiencia energética y de fiabilidad que posee la instalación fotovoltaica lo que permite poder comparar con otras instalaciones fotovoltaicas (SMA Solar Technology AG). Ver ecuación 3.

$$PR = \frac{\text{Generación real [kWh]}}{\text{Generación teórica [kWh]}} = \frac{\text{Generación real [kWh]}}{\text{Irradiación sobre el plano FV } \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] \times \text{Área [m}^2] \times \eta_{\text{módulos FV}}}$$

Ecuación 3 - Coeficiente de rendimiento (PR).

Fuente: (Marín J. C., 2015).

3.2.5.5. Irradiancia global anual horaria

La irradiancia es la magnitud que describe la cantidad de potencia que incide sobre una superficie su unidad de medida es [kW/m²]. La irradiancia global horaria se describe como la suma de la radiación directa y difusa total que tiene contacto con el módulo solar fotovoltaico en intervalos de una hora durante un año (NREL, 2020).

3.2.6. CONCEPTOS FINANCIEROS

En esta sección se detallan los conceptos financieros que influyen en el diseño y elección de un sistema FV.

3.2.6.1. Costo actual neto (NPC)

El costo actual neto (*Net Present Cost* o NPC por sus siglas en inglés) es una variable que tiene influencia en la toma de decisión al momento de realizar una inversión. El costo actual neto (NPC) engloba el concepto del valor del dinero obtenido en el futuro trasladado al presente (Wetekamp, 2011). El costo actual neto o valor actual neto se define como el flujo de efectivo en la vida del proyecto solar a valor presente. Es la diferencia del valor actual de todos los costos que se dan en la vida útil del proyecto y el valor actual de todos los ingresos generados en su vida útil. (HOMER Energy, LLC, 2017).

3.2.6.2. Costo de capital

El costo de capital o inversión inicial se refiere a la cantidad de dinero necesaria para que el proyecto se lleve a cabo, en el caso de un sistema fotovoltaico se consideran todos los costos de

la compra de equipo (módulos solares FV, inversores, protecciones, etc.) y la instalación de estos. Además se consideran los costos de terreno y gastos preoperativos.

3.2.6.3. Costo específico de capital

Es el costo en el que incurre instalar la unidad de potencia DC del sistema FV, sus unidades son [\$/kWp], para obtener este valor se realiza la división de la inversión inicial o costo de capital entre la capacidad instalada DC del sistema FV.

3.2.6.4. Costos de O&M

Son los costos que recurrirá el proyecto en operación y mantenimiento una vez comience a operar, este valor es variable ya que depende de la constancia y periodos de mantenimiento que se le dé al sistema FV, este comúnmente se expresa por cada unidad de potencia DC instalada [\$/kW-año], sin embargo se puede encontrar expresado como un porcentaje de la inversión inicial (Abbood, Salih, & Mohammed, 2018).

3.2.6.5. Costo nivelado de la electricidad (LCOE)

El LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) es un valor indica el costo de la energía. La cantidad monetaria de generar un kilovatio hora de energía eléctrica [\$/kWh]. La ecuación del LCOE (Véase la ecuación 4) abarca valores como el costo de O&M, costo de combustible, inversión inicial, seguros y energía generada. Estos valores deben ser expresados mediante la vida útil del proyecto y ajustados a la inflación y tasa de descuento para reflejar el valor en el tiempo del dinero. siendo únicamente el costo de combustible despreciado cuando se trata de energías renovables (Dincer & Abu-Rayash, 2020).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O\&M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 4 - Costo nivelado de la electricidad (LCOE).

Fuente: (Mora, 2017).

Donde:

$LCOE$ = Costo nivelado de la electricidad [\$/kWh]

I_t = Inversiones en el año t [\\$]

$O\&M_t$ = Gastos de operación y mantenimiento por año [\$/kW-año]

F_t = Gastos de combustible en el año t [\\$]

E_t = Generación de electricidad en el año t [kWh]

r = Tasa de descuento [%]

n = Vida útil del proyecto [años]

3.2.6.6. *Precio de la electricidad*

Es la cantidad de dinero que cuesta un kilovatio hora [kWh], en Honduras esta es determinada por la CREE (ver Anexo 5) y se ve reflejada en la tarifa eléctrica, sus unidades son [L/kWh].

3.2.6.7. *Precio de los excedentes de energía*

Es el valor monetario por el cual un usuario auto productor se le es compensado el excedente de generación de energía inyectada a la red eléctrica. En algunos países la legislación no contempla la compra de excedentes de energía por lo que no se considera en los modelos de generación distribuida.

IV. METODOLOGÍA

En este capítulo se muestra la metodología para llevar a cabo la investigación. En él se contemplan el enfoque, las variables de investigación, la hipótesis y las herramientas y actividades necesarias para desarrollarla.

4.1. ENFOQUE

El enfoque de investigación es de tipo cuantitativo, en el que se comprenden una serie de procesos para poder obtener los resultados entre ellos el análisis numérico y estadístico de recolección de datos de la muestra para comprobar las hipótesis planteadas (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014).

En la investigación se pretende responder a las preguntas previamente planteadas y conocer como es el comportamiento de las variables. El alcance de esta investigación es de tipo correlacional basado en que los estudios correlacionales asocian variables y buscan conocer el grado de relación existente entre ellas (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014). La relación de las variables puede variar en cada escenario de la investigación pues se realizarán manipulaciones de las variables independientes en cada uno de estos para comprobar que efecto tienen en la variable dependiente y es la razón de que el diseño de la investigación sea de tipo experimental.

4.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

A continuación se presentan la variable dependiente y las variables independientes seleccionadas para llevar a cabo la investigación. En las ilustraciones 18 y 19 se muestra la relación de cada una de estas variables.

4.2.1. VARIABLE DEPENDIENTE

La variable dependiente no se manipula, esta se mide para conocer el grado de afectación que poseen las variables independientes en ella. Para esta investigación se seleccionó el costo actual neto (NPC) de un sistema FV y el NPC de suministro de la red eléctrica local como variables dependientes.

4.2.2. VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes de esta investigación se encuentran en dos grupos. El primer grupo corresponde a las variables técnicas que influyen en el diseño del sistema FV y que se relacionan con la producción de energía eléctrica (ver ilustración 16). El segundo grupo corresponde a las variables financieras que evalúan la rentabilidad y viabilidad de los proyectos FV (ver ilustración 17).



Ilustración 16 - Variables técnicas de la investigación.

Fuente: Elaboración propia.

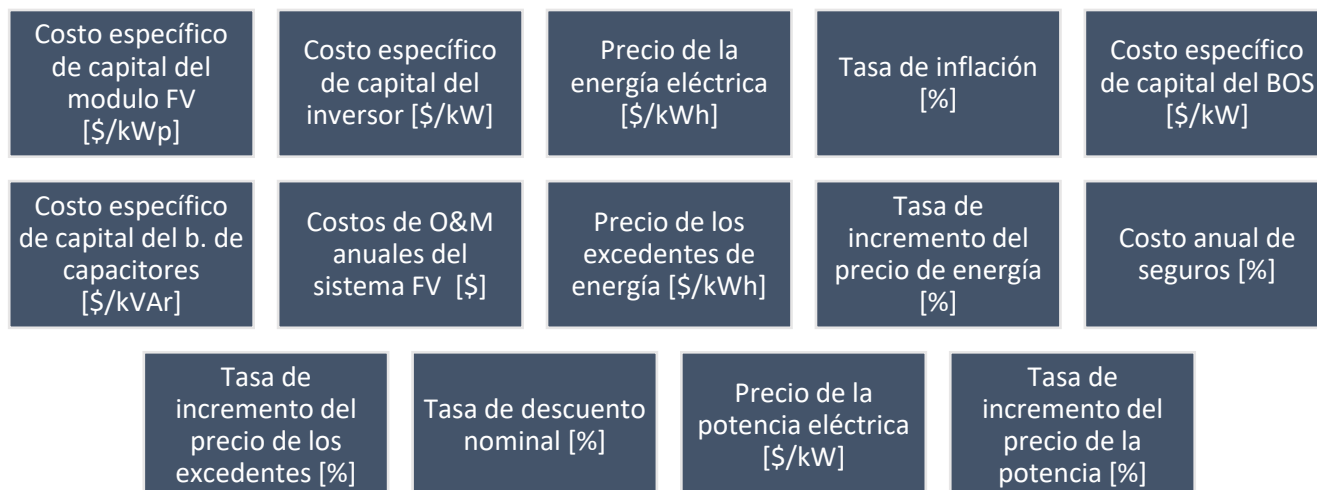
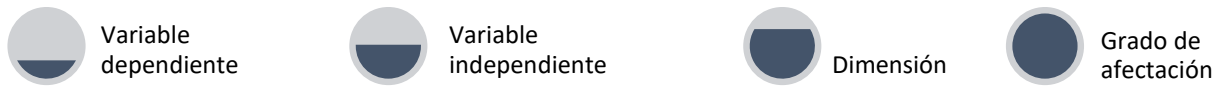


Ilustración 17 - Variables financieras de la investigación.

Fuente: Elaboración propia.



	Variable dependiente	Variable independiente	Dimensión	Grado de afectación
NPC FV [\$]	Irradiancia global		[kW/m ²]	+
	Potencia nominal del modulo FV		[W]	+
	Ratio DC/AC		[-]	+
	Coeficiente de rendimiento		[%]	+
	Demanda de energía eléctrica		[kWh]	±
	Generación de energía eléctrica		[kWh]	+
	Factor de incremento de la demanda eléctrica		[%]	±
	Factor de degradación del modulo FV		[%]	-
	Costo específico de capital del modulo FV		[\$/kWp]	-
	Costo específico del inversor		[\$/kW]	-
	Costo específico de BOS		[\$/kW]	-
	Costo de O&M		[\$]	-
	Costo de seguros		[%]	-
	Tasa de inflación		[%]	-
	Tasa de descuento		[%]	+
	Precio de la energía eléctrica		[\$/kWh]	-
	Tasa de incremento del precio de la energía		[%]	-
	Precio de los excedentes de energía		[\$/kWh]	+
	Factor de incremento del precio de los excedentes		[%]	+
	Precio de la potencia eléctrica		[\$/kW]	-
Tasa de incremento de la potencia eléctrica		[%]	-	

Ilustración 18 - Relación del NPC FV y sus variables independientes.

Fuente: Elaboración propia.

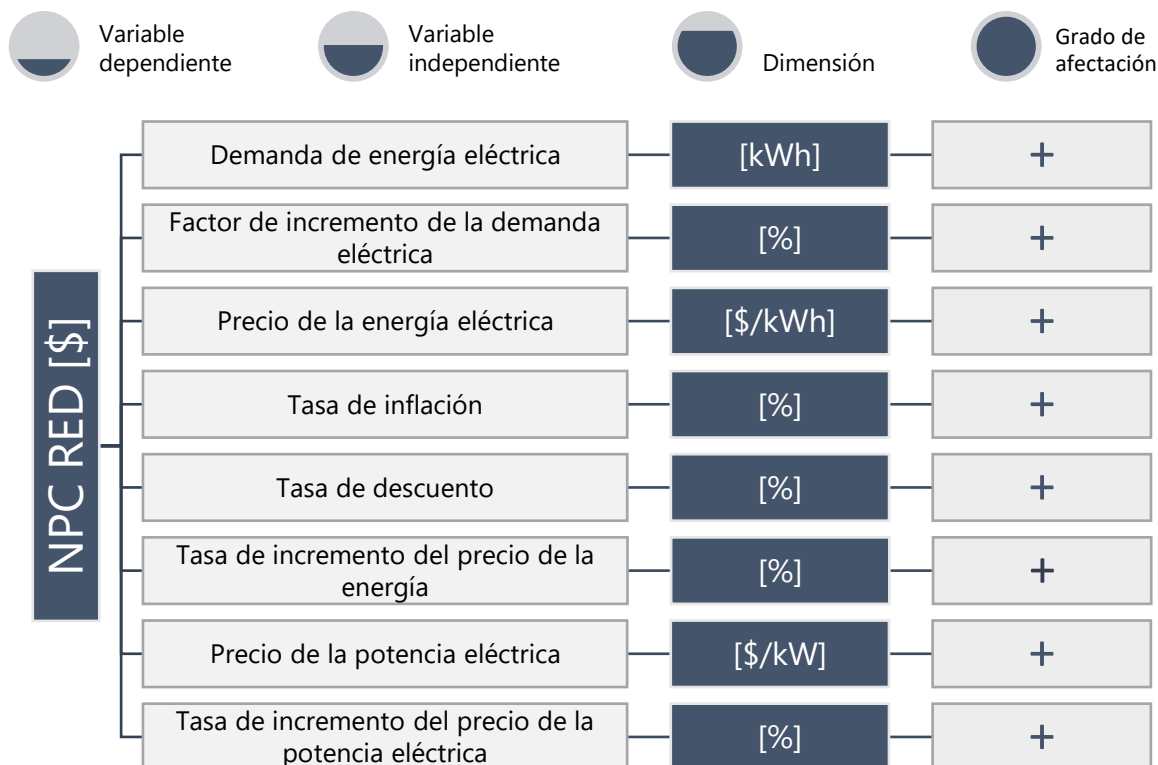


Ilustración 19 - Relación del NPC de la Red y sus variables independientes.

Fuente: Elaboración propia.

En las ilustraciones 18 y 19 se muestra la relación entre las variables dependientes, costo actual neto fotovoltaico (NPC FV) y costo actual neto de la red eléctrica (NPC RED) y las variables independientes que tienen influencia en cada una de ellas. En el caso del NPC RED la cantidad de variables independientes es menor debido a que no se consideran los parámetros técnicos de un sistema FV ni la generación de energía. Únicamente se consideran los elementos que involucra continuar el consumo de energía suministrado por la red eléctrica local.

4.2.2.1. Grados de afectación de las variables

A cada una de las variables independientes se les ha asignado un grado de afectación para la variable dependiente. A continuación se describe el grado para cada una.

4.2.2.1.1. Costo presente neto del sistema FV

La irradiancia global anual posee un grado de afectación positivo pues el recurso permite la generación de energía solar fotovoltaica.

La potencia nominal del módulo FV, el ratio DC/AC y el coeficiente de rendimiento, son parámetros técnicos que pertenecen a los componentes del sistema que permiten la generación de energía.

La generación de energía permite suplir la demanda eléctrica de la carga y los excedentes generados pueden convertirse en ingresos monetarios o beneficios para el usuario, disminuyendo el NPC del sistema FV.

El factor de degradación de los módulos FV es considerado negativo ya que perjudica la generación de energía durante el periodo de vida útil del proyecto.

Los costos específicos de los módulos FV, inversor y BOS corresponden a los componentes del sistema FV de autoconsumo. Son considerados negativos basado en que incrementan el NPC del sistema FV.

El costo de operación y mantenimiento implica un gasto fijo durante la vida útil del proyecto por lo que contribuye a incrementar el NPC del sistema FV.

El costo de seguros del sistema FV es considerado negativo ya que contribuye a aumentar el valor del NPC del sistema FV.

La tasa de inflación aumenta el valor monetario por ello su grado de afectación es considerado negativo. La tasa de descuento es considerada positiva para el NPC FV.

El precio de la energía eléctrica, potencia eléctrica, el factor de incremento del precio de la energía y la tasa de incremento de la potencia eléctrica son considerados negativos basado en que el valor monetario que se obtiene por la compra de energía suministrada por la red eléctrica es un costo que incrementa el NPC del sistema FV.

El precio de los excedentes y el factor de incremento del precio de los excedentes son considerados positivos debido a que representan un ingreso para el proyecto y reducen el NPC del sistema FV.

La demanda de energía y su respectiva tasa de incremento pueden ser considerados de efecto positivo o negativo para el NPC FV debido a que dependiendo del tamaño de la demanda el NPC FV puede aumentar o disminuir.

4.2.2.1.2. Costo presente neto del suministro de la red eléctrica

La demanda de energía eléctrica y el factor de incremento de la demanda eléctrica son considerados positivos basado en que el consumo eléctrico de una carga implica la compra de suministro eléctrico de la red.

El precio de la energía eléctrica, potencia eléctrica, tasa de incremento del precio de la energía y la tasa de incremento de la potencia eléctrica poseen un grado de afectación positivo para el NPC de la red debido a que contribuyen a los costos por compra del suministro de la red eléctrica.

4.3. HIPÓTESIS

Las hipótesis de la investigación están orientadas a evaluar el programa desarrollado para calcular el NPC del sistema FV y seleccionar el óptimo para la instalación de consumo.

Hipótesis de investigación (H_i): El programa desarrollado en LabVIEW es capaz de ejecutar la función objetivo, calcular y determinar el costo presente neto mínimo para la capacidad nominal DC óptima de un sistema FV de autoconsumo para el sector comercial.

Hipótesis nula (H_0): El programa desarrollado en LabVIEW no es capaz de ejecutar la función objetivo, calcular y determinar el costo presente neto mínimo para la capacidad nominal DC óptima de un sistema FV de autoconsumo para el sector comercial.

4.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

Para el desarrollo de la investigación es requerido aplicar técnicas para la búsqueda y obtención de la información necesaria para sustentarla. El empleo de herramientas como softwares de programación y de recopilación de datos meteorológicos son necesarios para lograr el objetivo de la investigación, así como un software que permita validar el nivel de confiabilidad del programa desarrollado.

4.4.1. TÉCNICAS

A continuación se detallan las técnicas aplicadas para obtener la información requerida.

4.4.1.1. *Revisión de literatura*

Se realizó la búsqueda de información para el marco teórico de la investigación, en diversos medios entre ellos se incluyen libros, revistas, buscadores académicos en internet y datos de páginas de internet relacionadas con el tema de investigación.

4.4.1.2. *Entrevistas*

Las entrevistas fueron realizadas con la finalidad de conocer, de personas expertas en la industria solar fotovoltaica en Honduras, los datos de costos específicos de capital de los componentes técnicos de un sistema FV en Honduras, los datos de consumo histórico del sector comercial bancario y datos de instalaciones FV en Santa Rosa de Copán. Mediante las entrevistas se obtuvieron los perfiles de carga de los bancos utilizados como muestra en la investigación.

4.4.1.3. *Depuración y corrección del perfil de carga*

Los perfiles de carga proporcionados por la Empresa Energía Honduras (EEH) contienen errores de medición que generan imprecisión en los datos de consumo. En esta investigación se utilizó el método propuesto por (Torres & Mejía, 2020) para corregir el perfil de carga y adecuarlo para su uso en el programa elaborado.

4.4.1.4. *Cálculo del NPC*

El costo actual neto NPC se calcula en base al flujo de caja del proyecto fotovoltaico utilizando el concepto de la suma de todos los costos en los que incurre el proyecto y descontando los ingresos que se obtienen por la generación del proyecto durante su vida útil. La ecuación base del NPC (ver ecuación 5) se toma como base para el desarrollo de la función objetivo en la sección de metodología. Cabe resaltar que la ecuación base es del valor actual neto (NPV). El NPC varía del NPV en el signo (HOMER Energy, LLC, 2017).

$$NPC = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 5 - Ecuación simple del costo actual neto.

Fuente: (Wetekamp, 2011) y (HOMER Energy, LLC, 2017).

Donde:

NPC = Costo actual neto [\$]

CF_t = Flujo de caja en el periodo t [\$]

r = tasa de descuento real [%]

N = periodo de vida útil [años]

4.4.2. INSTRUMENTOS

Dentro de los instrumentos aplicados se encuentran softwares para obtención de datos y de programación.

4.4.2.1. *NI LabVIEW*

LabVIEW es un software que permite a los usuarios realizar pruebas, medidas y control con acceso rápido al hardware y la información de datos. LabVIEW ofrece la oportunidad de un enfoque de programación grafica que permite observar cada aspecto del programa que se está desarrollando con componentes visibles, esto facilita la integración del hardware a cualquier persona, evitando lógica compleja y desarrollo algorítmico ya que se ven encapsulados en los componentes, estos podrán ser enlazados entre sí para variar su comportamiento y permitir resultados específicos que el usuario desea obtener. (National Instruments, 2020).

LabVIEW fue utilizado en esta investigación para elaborar el programa de optimización de sistemas FV para el sector comercial. Haciendo uso de las múltiples funciones del software para incorporar la información y formulas necesarias.

4.4.2.2. *HOMER Grid*

Es un software que permite diseñar y optimizar sistemas de energía, este realiza de forma rápida una gran cantidad de cálculos y comparar una variedad de diseños para identificar cuál de estos es más rentables y minimizar los riesgos del proyecto. HOMER Grid es una herramienta de optimización para investigar si invertir en tecnologías distribuidas, conectadas a la red (HOMER Energy, LLC, 2020).

HOMER Grid se utilizó para comprobar el grado de confiabilidad de los resultados obtenidos en el programa desarrollado en LabVIEW, validando los valores del NPC obtenidos con los entregados por HOMER Grid, el cual es un reconocido software en la industria.

4.4.2.3. *System Advisor Model (SAM)*

Es un software técnico económico el cual permite modelar diversos tipos de sistemas de energía renovable, además alberga una gran cantidad de datos meteorológicos de diferentes localidades procedentes de la base de datos del NREL, los cuales es posible descargarlos y utilizarlos para el desarrollo de investigaciones (Blair, y otros, 2017). Este software se utilizó para obtener los datos de irradiancia global horaria incidente en Santa Rosa de Copán, haciendo uso de un archivo denominado Año Meteorológico Típico (*Typical Meteorological Year* o *TMY* por sus siglas en inglés) el cual recopila datos meteorológicos de una zona geográfica con valores típicos durante un año.

4.4.2.4. *Microsoft Excel*

Microsoft Excel se utilizó en esta investigación para ordenar los datos de los perfiles de carga y los datos meteorológicos de irradiancia solar. Estos datos fueron exportados en archivos de texto para incorporarlos al programa. También se utilizó para elaborar algunas de las ilustraciones y tablas del documento.

4.5. POBLACIÓN Y MUESTRA

La investigación está enfocada en la ciudad de Santa Rosa de Copán la cual pertenece al municipio homónimo en el departamento de Copán en el occidente de Honduras. La ciudad está ubicada en latitud 14.7675 y longitud -88.7780. Ver ilustración 20.



Ilustración 20 - Ubicación del municipio de Santa Rosa de Copán, Honduras.

Fuente: Elaboración propia.

4.5.1. POBLACIÓN

La población de esta investigación incluye al sector comercial bancario de la ciudad de Santa Rosa de Copán. Dentro de la población se incluyen las agencias bancarias de la ciudad bajo la restricción que no deben encontrarse en un centro o plaza comercial debido que no poseen autonomía sobre las instalaciones para implementar un sistema FV en el techo de esta. La población total es de 22 agencias bancarias. Ver ilustración 21.



Ilustración 21 - Ubicación de las agencias bancarias en Santa Rosa de Copán, Honduras.

Fuente: Elaboración propia.

4.5.2. MUESTRA

La muestra de la investigación se determinó basado en un nivel de confianza del 95% y un error del 5%. La muestra óptima para la investigación es de 19 agencias bancarias desarrollo de la investigación. Sin embargo, únicamente se utilizarán 8 agencias bancarias debido a limitaciones en la obtención de datos.

4.6. METODOLOGÍA DE ESTUDIO

La metodología de estudio de esta investigación adopta la metodología de desarrollo de software de tipo incremental en la que se especifica el proceso para desarrollar el programa en LabVIEW y la comprobación de su funcionamiento previo al desarrollo de las simulaciones para cada escenario propuesto.

4.6.1. METODOLOGÍA TIPO INCREMENTAL

La metodología de tipo incremental aplica un conjunto de secuencias lineales de forma escalonada a medida avanza el tiempo de entrega del software. Esta metodología involucra la

entrega del software en pequeñas partes llamadas incrementos. Estos incrementos son generados al final de cada una de las secuencias o iteraciones. En el primer incremento se incluye el concepto de operación y los primeros avances del software que funcionan como base para los incrementos posteriores (Lázaro, 2015) (ver anexo 7).

El desarrollo del software planteado en esta investigación consta de dos incrementos entregados, en los cuales se incorporaron todos los elementos que permiten el funcionamiento correcto y alto rendimiento. Cada uno de los incrementos está conformado por una serie de etapas comunes: concepto de operación, requerimientos, diseño detallado, implementación, prueba y simulación y validación del software.

4.6.1.1. Concepto de operación

Esta etapa denominada concepto de operación abarca el algoritmo de funcionamiento del programa desarrollado en el cual se muestran los pasos que debe seguir el programa para mostrar los datos deseados por el usuario. El programa requiere de un ingreso de datos por parte del usuario estos se dividen en parámetros técnicos y financieros y son necesarios para el funcionamiento, luego el programa es capaz de generar los datos de manera autónoma sin una intervención adicional por parte del usuario.

En el primer incremento se incluyen únicamente las funciones básicas del programa, las cuales permiten la obtención de los resultados deseados. Sin embargo, no considera aspectos necesarios para un cálculo preciso en el sector comercial (ver anexo 8).

En la ilustración 22 se muestra el concepto de operación final entregado en el segundo incremento, el cual considera que en algunos comercios la tarifa de facturación puede variar. Esta consideración aumenta el nivel de precisión del resultado y un cálculo más completo para la instalación de consumo del usuario.

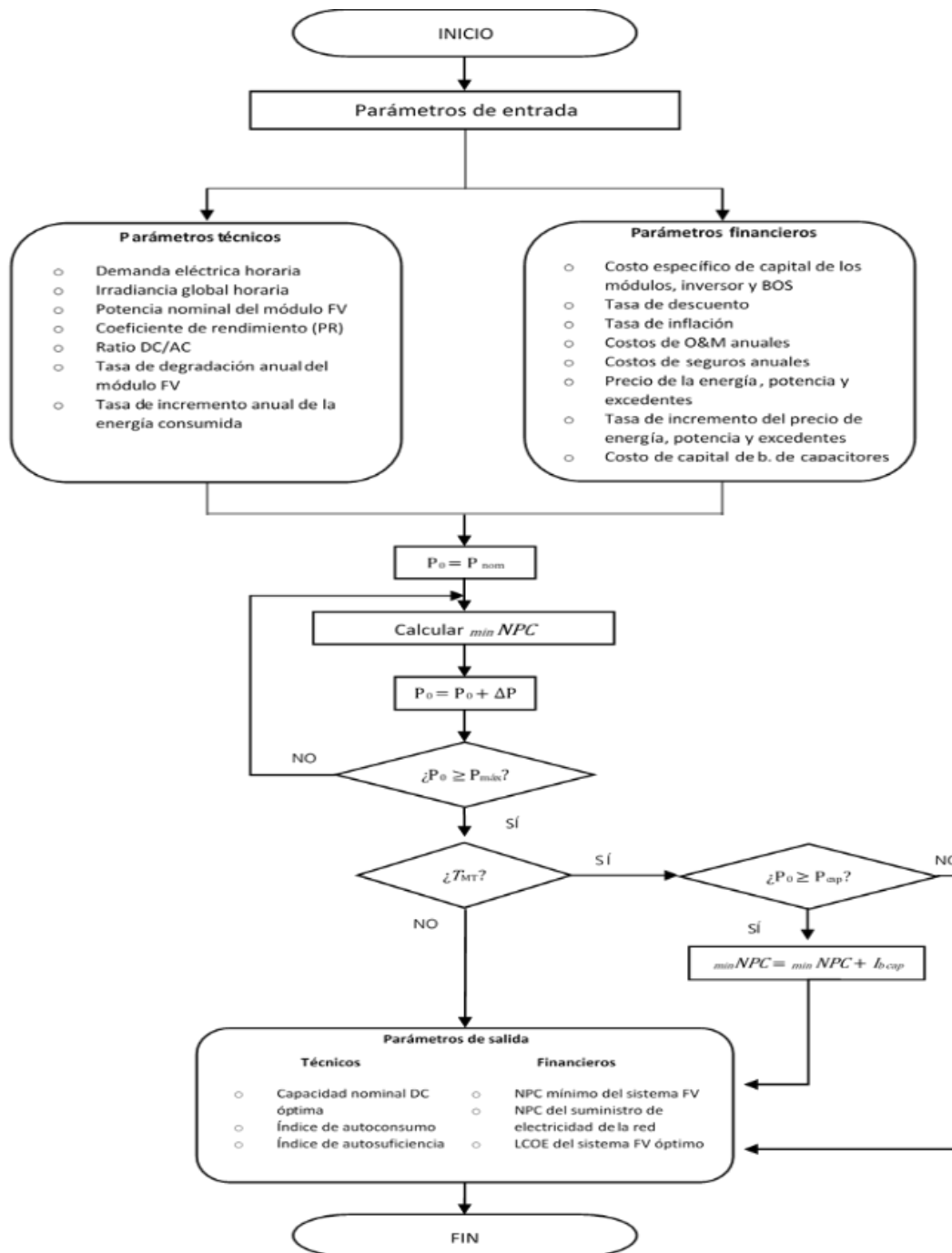


Ilustración 22 - Algoritmo del programa creado en LabVIEW.

Fuente: Elaboración propia basado en (Deras Pérez, 2020).

Para desarrollar la optimización de la capacidad nominal DC de un sistema FV, es necesario determinar cuál es el NPC de cada una de las simulaciones, a cada simulación se le variara la cantidad de módulos instalados y así alterando la capacidad DC nominal del sistema, con el objetivo de evaluar el NPC colocando desde 1 modulo hasta N módulos. Para determinar la cantidad de simulaciones que hará el programa se utilizará la ecuación 6, donde la potencia máxima permitida será establecida en el valor de 250 kW (ver anexo 1).

Para fines de la optimización se recomienda que la capacidad nominal del módulo FV sea de 1 W, ya que con esto se lograría que el programa simule todos los 250,000 escenario posibles. Esto fue considerado en el primer incremento del desarrollo, aun así, debido a las limitantes del programa y problemas ocasionados en LabVIEW en el segundo incremento se considera establecerlo en 5 W.

$$\eta_{sim} = \frac{P_{max}}{P_{nom}}$$

Ecuación 6 - Numero de simulaciones.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

η_{sim} = Numero de simulaciones [-]

P_{max} = Potencia máxima permitida [W]

P_{nom} = Potencia nominal del módulo FV [W]

4.6.1.2. Requerimientos

En la segunda etapa se establecen los requerimientos del programa para su correcto funcionamiento. Estos requerimientos son denominados parámetros de entrada, los cuales son ingresados por el usuario en diferentes formas (archivos de texto o valores numéricos) en la interfaz del programa.

7.6.1.2.1. Parámetros de entrada

En el primer incremento se obviaron algunos valores que no se consideraban en el concepto de operación tomando en cuenta que esta etapa va seguida de la anterior para mantener la secuencia lógica (ver anexo 9).

En el segundo incremento se completaron los requerimientos faltantes del concepto de operación. Los parámetros de entrada se muestran a continuación en las tablas 1 y 2 que corresponden a los datos técnicos y financieros respectivamente. Para seleccionar los valores de cada uno de los parámetros se realizaron consideraciones de acuerdo con el sector de estudio.

Tabla 1 - Parámetros técnicos de entrada para el programa.

Parámetros técnicos	
Demanda eléctrica horaria anual	[kW]
Irradiancia global horaria anual incidente sobre el plano del arreglo FV	[kW/m ²]
Potencia nominal del módulo FV	[W]
Coefficiente de rendimiento (PR)	[%]
Ratio DC/AC	[-]
Tasa de degradación anual del módulo FV	[%]
Tasa de incremento anual de la energía consumida	[%]

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2 - Parámetros financieros de entrada al programa.

Parámetros financieros	
Costo específico del módulo FV	[\$/Wp]
Costo específico del inversor solar	[\$/W]
Costo específico del BOS	[\$/W]
Costo de O&M anual	[\$/kW]
Costo de seguros anual	[%]
Precio de la energía eléctrica	[\$/kWh]
Precio de la potencia eléctrica	[\$/kW]
Precio de los excedentes de energía eléctrica genera por el sistema FV	[\$/kWh]
Tasa de descuento	[%]
Tasa de inflación	[%]
Tasa de incremento del precio de la energía eléctrica	[%]
Tasa de incremento del precio de la potencia eléctrica	[%]
Tasa de incremento del precio de los excedentes energía eléctrica	[%]
Costo específico de capital del banco de capacitores	[\$/kVAr]

Fuente: Elaboración propia.

Cada uno de estos datos de entrada son variables, por lo que el usuario puede alterar el valor numérico a conveniencia y según el caso que se desea optimizar. Algunos de los datos serán considerados o no por el programa dependiendo de la tarifa eléctrica en la que se encuentre la instalación.

4.6.1.3. Diseño detallado

En el diseño detallado del software se muestra el modelo matemático utilizado para calcular el costo presente neto mínimo para cada simulación. También se muestran las ecuaciones base para dar forma a la función objetivo y realizar los cálculos complementarios.

La etapa del diseño detallado en el primer incremento incluye el modelo de optimización completo, considerando todas las ecuaciones necesarias para mostrar el resultado deseado de la investigación.

4.6.1.3.1. Modelo de optimización

Para determinar el dimensionamiento óptimo del sistema FV se escogerá el NPC más bajo de cada una de las simulaciones realizadas, para ello se emplea una serie de datos acompañados del factor de descuento, este es utilizado para determinar el flujo de efectivo descontado a lo largo de la vida útil del proyecto, la ecuación 7 indica los valores que forman parte para determinar el NPC de cada simulación. (HOMER Energy, LLC, 2017).

$$\begin{aligned} \min NPC = & I_t + \sum_{t=1}^n \frac{O\&M_t + S_t + C_{rept}}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{E_{SR_t} * \mathcal{P}_{Energia_t}}{(1+i)^t} * (1 + r_{Penergia})^{(t)} - \sum_{t=1}^n \frac{E_{exc_t} * \mathcal{P}_{Exc_t}}{(1+i)^t} \\ & * (1 + r_{Pexc})^{(t)} + \sum_{t=1}^n \frac{P_{elec_t} * \mathcal{P}_{Pelec_t}}{(1+i)^t} * (1 + r_{PPelec})^{(t)} - S \end{aligned}$$

Ecuación 7 - Función objetivo para determinar el NPC mínimo.

Fuente: Elaboración propia basado en (HOMER Energy, LLC, 2017).

Sujeto a:

$$I_t, O\&M_t, S_t, C_{rept}, E_{SR_t}, \mathcal{P}_{Energia_t}, E_{exc_t}, r_{Penergia}, E_{exc_t}, \mathcal{P}_{Exc_t}, r_{Pexc}, P_{elec_t}, \mathcal{P}_{Pelec_t}$$

$$r_{PPelec}, S \geq 0; t = 1,2,3,4...n$$

$$n=25$$

Donde:

I_t = Inversión en el año t {[\$]}

$O\&M_t$ = Costos de Operación y mantenimiento anual {[\$]}

S_t = Costos de seguro anual {[\$]}

C_{rept} = Costos de replazo {[\$]}

E_{SR_t} = Energía suministrada por la red [kWh]

$\mathcal{P}_{Energia_t}$ = Precio de la energía eléctrica {[\$/kWh]}

$r_{Penergia}$ = Tasa de incremento de la tarifa eléctrica [%]

E_{exc_t} = Energía excedente [kWh]

\mathcal{P}_{Exc_t} = Precio de la energía excedente {[\$/kWh]}

r_{Pexc} = Tasa de incremento del precio de los excedentes [%]

P_{elec_t} = Potencia eléctrica suministrada por la red [kW]

\mathcal{P}_{Pelec_t} = Precio de la potencia eléctrica suministrada por la red {[\$]}

r_{Pelec} = Tasa de incremento del precio de la potencia eléctrica [%]

S = Valor del rescate {[\$]}

i = Tasa de descuento real [%]

n = Vida útil del proyecto [años]

Una vez se determinado la cantidad de simulaciones realizadas, será necesario determinar la energía generada por el sistema FV en un año para cada simulación, para ello se empleará la ecuación 8 donde los datos de irradiancia ingresados al programa deberán estar en intervalos de 1 hora para un año, conteniendo así el documento un total de 8,760 datos.

$$E_{FV\ gen} = P_{DC} * PR * \frac{H}{G_S}$$

Ecuación 8 - Energía generada por el sistema FV.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

$E_{FV\ gen}$ = Energía generada por el sistema FV [kWh]

P_{DC} = Capacidad nominal DC [kW_{DC}]

PR = Coeficiente de rendimiento [-]

H = Irradiancia global incidente sobre el plano FV [kW/m^2]

G_s = Irradiancia global incidente sobre el plano FV a STC [kW/m^2]

La energía que será consumida por la carga del comercio como la que será inyectada a la red será establecida a través de una ecuación donde se seleccione el valor menor entre los datos de energía FV generada y la energía consumida la cual será tomada del perfil de carga y así mostrar el dato de la energía FV consumida, cabe destacar la importancia de mantener el mismo intervalo de tiempo en el perfil de carga como la energía FV generada para que la comparativa sea ejecutada de forma correcta, luego se utilizara la ecuación 9 para determinar los excedentes de energía y la ecuación 10 para la energía suministrada por la red.

$$E_{exc} = E_{FV\ gen} - E_{FV\ cons}$$

Ecuación 9 - Energía excedente inyectada a la red.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

E_{exc} = Energía excedente [kWh]

$E_{FV\ gen}$ = Energía fotovoltaica generada [kWh]

$E_{FV\ cons}$ = Energía fotovoltaica consumida por la carga [kWh]

$$E_{SR} = E_{carga} - E_{FV\ cons}$$

Ecuación 10 - Energía eléctrica suministrada por la red.

Fuente: Elaboración propia

Donde:

E_{SR} = Energía suministrada por la red [kWh]

E_{carga} = Demanda de energía eléctrica [kWh]

$E_{FV\ cons}$ = Energía fotovoltaica consumida por la carga [kWh]

La tasa de descuento real es utilizada para contabilizar el valor temporal del dinero y no la inflación de este, la inflación se excluye del análisis debido a que el valor temporal del dinero establece que un flujo de efectivo futuro vale menos que un flujo de efectivo presente de la misma cantidad, el factor de descuento que acompaña la ecuación 7 tiene presente este efecto, es por esto, que su valor ira disminuyendo con el creciente número de años desde el inicio del proyecto (HOMER Energy, LLC , 2017).

La Tasa de descuento real se calcula a partir de la ecuación 11 donde abarca parámetros de entrada como Tasa de descuento nominal y la Tasa de inflación esperada.

$$i = \frac{i' - f}{1 + f}$$

Ecuación 11 - Tasa de descuento real.

Fuente: (HOMER Energy, LLC , 2017).

Donde:

i = Tasa de descuento real [%]

i' = Tasa de descuento nominal [%]

f = Tasa de inflación esperada [%]

El valor de rescate o *Salvage Value* es una formula donde se contempla la vida útil del proyecto como la vida útil de los componentes, al tratarse de un sistema fotovoltaico, estos en promedio tienen una vida útil de 25 años y los inversores de 13 años (Martínez Gómez, 2017), lo que hace que el valor de R_{rem} sea constante en la ecuación con un valor de 1, los valores restantes serán calculados a partir de los parámetros de entrada que se establecieron (HOMER Energy, LLC, 2017).

$$S = \frac{C_{rep} * R_{rem}}{R_{Comp}}$$

Ecuación 12 - Valor de rescate.

Fuente: (HOMER Energy, LLC, 2017).

Donde:

S = Valor del rescate [\\$]

C_{rep} = Costo de remplazo [\\$]

R_{rem} = Vida restante [años]

R_{comp} = Vida útil de componente [años]

En el segundo incremento de esta etapa se incorpora al conjunto de ecuaciones el cálculo del tamaño de un banco de capacitores para las instalaciones de consumo del sector comercial que se encuentren en la tarifa de media tensión.

En el caso de que una instalación comercial se encuentre bajo la tarifa de media tensión se aplica el cálculo de un banco de capacitores para compensar la energía reactiva de la red eléctrica y evitar penalizaciones. Para el cálculo del tamaño se utilizan las ecuaciones 13, 14, 15, 16 y 17.

$$E_{pgen} = E_{Act Red} - E_{FV gen}$$

Ecuación 13 – Energía activa consumida post generación.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

$E_{FV gen}$ = Energía FV generada [kWh]

$E_{Act Red}$ = Energía activa consumida de la red [kWh]

E_{pgen} = Energía activa consumida posterior a la generación FV [kWh]

La ecuación 13 permite conocer la energía activa que se consume de la red luego de incorporar la generación de energía eléctrica por parte del sistema FV instalado. Esto implica una reducción del consumo de energía reactiva de la red.

$$FP = \frac{E_{Act}}{((E_{Act})^2 + (E_{React})^2)^{1/2}}$$

Ecuación 14 - Cálculo del factor de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

FP = Factor de potencia [-]

E_{Act} = Energía activa consumida [kWh]

E_{React} = Energía reactiva consumida [kVArh]

La ecuación 14 es utilizada para calcular el factor de potencia de la instalación de consumo. El factor de potencia permitirá calcular la energía reactiva requerida tal y como se muestra en la ecuación 15 para mantenerlo en un valor en el cual se eviten penalizaciones a los usuarios cuya instalación de consumo se encuentre en tarifa de media tensión (ver anexo 11 y 12).

$$E_{React\ r} = \tan(\cos^{-1}(FP_r)) * (E_{React})$$

Ecuación 15 - Cálculo de la energía reactiva requerida.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

E_{React} = Energía reactiva consumida de la red [kVArh]

$E_{React\ r}$ = Energía reactiva requerida [kVArh]

La energía reactiva requerida a generar se calcula mediante la resta de la energía reactiva requerida a la energía reactiva consumida de la red eléctrica como se muestra en la ecuación 16.

$$E_{React\ gen} = E_{React} - E_{React\ r}$$

Ecuación 16 - Energía reactiva requerida a generar por el banco de capacitores.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

E_{React} = Energía reactiva consumida de la red [kVArh]

$E_{React\ r}$ = Energía reactiva requerida [kVArh]

$E_{React\ gen}$ = Energía reactiva generada [kVArh]

$$BC = \frac{E_{React\ gen}}{t}$$

Ecuación 17 - Tamaño del banco de capacitores.

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

BC = Banco de capacitores [kVA]

$E_{React\ gen}$ = Energía reactiva generada [kVArh]

El tamaño del banco de capacitores se obtiene dividiendo la energía reactiva a generar entre el periodo de tiempo en el cual estará en operación el banco de capacitores. Este cálculo está sujeto a una serie de restricciones de rangos de energía. Los datos de energía reactiva se obtienen del perfil de carga utilizado en cálculos anteriores.

No todas las instalaciones requieren de un banco de capacitores pero es necesario considerar su instalación y tomando en cuenta que el cálculo de este complemento no afecta el NPC FV, el costo de la instalación únicamente es agregado al costo de capital de todo el sistema FV haciendo su incorporación opcional.

4.6.1.4. Implementación

La implementación consiste en la adecuación del concepto de operación y la incorporación de las fórmulas en el software de programación.

4.6.1.4.1. Desarrollo del programa en LabVIEW

El programa LabVIEW ofrece una interfaz de programación gráfica haciendo que esta sea más práctica y fácil. Para el desarrollo de la interfaz del usuario fue insertar controladores numéricos los cuales servirán para que el usuario ingrese los parámetros de entrada establecidos así como controles de cadena *String Control* los cuales darán lectura al perfil de carga e irradiancia.

A) Primer incremento

El programa se compone de una estructura de secuencias *Flat Sequence*, esta estructura tiene la funcionalidad de ejecutar procesos de forma ordenada, esto con el fin de que el programa funcione en fases y muestre los valores finales sin la necesidad de ejecutar más de una vez el programa. Dentro de este se usarán dos *Read Meas File* para leer los datos que se ingresen en el *String Control* y luego estos pasen a ser utilizados en las ecuaciones, cabe destacar que las ecuaciones deberán seguir un orden y colocarlos en una capa *Frame* del *Flat Sequence* distintos para evitar errores en la ejecución del programa.

Para la lectura de datos y la ejecución de las ecuaciones fue necesario incorporar ciclos *For Loops* los cuales leerán o rellenarán los arreglos de una y dos dimensiones. Dentro de estos se utiliza la

opción Formulas donde se escribe la ecuación a ejecutar. Las ecuaciones más sencillas que constas únicamente de una suma, resta o división no necesitaran seguir este proceso ya que solo se aplicaran constantes de las operaciones.

B) Segundo incremento

Para determinar el valor mínimo de NPC, se empleó un Array Max & Min el cual en su entrada estarán los valores resultantes de la ecuación 7 de la sección 4.6.1.3.1 en cada simulación, esta opción nos permite obtener el valor mínimo del arreglo como también su posición, este valor de posición sirve además para ubicar mediante un arreglo de índices *Index Array* los valores de Capacidad nominal DC, costo de capital e índices de autoconsumo y autosuficiencia correspondientes al NPC mínimo.

Finalmente, los datos resultantes serán mostrados en indicadores numéricos y gráficos, para los gráficos se utilizaron los gráficos de forma de onda *Waveform Graph* con una señal *Merge Signals* para mostrar más de un gráfico y el punto óptimo de estos (ver anexo 10).

4.6.1.5. Integración, prueba y simulación

La integración se realiza combinando los parámetros de entrada del software y la aplicación desarrollada en LabVIEW. Las simulaciones realizadas que a su vez sirven como prueba del software se rigen bajo ciertas consideraciones para obtener los resultados.

En el primer incremento del desarrollo del software únicamente se probó mediante simulaciones el funcionamiento y rendimiento de los elementos que lo componen, realizando pruebas con valores aleatorios.

En el segundo incremento se incorpora la simulación de escenarios para cada uno de los casos bajo parámetros comunes y previamente establecidos bajo fundamento. Estos escenarios y valores se definen en la siguiente sección, los cuales también son los parámetros de entrada para la investigación desarrollada.

4.6.1.5.1. Simulaciones

La principal ventaja de crear un programa de este tipo es que se puede crear una aplicación basada en el capaz de ejecutarse sin el software de programación. LabVIEW permite realizar esta acción.

Las simulaciones son parte importante de la investigación, ya que mediante ellas es posible comprobar la hipótesis planteada a través de los resultados obtenidos. Para esta investigación se consideran tres escenarios de simulación para cada caso. En esta investigación se estudia ocho casos correspondientes a ocho agencias bancarias de Santa Rosa de Copán.

Los escenarios de simulación son los siguientes:

- Escenario A: Los excedentes de energía generada por el sistema FV no son compensados y son entregados libremente a la red eléctrica sin recibir un beneficio económico por ellos.
- Escenario B: Los excedentes de energía generada por el sistema FV son compensados por la empresa operadora de la red económicamente según los precios del mercado mayorista (Facturación Neta).
- Escenario C: Los excedentes de energía generada por el sistema FV son inyectados a la red eléctrica y son reconocidos por la empresa operadora de la red y son acumulados como créditos para ser utilizados en periodos de facturación posteriores (Balance Neto).

Para el desarrollo de las simulaciones se tomaron las siguientes consideraciones para los parámetros de entrada.

La potencia nominal del módulo FV se estableció en 10 [W] permitiendo realizar una cantidad de simulaciones representativa sin generar problemas en el rendimiento del programa.

El límite de capacidad nominal DC del sistema FV se limitó a 250 [kWp].

El coeficiente de rendimiento promedio para un sistema fotovoltaico oscila entre 0.70 y 0.90. Para esta investigación se utilizó un valor medio de 0.80. El ratio DC/AC se consideró en 1.2 como valor medio del rango aceptable para un sistema FV.

El costo específico de capital de los módulos FV, inversor solar y BOS se estableció basado en un rango de la capacidad nominal del sistema FV con la finalidad de tener mayor precisión en los valores de costos con respecto al mercado (ver tabla 3).

Tabla 3 - Costos específicos de los componentes del sistema FV.

Costos específicos por componente y potencia [\$/Wp]			
Rango de capacidad instalada [Wp]	Módulos FV	Inversor	BOS
1,000-5,000	0.35	0.30	1.00
5,000-10,000	0.33	0.26	0.95
10,000-50,000	0.31	0.18	0.90
50,000-100,000	0.28	0.12	0.75
100,000-250,000	0.26	0.09	0.65

Fuente: Elaboración propia.

El precio de la energía eléctrica se establece en base al pliego tarifario vigente seleccionando las tarifas de Baja y Media Tensión para este estudio. Los precios son de 4.2868 y 2.5040 [L/kWh] respectivamente. Convertidos a USD según la tasa del Banco Central de Honduras al 19 de agosto del 2020 son de 0.1749 [\$/kWh] y 0.1022 [\$/kWh] respectivamente. El precio de la potencia en media tensión es de 313.4589 [L/kW] o su equivalente en dólares 12.7934 [\$/kW].

La tasa de incremento del precio de la energía eléctrica se calculó utilizando la revisión de tarifa trimestral de enero 2020 que incluye el último crecimiento positivo siendo de 1.44% trimestral y 5.76% anual para la tarifa de baja tensión. Para media tensión es de 3.79% trimestral y 15.1912% anual.

El costo específico de O&M anual para el sistema FV se estableció en base a datos del NREL a un valor de 0.12 [\$/kW] para sistemas FV sobre techo de potencia mayor a 10 [kWp].

El costo de seguros se establece en un valor de 0.3% del costo inicial de la instalación FV (Serrano, 2016).

La tasa de inflación se estableció en base a la de los Estados Unidos de América pues todos los resultados económicos están en la moneda estadounidense [USD]. La tasa de inflación para el último año finalizado en julio 2020 es de 1.0% según la oficina de estadísticas laborales de Estados Unidos (U.S. Bureau of Labor Statistics, 2020).

El consumo de energía en el sector comercial crece alrededor de un 1% al año. Para la investigación se determinó que la tasa de crecimiento anual de la demanda es de 1.07%.

La tasa de descuento nominal común para los proyectos se considera en un 10% debido a los riesgos financieros y técnicos existentes.

El precio de los excedentes de energía fotovoltaica, al no tener una referencia nacional del valor, se estableció con base a precios existentes en países que aplican la compensación de excedentes. En la mayoría de los países el rango de precios oscila entre 0.05 y 0.10 [\$/kWh]. El precio de los excedentes se estableció en 0.07 [\$/kWh] representando un 40% de la tarifa de baja tensión y un 68% de la tarifa de media tensión.

4.6.1.6. Validación del software

Para el primer incremento entregado el software fue validado mediante simulaciones aleatorias en LabVIEW, comprobando únicamente su funcionamiento y evaluando el rendimiento de cada proceso.

En el segundo incremento entregado el funcionamiento del software se verificó luego de realizar varias pruebas con los parámetros de entrada requeridos para realizar las simulaciones, comprobando que no presentara errores de cálculo, incoherencia de las fórmulas y tiempo de respuesta tardío. En las pruebas se introdujeron los datos de demanda eléctrica (perfiles de carga) de cada una de las agencias bancarias.

La validación del software se realizó utilizando HOMER Grid. En el proceso de la validación se evaluaron los perfiles de carga de cada agencia bancaria en el programa desarrollado en LabVIEW y en HOMER Grid, en cada una de las simulaciones se evaluó un parámetro en común: El costo presente neto de suministro de la red eléctrica.

Se seleccionó únicamente el NPC del suministro de la red eléctrica debido a que HOMER Grid no permite ejecutar el análisis de optimización considerando un incremento de la tarifa eléctrica durante la vida útil del proyecto, en este caso un sistema FV. Debido a esta limitante no es posible comparar el dimensionamiento de la capacidad nominal del sistema FV ni su NPC. Al concluir la

validación se obtendrá un porcentaje de correspondencia de resultados entre las simulaciones indicando el porcentaje de confiabilidad de resultados del programa.

4.6.1.7. Operación

El concepto de operación es incorporado en el segundo incremento del software desarrollado. La operación del software se basa en el uso de este para el objetivo que fue diseñado. En esta investigación el programa se puso en operación para realizar las simulaciones correspondientes para cada caso. Al ser ejecutado el programa de optimización, los resultados de cada caso se muestran como valores de parámetros de salida establecidos en la tabla 4.

Tabla 4 - Parámetros de salida del programa desarrollado.

Parámetros de salida del programa	
Parámetros técnicos	
Irradiación anual sobre el plano FV	[kWh/m ²]
Energía generada anual por el sistema FV óptimo	[kWh]
Índice de autoconsumo	[-]
Índice de autosuficiencia	[-]
Capacidad nominal DC del sistema FV óptimo	[kW]
Parámetros financieros	
Costo presente neto del sistema FV óptimo	[\$]
Costo presente neto del suministro de la red eléctrica	[\$]
Costo nivelado de la electricidad (LCOE) del sistema FV	[\$/kWh]
Costo de capital del sistema FV	[\$]

Fuente: Elaboración propia.

4.7. LIMITACIONES

Durante el desarrollo de la investigación se identificaron limitaciones que modificaron algunas características tanto del programa como de los datos utilizados.

Los datos de irradiancia para la localidad seleccionada fueron obtenidos a través del SAM, sin embargo estos datos se encuentran en intervalos de 1 hora durante un año. Los perfiles de carga de las agencias bancarias proporcionados por EEH incluyen datos en intervalos de 15 minutos durante un año de medición. Estos perfiles fueron modificados para obtener únicamente los datos en intervalos de 1 hora para tener concordancia con los datos meteorológicos, reduciendo así la precisión en los datos de consumo eléctrico de la instalación analizada.

La muestra para esta investigación indica una cantidad de 19 agencias bancarias, no obstante el sistema de medición de consumo de la EEH en algunas instalaciones del sector bancario de Santa Rosa de Copán aún cuenta con medidor de tipo análogo lo que dificulta la obtención de los datos de consumo de estas. Debido a esta limitante solo se obtuvieron datos de 8 agencias bancarias de la zona.

LabVIEW al realizar una gran cantidad de iteraciones tiende a incrementar el tiempo de respuesta y a ocasionar problemas de rendimiento en el ordenador. Tomando en cuenta que si se establece un valor de potencia del módulo FV de 1 [Wp] tendría que realizar 250,000 iteraciones y presentaría problemas de rendimiento, se estableció el valor de potencia del módulo FV en 10 [Wp] reduciendo a 25,000 iteraciones.

4.8. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

A continuación se muestra el cronograma de actividades durante las 10 semanas en las que se llevó a cabo la investigación.

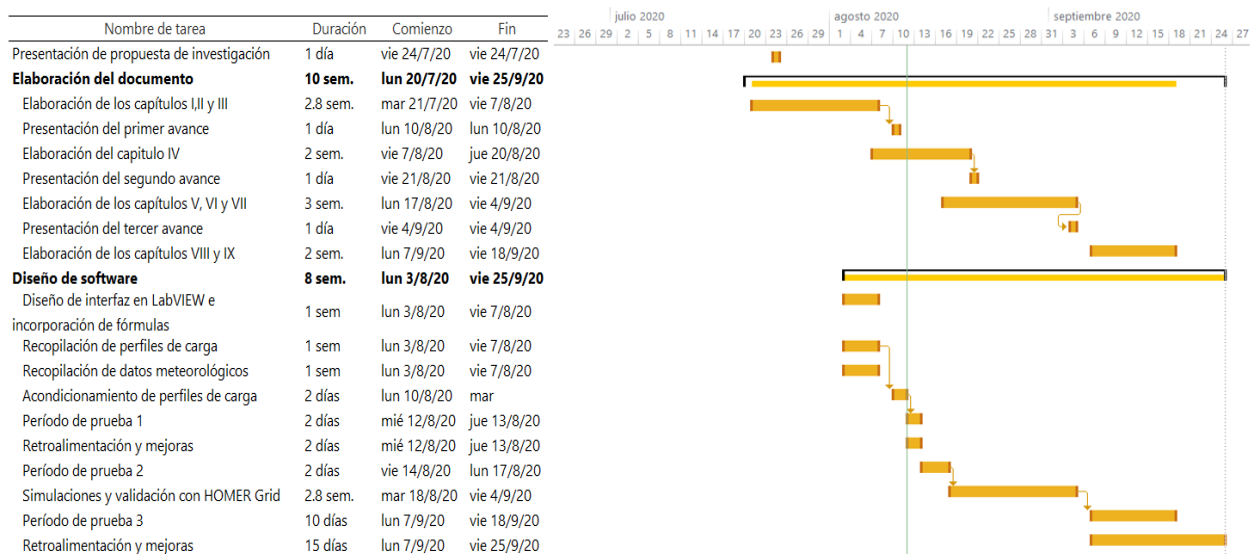


Ilustración 23 - Cronograma de actividades.

Fuente: Elaboración propia.

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos para cada caso a partir de las simulaciones realizadas en el programa de optimización desarrollado. También se muestran los resultados del proceso de la validación de software.

5.1. SIMULACIONES

Para el desarrollo de las simulaciones se tomaron en cuenta los parámetros establecidos en la sección 4.6.1.5.1. Los parámetros técnicos para el sistema FV son constantes en todos los escenarios. El precio de los excedentes y la tasa de incremento del precio de los excedentes son los únicos parámetros financieros que varían en las simulaciones. En la tabla 5 se muestra el resumen de los parámetros ingresados en cada simulación.

Tabla 5 - Resumen de parámetros de entrada para simulaciones.

Parámetros técnicos			
Potencia nominal del módulo FV	10		[W]
Coeficiente de rendimiento (PR)	0.8		[-]
Ratio DC/AC	1.2		[-]
Tasa de degradación anual del módulo FV	0.5		[%]
Tasa de incremento anual de la energía consumida	1.07		[%]
Parámetros financieros			
Costos específicos			
Módulo FV	0.16 - 0.35		[\$/kWp]
Inversor	0.09 - 0.30		[\$/kW]
BOS	0.65 - 1.00		[\$/kW]
Costo de O&M anual	12		[\$/kW - anual]
Costo de seguros anual	0.3		[%]
Precio de la energía eléctrica	0.1749		[\$/kWh]
Precio de la potencia eléctrica	0		[\$/kW]
Tasa de incremento del precio de la energía eléctrica	5.76		[%]
Tasa de incremento del precio de la potencia eléctrica	0		[%]
Tasa de descuento	10		[%]
Tasa de Inflación	1		[%]
Costo específico del banco de capacitores	0		[\$/kVAr]
Precio de los excedentes de energía	Escenario A	Escenario B	Escenario C
	0 [\$ /kWh]	0.07 [\$ /kWh]	0.1749 [\$ /kWh]
Tasa de incremento del precio de los excedentes	0 [%]	0 [%]	5.76 [%]

Fuente: Elaboración propia.

5.2. RESULTADOS ESPECÍFICOS

Esta sección muestra los resultados típicos obtenidos para cada uno de los bancos seleccionados en la investigación. Cada uno de los bancos fue analizado en los tres escenarios y se obtuvieron los valores numéricos del NPC, los gráficos de los índices de autoconsumo (φ_{sc}) y autosuficiencia (φ_{ss}), la capacidad nominal óptima y el LCOE. Para conocer el comportamiento de los resultados para cada banco remitirse a los anexos 13,14,15,16,17,18 y 19.

5.2.1. BANCO 1

El primer banco analizado presentó un consumo anual de energía proveniente de la red de 59,537.654 [kWh]. La instalación se encuentra conectada a la tarifa comercial o de baja tensión, en la ilustración 24, se observa su comportamiento de consumo anual.

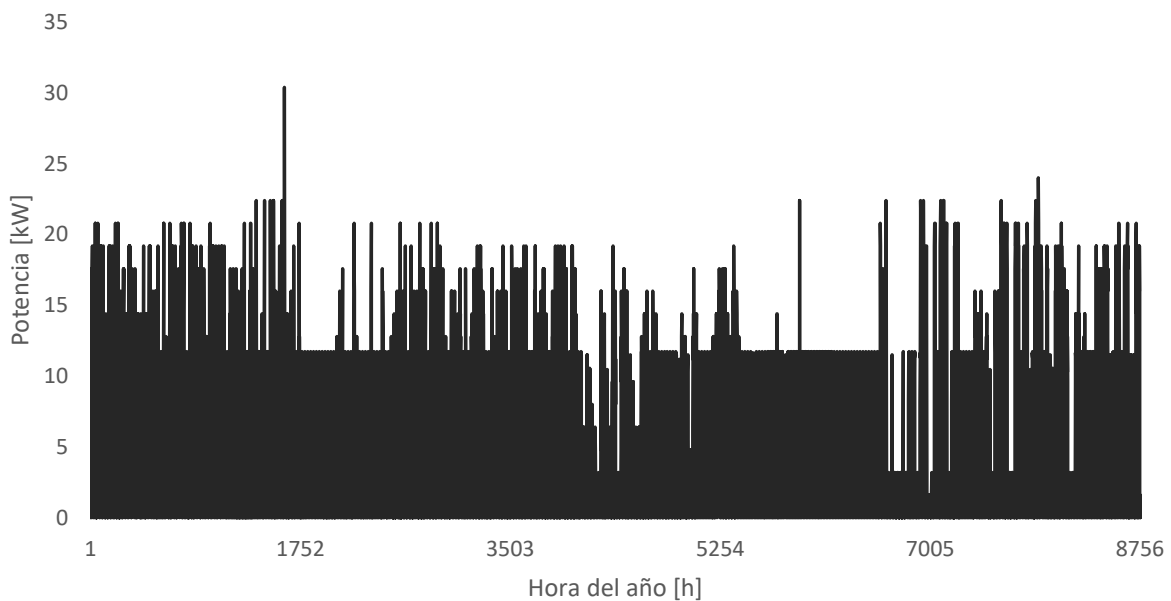


Ilustración 24 - Perfil de consumo anual para el banco 1.

Fuente: Elaboración propia con datos recuperados de (EEH, 2020).

5.2.1.1. Escenario A

Para el primer escenario se considera que los excedentes de energía son inyectados a la red sin recibir ningún beneficio por ello.

El optimizador permitió identificar que el dimensionamiento óptimo para este banco es de 22.05 [kW] de capacidad nominal DC lo cual permite obtener un NPC de \$87,450.57 con el sistema FV y \$116,369.20 de la red, lo que crea una diferencia de \$29,918.63 a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto significando así una rentabilidad positiva para este. Dicho sistema cuenta con un costo de capital de \$28,503.80 y un LCOE de 0.03872 [\$/kWh]. El proyecto genera un total de 34,137.60 [kWh] en su primer año el cual 22,568.9 [kWh] son consumidos por la carga y 11,568.70 [kWh] son inyectados a la red, reflejando un índice de autoconsumo de 0.6611 y el índice de autosuficiencia de 0.5189, en la ilustración 25 se observa como estos índices y el NPC del sistema fotovoltaico evolucionan conforme incrementa la capacidad instalada, donde se observa que optar por un dimensionamiento superior al recomendado únicamente eleva en gran cantidad el NPC del proyecto y disminuye el autoconsumo de la energía generada.

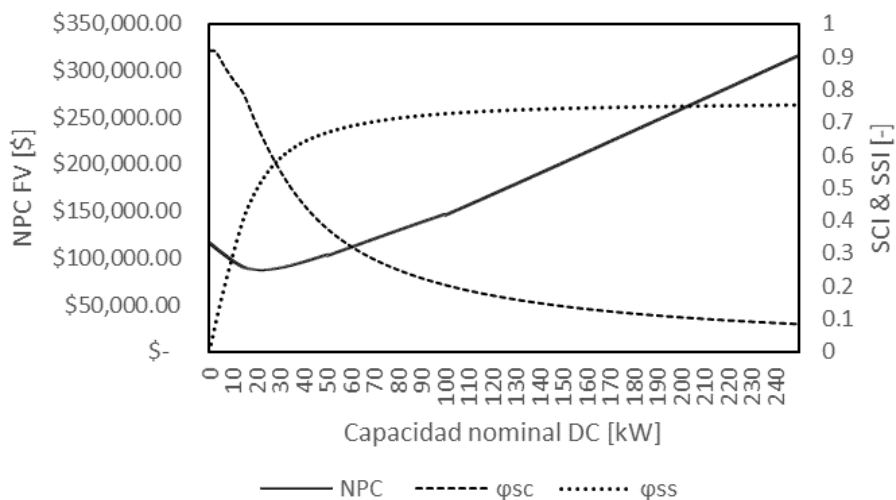


Ilustración 25 - Resultados del escenario A para el banco 1.

Fuente: Elaboración propia.

5.2.1.2. Escenario B

Para el segundo escenario se considera que los excedentes de energía son inyectados a la red y se compensan a una tarifa de inyección establecida.

La capacidad nominal DC escogida por el optimizador es de 100.01 [kW] debido a que se hace un análisis para determinar hasta qué punto es factible inyectar energía a la red y manteniendo en

equilibrio tanto el autoconsumo con los excedentes, lo cual permite obtener un NPC de \$60,216.83 con el sistema FV y \$116,369.20 de la red, lo que crea una diferencia de \$56,152.37 a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto significando así una rentabilidad positiva para este. Dicho sistema cuenta con un costo de capital de \$98,509.90 y un LCOE de 0.03026 [\$/kWh]. El proyecto genera un total de 154,835.00 [kWh] en su primer año el cual 31,562.00 [kWh] son consumidos por la carga y 123,272.00 [kWh] son inyectados a la red, reflejando un índice de autoconsumo de 0.2038 y el índice de autosuficiencia de 0.7258, en la ilustración 26 se observa como estos índices y el NPC del sistema fotovoltaico evolucionan conforme incrementa la capacidad instalada, donde se observa que optar por un dimensionamiento superior al recomendado únicamente eleva el NPC del proyecto y disminuye el autoconsumo de la energía generada. La curva del NPC muestra una serie de quiebres debido a los costos establecidos por rangos de capacidad en la sección 4.6.1.5.1, aunque el NPC se eleva se mantiene constante en un rango menor a los \$100,000.00 incluso para la capacidad nominal máxima.

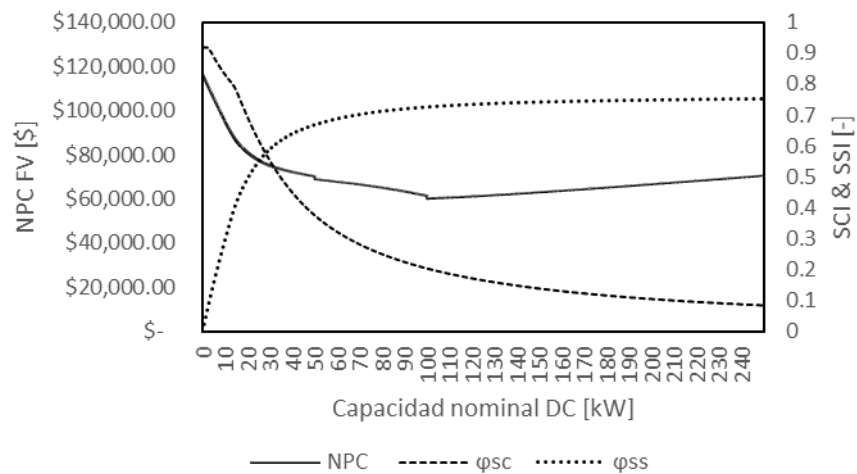


Ilustración 26 - Resultados del escenario B para el banco 1.

Fuente: Elaboración propia.

5.2.1.3. Escenario C

Para este escenario se considera un precio de la energía excedente igual a la tarifa actual, es decir, el valor será de 0.1749 [\$/kWh] y un incremento anual a este precio de 5.17 [%].

El escenario C otorga demasiados beneficios a aquellos que instalen un sistema fotovoltaico de autoconsumo, debido a que los excedentes tienen un valor igual que como si hubiese sido consumida por la carga, es por esto por lo que la ilustración 27 nos indica que el valor óptimo es igual a 250 [kW] que es el máximo permitido por el programa. Además, se observa como el NPC del sistema FV tiene un valor de -\$706,754.3 debido a que se estarían generando ingresos por la venta de energía excedente, el costo de capital es igual a \$246,250.00.

Los índices de autoconsumo y autosuficiencia se ven alterados en gran medida ya que no importa cuanta energía se consume, siempre se verá beneficiada la instalación por la compra de esa energía excedente, el autoconsumo es de 0.0845 y el de autosuficiencia es de 0.7523. La generación para el primer año será de 387,048 [kWh] la cual en su mayoría será inyectada como excedente a la carga, siendo así un total de 354,330 [kWh] en excedentes y solamente 32,717.90 [kWh] de energía auto consumida.

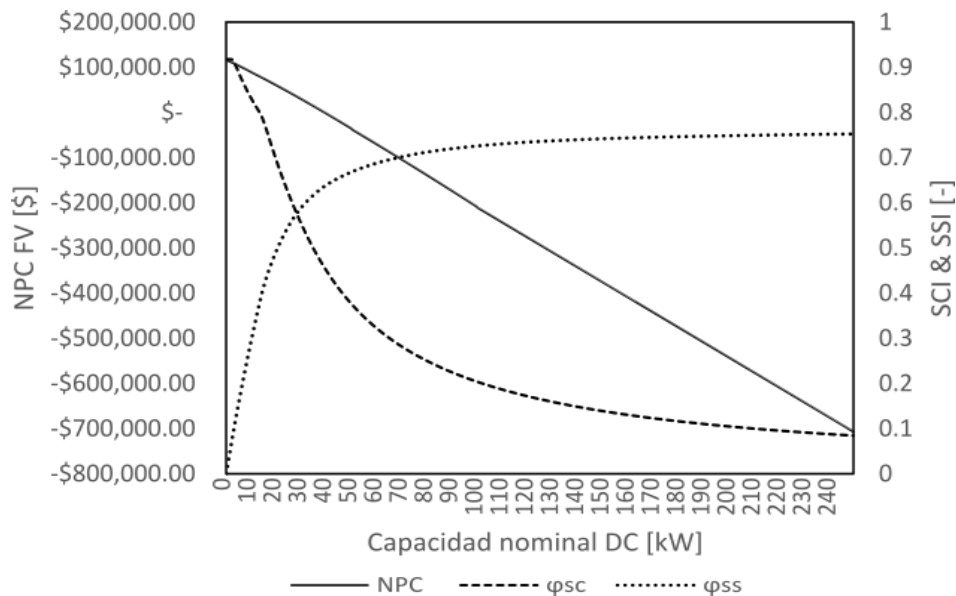


Ilustración 27 - Resultados del escenario C para el banco 1.

Fuente: Elaboración propia.

5.3. RESULTADOS GENERALES

Se realizaron 24 simulaciones en total para la investigación. Los resultados de los 3 escenarios para cada banco se resumen en las siguientes tablas. La tabla 6 incluye los resultados para el

escenario A, la tabla 7 incluye los resultados para el escenario B (Facturación neta) y la tabla 8 incluye los resultados para el escenario C (Balance neto).

Los bancos analizados están ordenados de acuerdo con el consumo de energía eléctrica que reflejan anualmente, siendo el banco 1 el de menor consumo y el banco 8 el mayor.

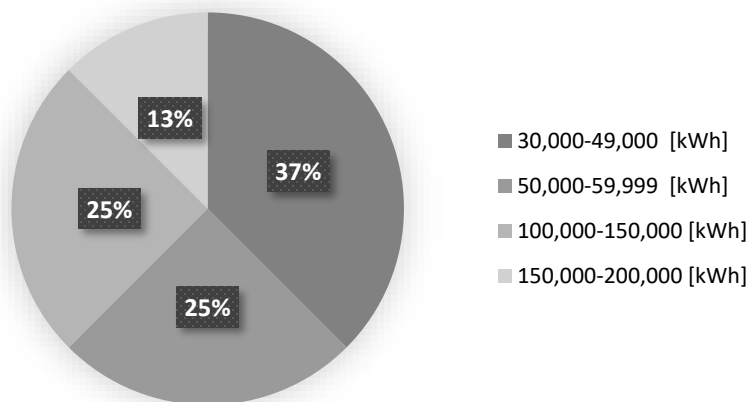


Ilustración 28 - Distribución por consumo de energía eléctrica anual.

Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 28 muestra la distribución de los bancos analizados en esta investigación con base en su consumo de energía anual. En la categoría de 30,000 a 50,000 [kWh] se encuentran 3 agencias bancarias representando un 37%. En la segunda y tercera categoría de consumo se encuentran 2 agencias bancarias respectivamente en cada una y en la última categoría de 150,000 a 250,000 [kWh] se encuentra solo 1 agencia bancaria.

Tabla 6 - Resultados de simulación para el escenario A

	Resultados Escenario A					
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\$]	NPC RED [\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	LCOE [\$/kWh]
Banco 1	22.05	\$ 87,450.57	\$ 116,369.20	0.66110	0.51890	0.03870
Banco 2	21.03	\$ 94,991.93	\$ 124,867.35	0.68820	0.48020	0.03885
Banco 3	23.08	\$ 117,104.03	\$ 148,938.82	0.67560	0.43370	0.03854
Banco 4	33.49	\$ 139,666.47	\$ 186,316.17	0.66470	0.49500	0.03704
Banco 5	34.09	\$ 145,814.23	\$ 192,963.24	0.65970	0.48350	0.03696
Banco 6	69.3	\$ 263,430.12	\$ 365,452.66	0.64290	0.50500	0.03274
Banco 7	100.01	\$ 310,335.69	\$ 425,582.68	0.54430	0.52990	0.03026
Banco 8	100.01	\$ 391,245.84	\$ 556,327.00	0.66170	0.49280	0.03026

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 6 muestra que en la mayoría de las agencias bancarias analizadas en el escenario A, la capacidad nominal DC óptima se mantiene entre 20 y 100 [kW] y la mayoría mantiene un índice de autoconsumo (φ_{sc}) superior a 0.6. El NPC FV en todos los casos es menor que el NPC de la red eléctrica local reflejando ahorros significativos a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto.

Tabla 7 - Resultados de simulación para el escenario B.

Resultados Escenario B						
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\$]	NPC RED [\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	LCOE [\$/kWh]
Banco 1	100.01	\$ 60,216.83	\$ 116,369.20	0.20380	0.72580	0.03026
Banco 2	100.01	\$ 71,486.95	\$ 124,867.35	0.19510	0.64730	0.03026
Banco 3	100.01	\$ 88,528.20	\$ 148,938.82	0.21720	0.60440	0.03026
Banco 4	105.5	\$ 103,755.99	\$ 186,316.17	0.27350	0.64180	0.03026
Banco 5	115.9	\$ 108,007.48	\$ 192,963.24	0.25722	0.64097	0.03026
Banco 6	210.54	\$ 205,237.38	\$ 365,452.66	0.26670	0.63670	0.03020
Banco 7	250	\$ 236,477.67	\$ 425,582.68	0.26530	0.64570	0.03026
Banco 8	250	\$ 324,192.14	\$ 556,327.00	0.31960	0.59500	0.03026

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 7 la capacidad nominal DC seleccionada para cada caso incrementa significativamente a valores superiores de 100 [kW] siendo el mayor 250 [kW]. El NPC FV disminuye más en el escenario B que en el escenario A debido a que los costos específicos a capacidades instaladas más grandes son menores y se incluye un ingreso monetario por compensación de excedentes inyectados. El índice de autoconsumo (φ_{sc}) disminuye notablemente debido a que la capacidad nominal óptima aumenta incrementando la cantidad de excedentes generados e inyectados a la red. El índice de autosuficiencia (φ_{ss}) aumenta en el escenario B para cada caso en comparación con el escenario A.

Tabla 8 - Resultados de simulación para el escenario C.

Resultados Escenario C						
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\$]	NPC RED [\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	LCOE [\$/kWh]
Banco 1	250	-\$706,754.30	\$ 116,369.20	0.08450	0.75230	0.03026
Banco 2	250	-\$698,492.77	\$ 124,867.35	0.08030	0.66640	0.03026
Banco 3	250	-\$673,777.58	\$ 148,938.82	0.09173	0.63790	0.03026
Banco 4	250	-\$634,749.70	\$ 186,316.17	0.12090	0.67220	0.03026
Banco 5	250	-\$628,137.88	\$ 192,963.24	0.12500	0.67232	0.03026
Banco 6	250	-\$449,554.61	\$ 365,452.66	0.22800	0.64640	0.03026
Banco 7	250	-\$387,318.75	\$ 425,582.68	0.26530	0.64570	0.03026
Banco 8	250	-\$253,504.34	\$ 556,327.00	0.31960	0.59500	0.03026

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 8 muestra los resultados obtenidos para el escenario C de la investigación. Este escenario presenta la particularidad de ser el más optimista en un esquema de compensación de los excedentes de energía. Para todas las agencias bancarias la capacidad nominal DC óptima es el límite del programa, equivalente a 250 [kW]. Esto se debe a que el escenario promueve la generación de energía y la mayor cantidad de excedentes inyectados a la red eléctrica.

El NPC para cada caso se muestra negativo debido a que los ingresos son tan altos durante los 25 años de generación, sin embargo, estos no son vistos como un ingreso monetario sino como un crédito para el usuario, el cual podrá utilizarse en facturaciones posteriores a la lectura de consumo.

El índice de autoconsumo (φ_{sc}) para este escenario muestra los valores más bajos debido a la gran cantidad de energía que es entregada y no es aprovechada por el consumo de la carga.

La ilustración 29 muestra un resumen de cada uno de los bancos analizados en la investigación. En ella se observa el comportamiento del NPC FV para cada uno de los escenarios y su respectivo índice de autoconsumo (φ_{sc}) y autosuficiencia (φ_{ss}).

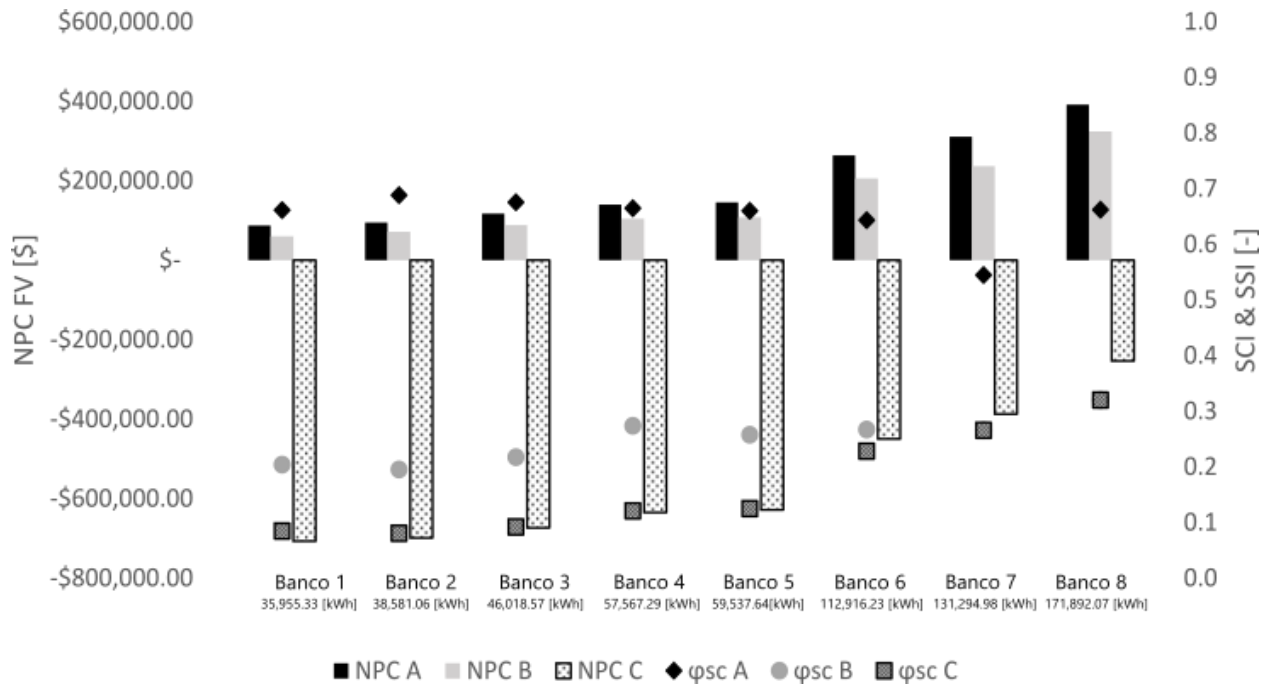


Ilustración 29 - Resultados generales de las simulaciones.

Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 30 refleja la capacidad nominal DC promedio de cada escenario para las instalaciones analizadas ubicadas en las categorías de consumo de energía eléctrica establecidas en la investigación.

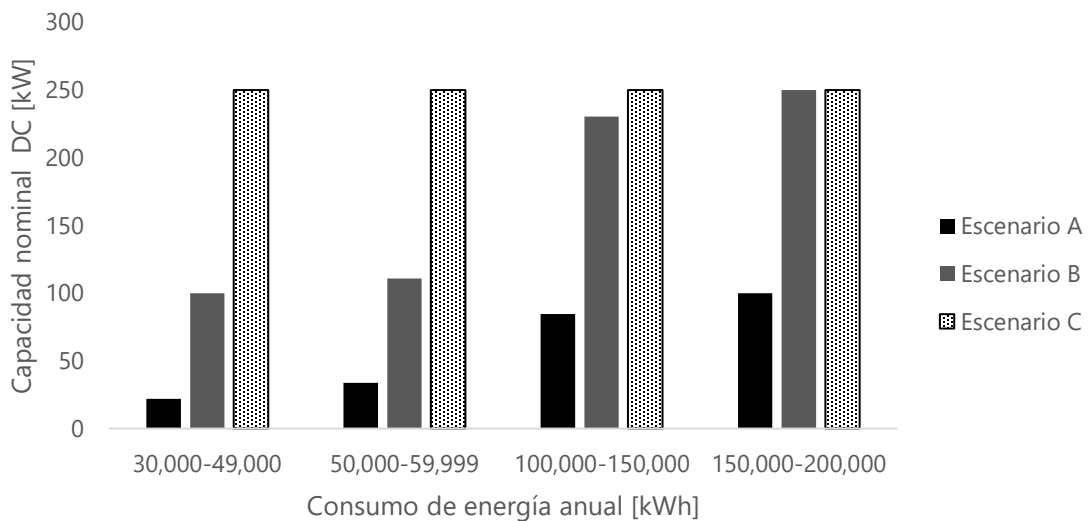


Ilustración 30 - Capacidad nominal DC óptima por consumo de energía.

Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 31 muestra el comportamiento de la gráfica de los índices de autoconsumo (φ_{sc}) y autosuficiencia (φ_{ss}), los cuales varían dependiendo de la demanda eléctrica de cada uno de los bancos analizados y conforme aumenta la capacidad nominal DC del sistema FV el SCI tiende a ser cada vez menor y el SSI se comporta de manera contraria, tiende a ser cada vez mayor.

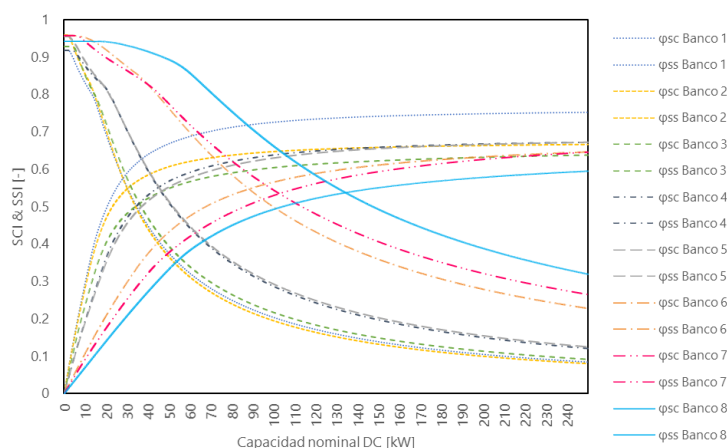


Ilustración 31 - Resumen de la evolución del SCI & SSI por cada banco.

Fuente: Elaboración propia.

5.4. RESULTADOS DE VALIDACIÓN

En esta sección se muestran los resultados para la validación propuesta en la sección 4.6.1.6 realizada en HOMER y en el programa optimizador desarrollado en LabVIEW. La validación del programa creado obtuvo un porcentaje promedio de correspondencia de 99.99% con respecto a los resultados obtenidos HOMER Grid, con una variación promedio de 0.02 USD. Ver tabla 9.

Tabla 9 - Resultados de validación del programa desarrollado.

	Validación		
	HOMER Grid	LabVIEW	% correspondencia
Caso 1	\$ 365,452.66	\$ 365,452.66	100.000%
Caso 2	\$ 425,582.62	\$ 425,582.68	100.000%
Caso 3	\$ 148,938.83	\$ 148,938.82	99.99999%
Caso 4	\$ 556,327.51	\$ 556,327.60	100.000%
Caso 5	\$ 186,316.19	\$ 186,316.17	99.99999%
Caso 6	\$ 116,369.21	\$ 116,369.20	99.99999%
Caso 7	\$ 192,693.26	\$ 192,693.24	99.99999%
Caso 8	\$ 124,867.37	\$ 124,867.35	99.99998%

Fuente: Elaboración propia.

VI. CONCLUSIONES

La investigación presentada ha logrado cumplir con el objetivo general de desarrollar un programa capaz de optimizar la capacidad nominal DC de un sistema FV conectado a la red eléctrica para el autoconsumo de instalaciones del sector comercial basado en su costo presente neto mínimo. Los resultados de la investigación desarrollada en Santa Rosa de Copán, Honduras permitieron obtener las siguientes conclusiones:

1. Se acepta la hipótesis de investigación (H_i) ya que el programa desarrollado en LabVIEW si es capaz de ejecutar la función objetivo para minimizar el NPC y para cada uno de los tres escenarios y los 8 casos propuestos logró calcular la capacidad nominal DC óptima basado en el NPC mínimo previamente calculado.
2. Las variables técnicas y financieras establecidas en la investigación son las adecuadas para obtener un cálculo preciso del NPC y del dimensionamiento óptimo para la instalación de consumo del sector comercial.
3. Se ha elaborado un modelo de optimización que cumple con su objetivo y genera resultados confiables, pues considera los parámetros adecuados para un cálculo correcto.
4. El comportamiento del NPC FV se ha mostrado en los resultados de cada uno de los escenarios. Para el escenario A el NPC FV aumenta significativamente al incrementar la capacidad nominal DC del sistema FV. En el escenario B el incremento del NPC FV a medida se aumenta la capacidad nominal DC del sistema FV es notable, sin embargo, es mucho menor que en el escenario A. En el escenario C el NPC FV tiende a disminuir a medida se aumenta la capacidad nominal DC debido a la significativa cantidad de beneficios económicos que representa este escenario para el cliente.
5. Los índices de autoconsumo (φ_{sc}) y autosuficiencia (φ_{ss}) varían notablemente dependiendo del escenario en el que se encuentre. En el escenario A el SCI se mantiene en valores superiores a 0.6 y el SSI en valores menores. En el escenario B y C el SCI disminuye significativamente debido a que la cantidad de energía que se inyecta a la red en forma de excedentes es mayor, tomando así valores entre 0.08 y 0.3.
6. La metodología que mejor se acopla al desarrollo del programa propuesto es la metodología de desarrollo de software de tipo incremental, pues permite mejorar

entregables pequeños del programa final, con el objetivo de mejorar los componentes y generar un alto rendimiento y precisión del programa diseñado.

7. Al considerarse un rango tan amplio de capacidades nominales DC en el programa, la categorización de los costos específicos de módulos FV, inversor y BOS por la capacidad nominal del sistema FV, permite obtener resultados más precisos de sus costos y un mejor análisis para la selección del NPC más bajo.
8. La distribución de la variación de los costos específicos de los componentes del sistema FV entre los valores que conforman las categorías de la capacidad nominal DC permite obtener una gráfica del NPC más agradable para el usuario facilitando la comprensión y análisis.

VII. RECOMENDACIONES

1. El programa genera resultados precisos y confiables por lo que se recomienda utilizarlo en los análisis previos a la instalación de un sistema FV de autoconsumo conectado a la red eléctrica.
2. Se recomienda indagar y ampliar la cantidad de variables técnicas y financieras adicionales que podrían influir en el cálculo del NPC del sistema FV.
3. Para futuras investigaciones se recomienda mejorar el modelo de optimización y adecuarlo para lograr un mejor rendimiento y una mayor precisión en los resultados generados.
4. Para esta investigación se decidió utilizar LabVIEW para desarrollar el programa optimizador, para futuras investigaciones se recomienda utilizar otro software de programación para comprobar la efectividad del modelo de optimización y del programa desarrollado.
5. Para futuras investigaciones se recomienda analizar y mostrar los índices de autoconsumo y autosuficiencia en intervalos de tiempo definidos (1 hora, 15 minutos, 5 minutos) para conocer la proporción de la energía generada que es consumida por la carga en un momento específico.
6. En esta investigación se utilizaron datos recopilados de EEH de cada 15 minutos para elaborar los perfiles de consumo de energía de las instalaciones comerciales, en caso de utilizar el mismo recurso, para investigaciones futuras se recomienda completar los datos faltantes de los perfiles de consumo con valores medidos directamente en la instalación para evitar utilizar valores promedio y disminuir la precisión en los datos.
7. Los datos de irradiancia global se obtuvieron mediante valores promedio en intervalos de una hora, para investigaciones futuras se recomienda utilizar una base de datos del recurso solar para la ubicación seleccionada en intervalos de tiempo menores (15, 10 o 5 minutos) para una mayor precisión y mejor acoplamiento a la carga.
8. En esta investigación únicamente se analizaron instalaciones en baja tensión. Para futuras investigaciones se recomienda analizar una muestra representativa de instalaciones comerciales en tarifa de media tensión.

VIII. APLICABILIDAD

El diseño y dimensionamiento de sistemas FV de realizarse de una forma incorrecta puede incrementar los costos al cliente, los modelos actuales no consideran la optimización de estos sistemas y el incorporar sistemas de almacenamiento, que, si bien benefician a incrementar el autoconsumo de energía por parte de la carga, incrementan en gran medida el costo de capital de la instalación del sistema FV. Debido a estas razones la aplicabilidad de este programa de optimización es para las empresas u organizaciones que se dedican al diseño e instalación de sistemas FV para el sector comercial tanto como para pequeños o altos consumos de energía. El uso del programa presenta tanto beneficios para la empresa como para el cliente al cual se le garantiza una mayor cantidad de ahorros durante la vida útil del sistema FV.

IX. EVOLUCIÓN DEL TRABAJO

Esta investigación fue desarrollada utilizando LabVIEW como software de programación y únicamente se analizaron instalaciones de consumo de tipo comercial conectadas en baja tensión en la ciudad de Santa Rosa de Copán, una segunda etapa de la investigación podría incluir el desarrollo y comparación de los resultados obtenidos con otro software de programación y analizar una muestra representativa del subsector comercial conectado en media tensión. Además de esto se puede ampliar el estudio a diferentes ciudades del país donde se encuentren una mayor cantidad de comercios.

BIBLIOGRAFÍA

- Abbood, A. A., Salih, M. A., & Mohammed, A. Y. (2018). Modeling and simulation of 1MW grid connected photovoltaic system in Karbala city. *International Journal of Energy and Environment*, 153-168. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/327680873_Modeling_and_simulation_of_1mw_grid_connected_photovoltaic_system_in_Karbala_city
- Alonso Abella, M., & Chenlo Romero, F. (2013). Autoconsumo Fotovoltaico. (CIEMAT, Ed.) *Vértices*.
- Barrera, M. F. (2015). *Energía Solar: Electricidad Fotovoltaica*. Madrid: Liberfactory.
- Bellini, E. (2019). Enertiva finaliza 1,41 MW bajo PPA en Honduras. *pv magazine Latinoamérica*. Obtenido de <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/02/28/enertiva-finaliza-141-mw-bajo-ppa-en-honduras/>
- Bellini, E. (2019). Latinoamérica alcanza una potencia fotovoltaica instalada de 10 GW. *pv magazine Latinoamérica*. Obtenido de [pv-magazine: https://www.pv-magazine-latam.com/2019/04/02/latinoamerica-alcanza-potencia-fv-instalada-de-10-gw/](https://www.pv-magazine-latam.com/2019/04/02/latinoamerica-alcanza-potencia-fv-instalada-de-10-gw/)
- Bellini, E. (2020). World now has 583.5 GW of operational PV. *pv magazine Australia*. Obtenido de <https://www.pv-magazine-australia.com/2020/04/07/world-now-has-583-5-gw-of-operational-pv/>
- Blair, N., DiOrio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T., & Wagner, M. (2017). *System Advisor Model (SAM) General Description*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden. Recuperado el 4 de Agosto de 2020, de System Advisor Model: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>
- Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., & Zizzo, G. (2014). An analysis of feed'in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.047>
- Carta Gonzales, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2009). *Centrales de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables*. Madrid: Pearson Educación, S.A.

- Casallo, O. T. (2015). *Energía solar fotovoltaica en el distrito de Orcotuna Region Junin*. Bellavista Callao.
- Castellanos Toro, A. F. (2018). *IMPACTO DE LA REGULACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN PAÍSES DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE*. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José De Caldas.
- Celsia. (12 de marzo de 2020). *Celsia inaugura en Honduras su primer techo solar y estación de recarga para vehículos eléctricos*. Obtenido de Celsia: <https://www.celsia.com/en/sala-prensa/celsia-inaugura-en-honduras-su-primer-techo-solar-y-estacion-de-recarga-para-vehiculos-elctricos>
- CREE. (2020). *Historial de Tarifas*. Obtenido de Comisión Reguladora de Energía Eléctrica: <https://www.cree.gob.hn/historial-de-tarifas/>
- Deras Pérez, J. F. (2020). *Enfoque basado en el coste actual neto para optimizar la capacidad nominal DC de un sistema fotovoltaico de autoconsumo sin almacenamiento usando LabVIEW*. Universidad Tecnológica Centroamericana, San Pedro Sula.
- Dincer, I., & Abu-Rayash, A. (2020). *Energy Sustainability*. Elsevier. doi:<https://doi.org/10.1016/C2018-0-04801-X>
- EEH. (2020). *Consumo de Bancos Santa Rosa de Copán*. Empresa Energía Honduras.
- ENEE. (2020). *Boletín Estadístico Enero 2020*. Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- Folsom Labs. (18 de Noviembre de 2019). *Understanding DC/AC Ratio*. Obtenido de HelioScope Help Docs: <https://help.helioscope.com/article/248-understanding-dc-ac-ratio>
- García de Fonseca, L., Parikh, M., & Manghani, R. (2019). *Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo .
- Gilardón, A. C. (2019). *Modelo para la evaluación y optimización de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo*. Universidad de Málaga, Málaga. Obtenido de <http://orcid.org/0000-0002-6650-8451>

- Goshwe, N. Y., Afiagh, T., & Okafor, E. (2013). Cost Parity Assessment of a Solar PV Generator for a Commercial Bank in Makurdi. *2013 IEEE International Conference on Emerging & Sustainable Technologies for Power & ICT in a Developing Society (NIGERCON)*. doi:<https://doi.org/10.1109/NIGERCON.2013.6715662>
- Gupta, A., Kumar, P., Kumar Pachauri, R., & Chauhan, Y. K. (2014). Effect of Environmental Conditions on Single and Double Diode PV System : A Comparative Study. *International Journal of Renewable Energy Research*, 4.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2014). *Metodología de la investigación* (sexta ed.). México D.F.: McGraw-Hill / Interamericana Editores S.A. de C.V.
- HOMER Energy, LLC . (2017). *Real Discount Rate*. Obtenido de HOMER Grid: https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/real_discount_rate.html
- HOMER Energy, LLC. (2017). *Net Present Cost*. Obtenido de HOMER Grid: https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/net_present_cost.html
- HOMER Energy, LLC. (2017). *Salvage Value*. Obtenido de HOMER Grid: https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.8/salvage_value.html
- HOMER Energy, LLC. (2020). *HOMER Grid*. Obtenido de HOMER Grid: <https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/latest/index.html>
- IEA. (2019). *Renewables 2019: Analysis and forecast to 2024*.
- IEA. (2020). *Global Energy Review*. International Energy Agency. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>
- IEA. (2020). *Snapshot of Global PV Markets 2020*. IEA. Obtenido de <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2020/>
- IRENA. (2019). *Renewables Capacity Statistics 2019*. Abu Dhabi.
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).

- IRENA. (2020). *Statistics & Data*. Obtenido de IRENA: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>
- Jiménez Castillo, G., Muñoz Rodríguez, F. J., Rus Casas, C., & Talavera, D. L. (2019). A new approach based on economic profitability to sizing the photovoltaic generator in self consumption systems without storage. *Renewable Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.086>
- Lázaro, M. I. (7 de Septiembre de 2015). *Ingeniería de software modelo incremental*. Obtenido de Slideshare: <https://es.slideshare.net/mardluz/ingeniera-de-software-modelo-incremental>
- Linssen, J., Stenzel, P., & Fleer, J. (2017). Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. *Applied Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.088>
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>
- Marín, C. E. (2004). La energía solar fotovoltaica en España. *Nimbus: Revista de climatología, meteorología y paisaje*.
- Marín, J. C. (2015). *Diseño de planta de verificación del rendimiento de paneles fotovoltaicos basado en "Photovoltaic Performance Verification Program", del Kortright Center*. Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica.
- Martín Chivelet, N., & Montero Gómez, D. (2017). Optimizing photovoltaic self-consumption in office buildings. *Energy and Buildings*. doi:<http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.enbuild.2017.05.073>
- Martínez Gómez, E. (2017). *ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EN MÉXICO*. Cd. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Molina, P. S. (2020). LadyLee, en Honduras, lanza la fase III de sus plantas solares. *pv magazine Latinoamérica*. Obtenido de <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/01/16/ladylee-en-honduras-lanza-la-fase-iii-de-sus-plantas-solares/>

- Mora, J. R. (2017). *Tendencias de costos nivelados de generación en Centroamérica*. Universidad de Costa Rica, Costa Rica.
- National Instruments. (2020). *¿Qué es LabVIEW?* Obtenido de National Instruments Corporation: <https://www.ni.com/es-cr/shop/labview.html>
- NREL. (Septiembre de 2013). *Solar Energy and Capacity Value*. Obtenido de National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57582.pdf>
- NREL. (2020). *Solar Resource Data & Tools*. Obtenido de National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/renewable-resource-data.html>
- Pv-magazine. (2014). Sistema de 11 kW inaugurado en edificio gubernamental en Honduras. *pvmagazine*. Obtenido de Pv-magazine-latam: <https://www.pv-magazine-latam.com/2014/01/14/sistema-de-11-kw-inaugurado-en-edificio-gubernamental-en-honduras/>
- Ramos, A., Sánchez, P., Ferrer, J., Linares, P., & Barquín, J. (2010). *Modelos Matemáticos de Optimización*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- REN21. (2020). *Renewables 2020 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.
- Serrano, J. C. (2016). *Configuración de instalaciones fotovoltaicas*. España: Paraninfo.
- SMA Solar Technology AG. (2011). *What does kilowatt peak (kWp) actually mean?* Obtenido de Solar-is-Future: <https://web.archive.org/web/20150612120201/http://www.solar-is-future.com/faq-glossary/faq/photovoltaic-technology-and-how-it-works/what-does-kilowatt-peak-kwp-actually-mean/>
- SMA Solar Technology AG. (s.f.). *Coeficiente de rendimiento: Factor de calidad de la instalación fotovoltaica*. Recuperado el 4 de Agosto de 2020, de SMA: <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>
- SolarEdge Technologies Inc. (Agosto de 2019). *Oversizing of SolarEdge Inverters, Technical Note*. Obtenido de SolarEdge: https://www.solaredge.com/sites/default/files/inverter_dc_oversizing_guide.pdf

- SolarGraus. (2019). *¿QUE SON LOS CUADROS DE PROTECCIONES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR?*
Obtenido de SolarGraus: <https://solargraus.com/blog/articulos/que-son-los-cuadros-de-protecciones-de-una-instalacion-solar>
- Téllez Molina, M. B., & Prodanovic, M. (2013). Profitability assessment for self-sufficiency improvement in grid-connected non-residential buildings with on-site PV installations. *International Conference on Clean Electrical Power*.
doi:<https://doi.org/10.1109/ICCEP.2013.6587014>
- Tongsopit, S., Junlakarn, S., Wibulpolprasert, W., Chaianong, A., Kokchang, P., & Vu Hoang, N. (2019). The economics of solar PV self-consumption in Thailand. *Renewable Energy*.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.087>
- Torres, D., & Mejía, P. (2020). *Guía de perfil de carga*. Universidad Tecnológica Centroamericana, Facultad de Ingeniería.
- U.S. Bureau of Labor Statistics. (2020). *Consumer Price Index*. Recuperado el 19 de Agosto de 2020, de U.S. Bureau of Labor Statistics: U.S. Bureau of Labor Statistics
- Vera Carranza, M., & Hernández, L. I. (s.f.). *Ingeniería de Software Apuntes Digitales*. (U. A. Hidalgo, Ed.) Recuperado el 31 de Agosto de 2020, de Centro de Innovación para el Desarrollo y la Capacitación en Materiales Educativos:
<http://cidecame.uaeh.edu.mx/lcc/mapa/PROYECTO/libro17/index.html>
- Wetekamp, W. (2011). Net Present Value (NPV) as a Tool Supporting Effective Project Management. *The 6th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications*.
doi:<https://doi.org/10.1109/IDAACS.2011.6072902>

ANEXOS

Anexo 1 - Ley de Promoción de la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

Decreto 70-2007, Artículo 5.

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.

Anexo 2 - Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 15.

Decreto 404-2013, Artículo 15, Apartado D.

D. MEDICIÓN BIDIRECCIONAL. Las empresas distribuidoras estarán obligadas a comprar el exceso de energía proveniente de fuentes de energía renovable que generen los usuarios residenciales y comerciales y que inyecten de retorno a la red, acreditándoles los valores correspondientes en la factura mensual. Cada distribuidora deberá proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación la tarifa que se aplicará para tales compras. A ese fin las empresas distribuidoras instalarán medidores bidireccionales a esos consumidores.

El Reglamento normará lo relativo a la medición y a la liquidación mensual.

Anexo 3 - Acuerdo de la CREE-028, Título IV, Capítulo I, Artículo 50.

Artículo 50. Medición Bidireccional. La Empresa Distribuidora, a solicitud del Usuario interesado, deberá instalar el Equipo de Medición bidireccional apropiado que se requiera para contabilizar el excedente de energía que, como Usuario Autoproducer, inyecte a la red de distribución.

En tanto no se emita la regulación correspondiente, los valores de energía inyectada por el Usuario Autoproducer a la red de distribución, serán únicamente registrados por la Empresa Distribuidora e informados al Usuario mensualmente, sin que, tales montos sean contabilizados como crédito o reducidos del Consumo de Energía que haga el Usuario de la Empresa Distribuidora. No obstante, la energía inyectada a la red que ha sido registrada por la Empresa Distribuidora mediante el Equipo de Medición bidireccional será pagada eventualmente al Usuario Autoproducer, según lo establezca la regulación correspondiente.

Anexo 4 – Consumo de electricidad del Sector Bancario de Santa Rosa de Copán.

Año 2019

Mes	Consumo [kWh]	Consumo [MWh]
Enero	111,068.00	111.07
Febrero	111,125.00	111.13
Marzo	143,661.00	143.66
Abril	128,075.00	128.08
Mayo	148,347.00	148.35
Junio	159,895.00	159.90
Julio	163,472.00	163.47
Agosto	157,924.00	157.92
Septiembre	158,227.00	158.23
Octubre	133,316.00	133.32
Noviembre	134,942.00	134.94
Diciembre	113,315.00	113.32
Total Consumo	1,663,367.00	1,663.37

Fuente: (EEH, 2020).

Anexo 5 - Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 18.

Decreto 404-2013, Título VIII, Capítulo I, Artículo 18.

ARTÍCULO 18.- TARIFAS. Las tarifas reflejarán los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos de proveer el servicio eléctrico aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

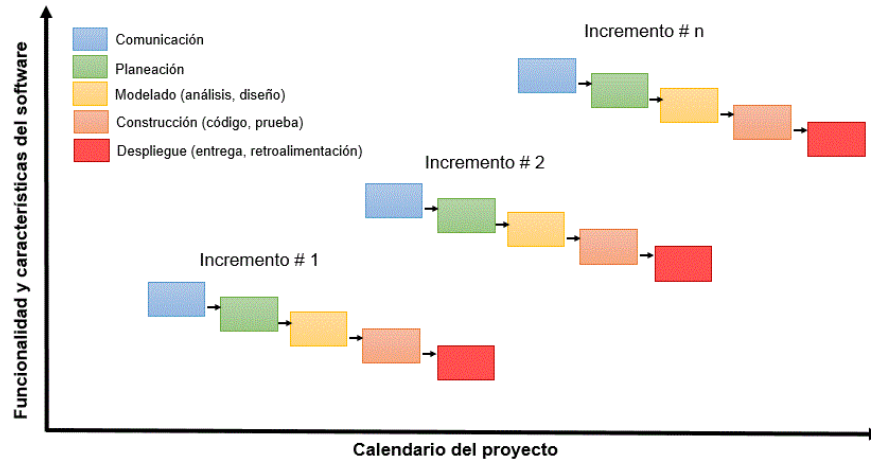
Las tarifas serán estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente de la energía eléctrica.

Anexo 6 - Condiciones Estándar de Prueba (STC) para módulos FV.

Condición	Unidad
Irradiancia Solar	1,000 [W/m ²]
Temperatura de módulo FV	25 [°C]
Velocidad del viento	1 [m/s]
<i>Air Mass (AM)</i>	1.5 [-]

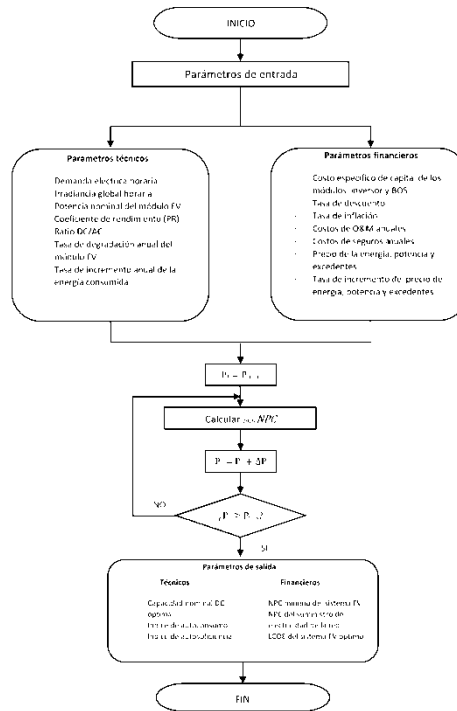
Fuente: Elaboración propia con datos recuperados de (Gupta, Kumar, Kumar Pachauri, & Chauhan, 2014).

Anexo 7 – Metodología incremental.



Fuente: (Vera Carranza & Hernández).

Anexo 8 - Concepto de operación base.



Fuente: Elaboración propia.

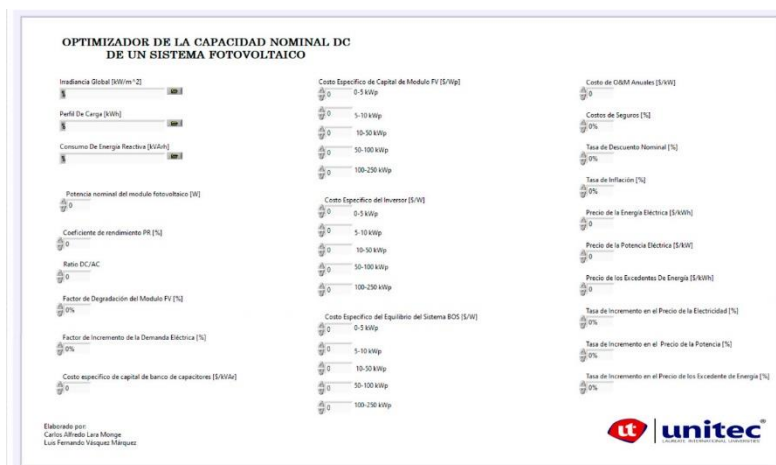
Anexo 9 - Requerimientos iniciales

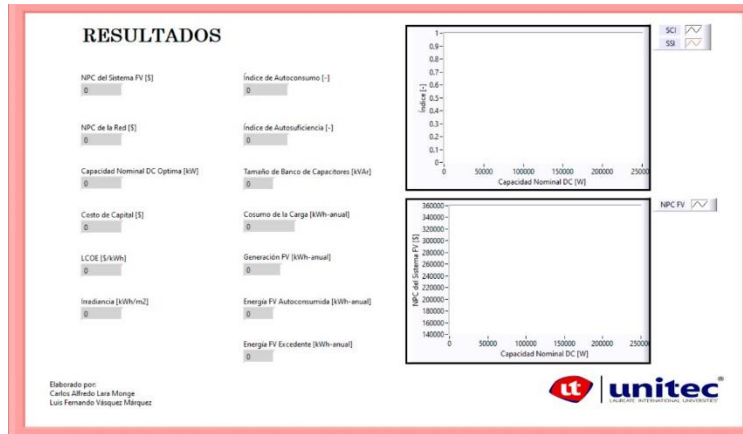
Parámetros técnicos	
Demanda eléctrica horaria anual	[kW]
Irradiancia global horaria anual incidente sobre el plano del arreglo FV	[kW/m ²]
Potencia nominal del módulo FV	[W]
Coefficiente de rendimiento (PR)	[%]
Ratio DC/AC	[-]
Tasa de degradación anual del módulo FV	[%]
Tasa de incremento anual de la energía consumida	[%]

Parámetros financieros	
Costo específico del módulo FV	[\$/Wp]
Costo específico del inversor solar	[\$/W]
Costo de O&M anual	[\$/kW]
Costo de seguros anual	[%]
Precio de la energía eléctrica	[\$/kWh]
Precio de la potencia eléctrica	[\$/kW]
Precio de los excedentes de energía eléctrica genera por el sistema FV	[\$/kWh]
Tasa de descuento	[%]
Tasa de inflación	[%]
Tasa de incremento del precio de la energía eléctrica	[%]
Tasa de incremento del precio de la potencia eléctrica	[%]
Tasa de incremento del precio de los excedentes energía eléctrica	[%]

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 10 - Interfaz del usuario en el programa de optimización desarrollado.





Fuente: Elaboración propia.

Anexo 11 - Servicio de media tensión.

Resolución CREE – 148, Artículo 65.

Servicio MT: Se aplica a los Usuarios conectados en MT, y la categoría tarifaria consta de cargo fijo, cargo por potencia contratada, cargo variable por energía consumida por bloque horario, y un cargo por energía reactiva con base en el **Factor de potencia**

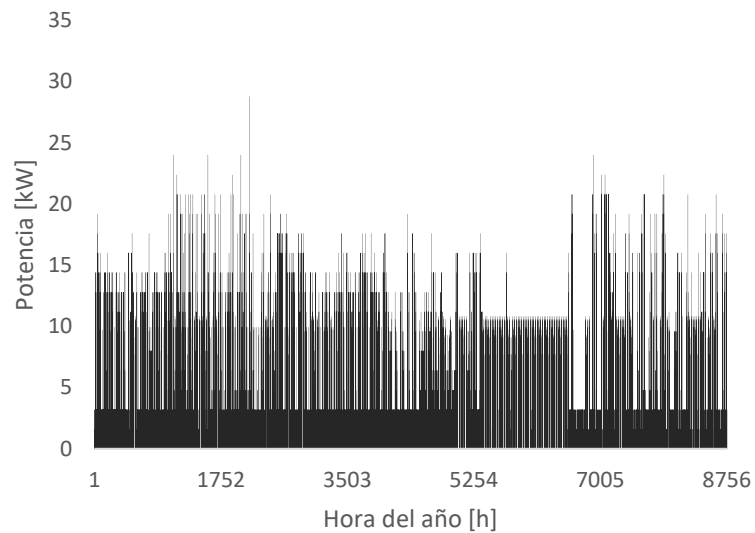
Anexo 12 - Regulación del factor de potencia.

Resolución CREE – 050, Artículo 23, Apartado b.

Las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transmisión, un **factor de potencia inductivo**, a toda hora, de 0.90 o superior a partir de la vigencia de esta Norma.

Anexo 13 - Resultados específicos de simulación para el banco 2.

A) Perfil de consumo anual para el banco 2.



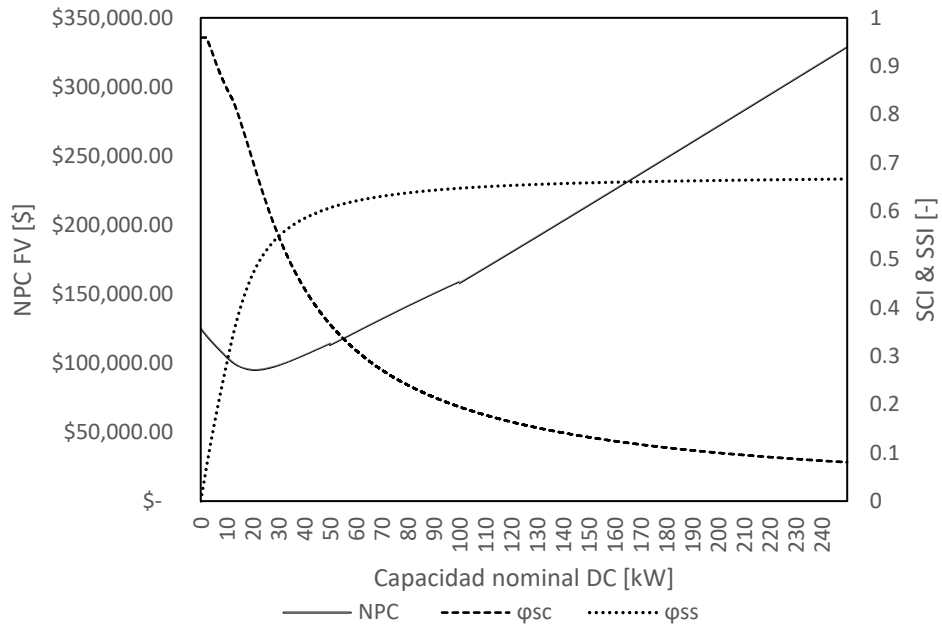
Fuente: Elaboración propia.

B) Resultados de simulación por escenario para el banco 2.

Resultados Banco 2							
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\$]	NPC RED [\$]	Diferencia [\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	
Escenario A	21	\$ 94,991.93	\$ 124,867.35	\$ 29,875.4200	0.6882	0.4802	
Escenario B	100	\$ 71,486.95	\$ 124,867.35	\$ 53,380.4000	0.1951	0.6473	
Escenario C	250	-\$ 698,492.77	\$ 124,867.35	\$ 823,360.1200	0.0803	0.6664	

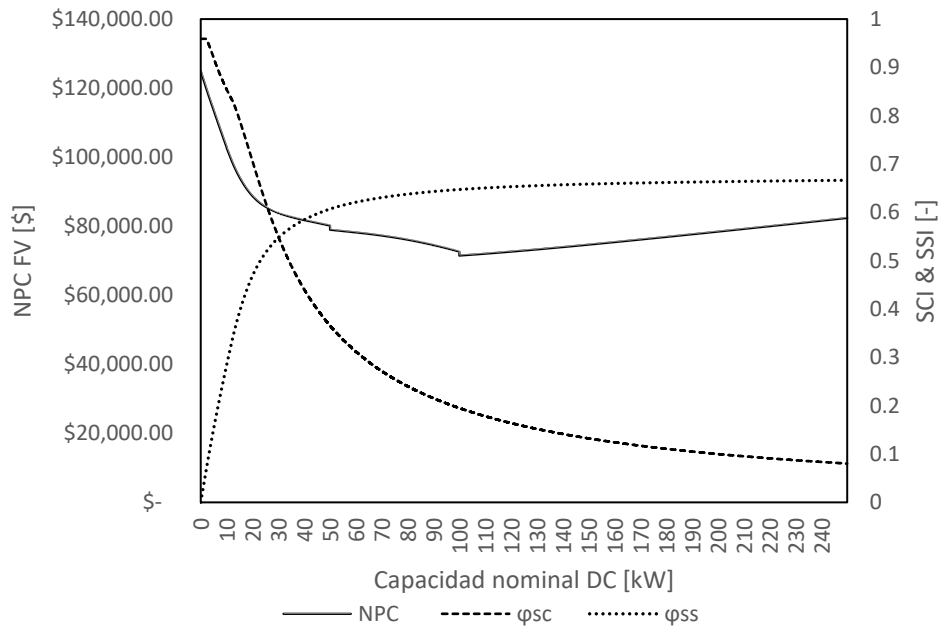
Fuente: Elaboración propia.

C) Escenario A.



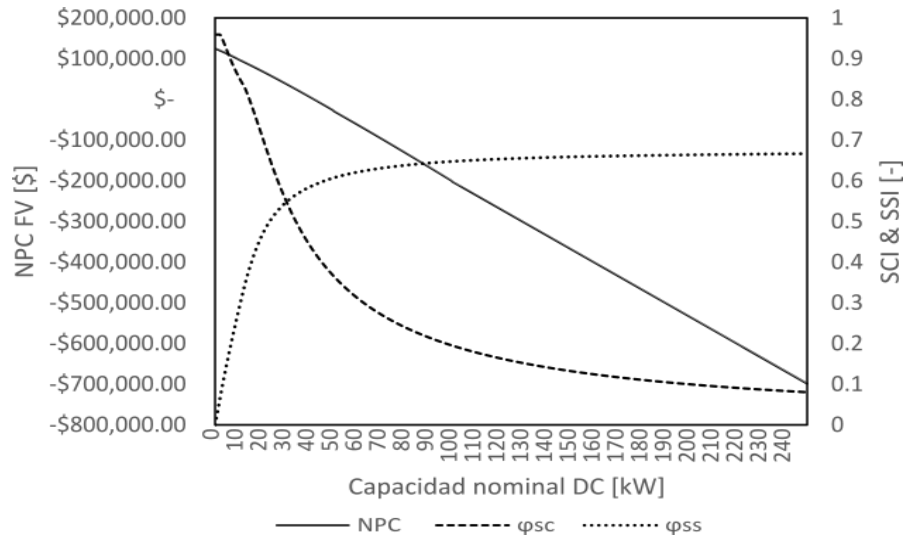
Fuente: Elaboración propia.

D) Escenario B.



Fuente: Elaboración propia.

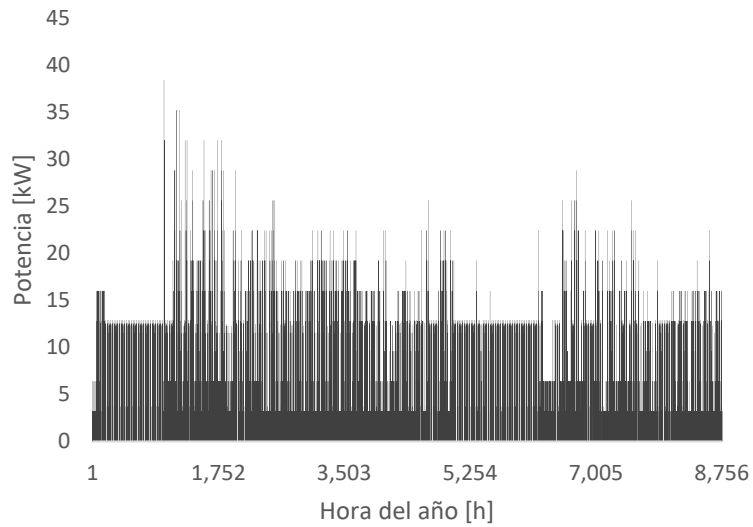
E) Escenario C.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 14 - Resultados específicos de simulación para el banco 3.

A) Perfil de consumo anual para el banco 3.



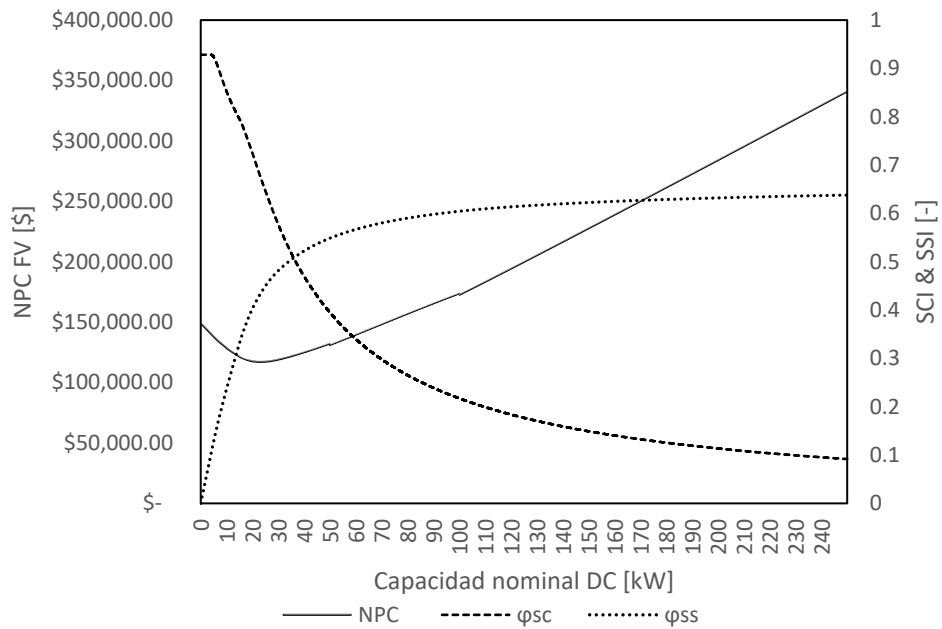
Fuente: Elaboración propia.

B) Resultados de simulación por cada escenario para el banco 7.

Resultados Banco 3							
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\\$]	NPC RED [\\$]	Diferencia [\\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	
Escenario A	23	\$ 117,104.03	\$ 148,938.82	\$ 31,834.79	0.6756	0.4337	
Escenario B	100	\$ 88,528.20	\$ 148,938.82	\$ 60,410.62	0.2172	0.6044	
Escenario C	250	-\$ 673,777.58	\$ 148,938.82	\$ 822,716.40	0.0917	0.6664	

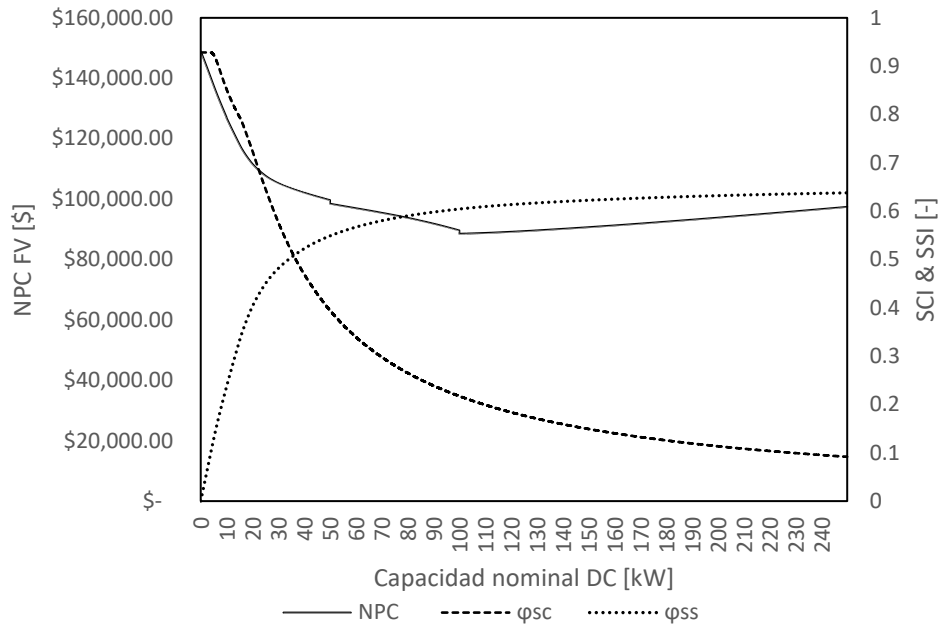
Fuente: Elaboración propia.

C) Escenario A.



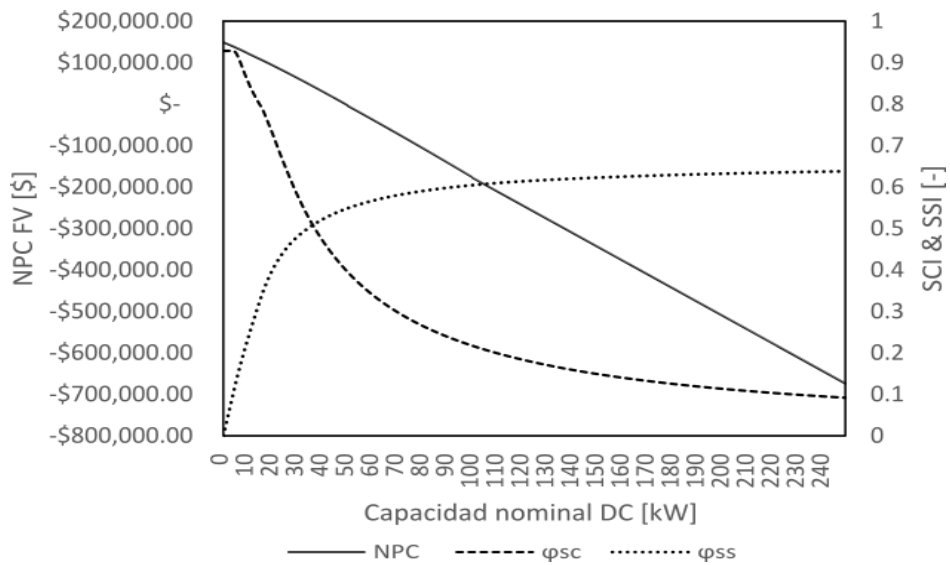
Fuente: Elaboración propia.

D) Escenario B.



Fuente: Elaboración propia.

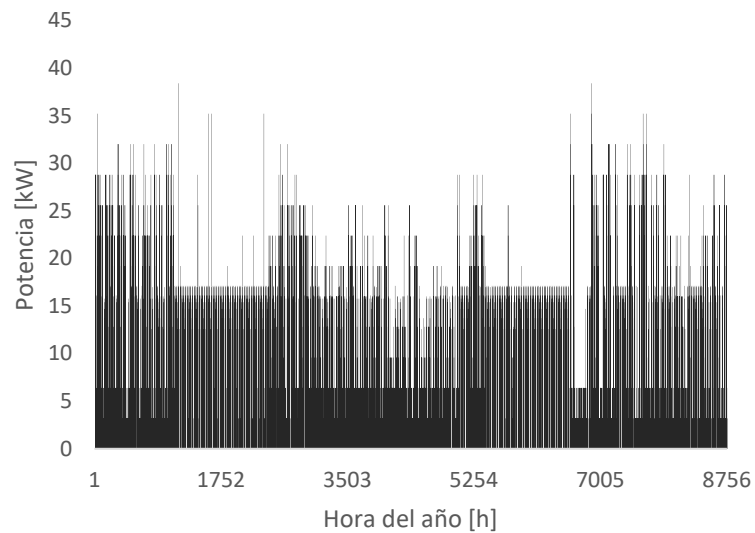
E) Escenario C.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 15 - Resultados específicos de simulación para el banco 4.

A) Perfil de consumo anual para el banco 4.



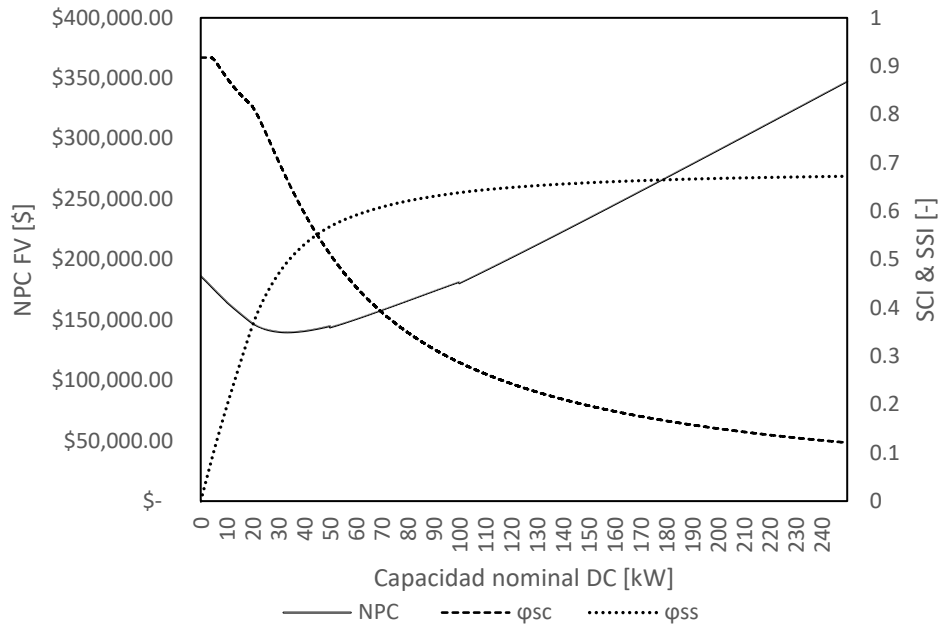
Fuente: Elaboración propia.

B) Resultados de simulación por cada escenario para el banco 4.

Resultados Banco 4							
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\$]	NPC RED [\$]	Diferencia [\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	
Escenario A	33	\$ 139,666.47	\$ 186,316.17	\$ 46,649.70	0.6647	0.4950	
Escenario B	106	\$ 103,755.99	\$ 186,316.17	\$ 82,560.18	0.2735	0.6418	
Escenario C	250	-\$ 634,749.70	\$ 186,316.17	\$ 821,065.87	0.1209	0.6722	

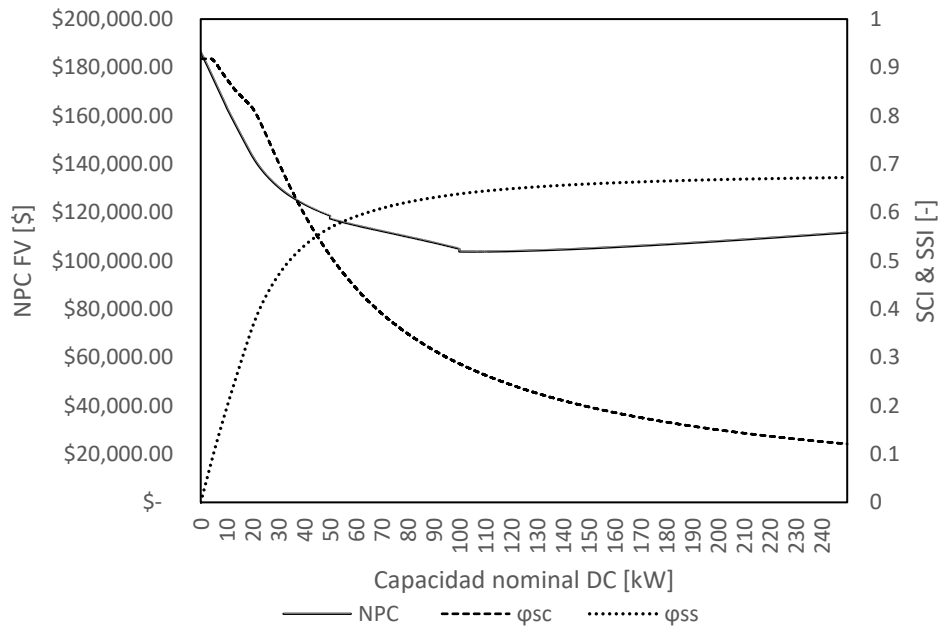
Fuente: Elaboración propia.

C) Escenario A.



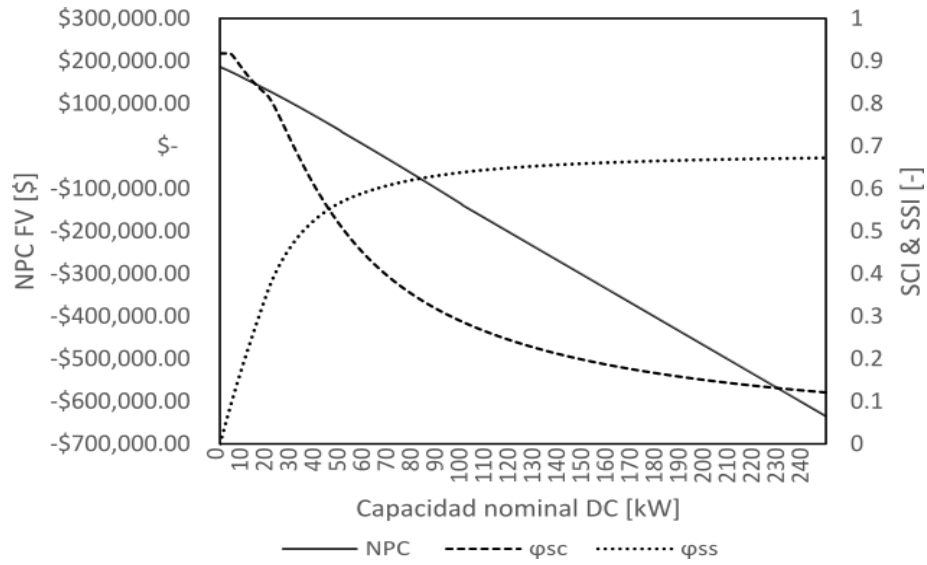
Fuente: Elaboración propia.

D) Escenario B.



Fuente: Elaboración propia.

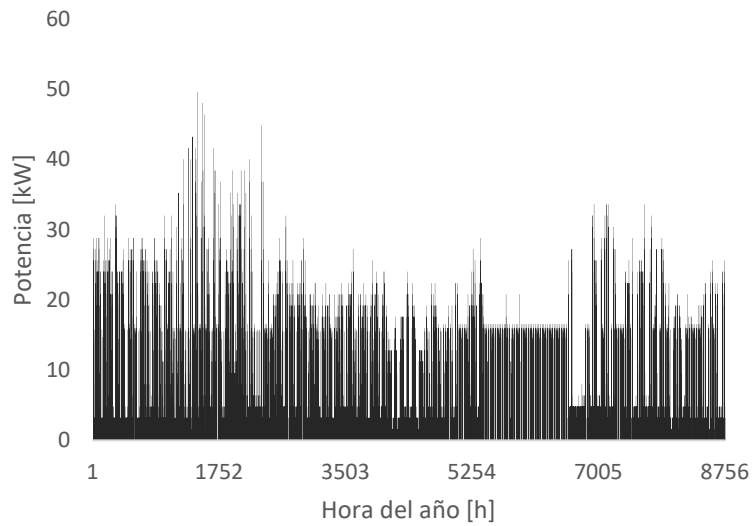
E) Escenario C.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 16 - Resultados específicos de simulación para el banco 5.

A) Perfil de consumo anual para el banco 5.



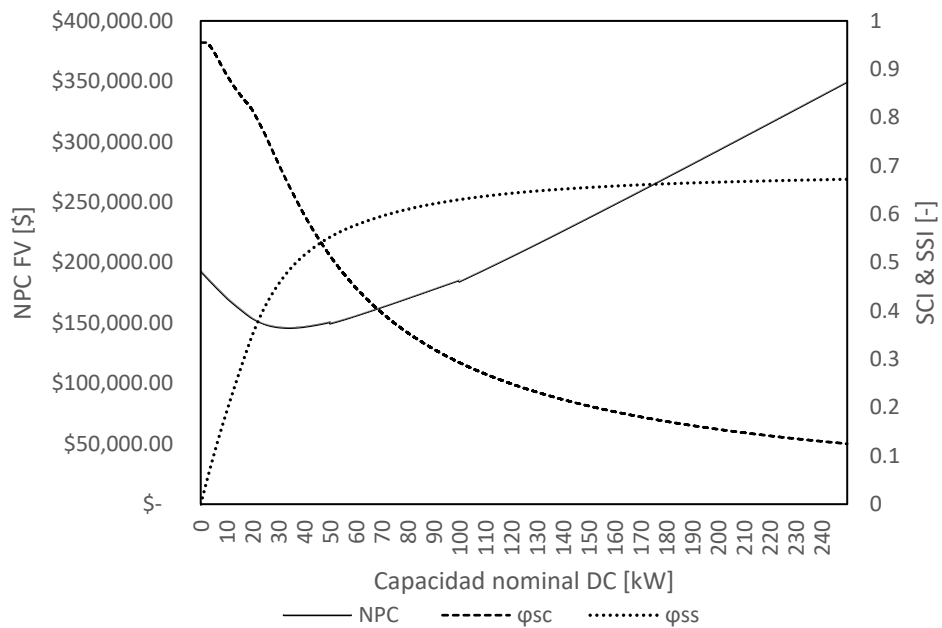
Fuente: Elaboración propia.

B) Resultados de simulación por cada escenario para el banco 5.

Resultados Banco 5							
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\\$]	NPC RED [\\$]	Diferencia [\\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	
Escenario A	34	\$ 145,814.23	\$ 192,963.24	\$ 47,149.01	0.6597	0.4835	
Escenario B	116	\$ 108,007.48	\$ 192,963.24	\$ 84,955.76	0.2572	0.6410	
Escenario C	250	-\$ 628,137.88	\$ 192,963.24	\$ 821,101.12	0.1250	0.6723	

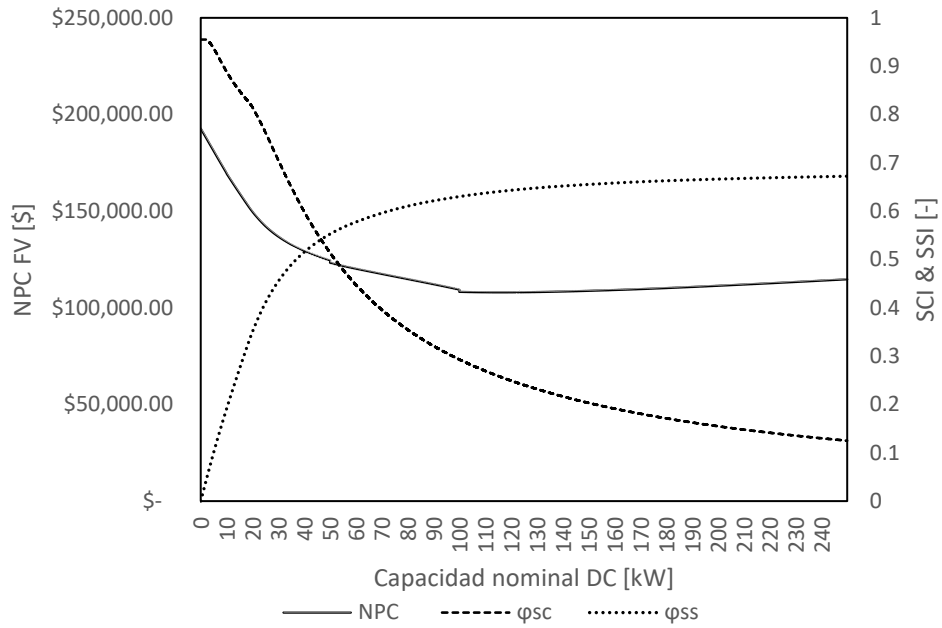
Fuente: Elaboración propia.

C) Escenario A.



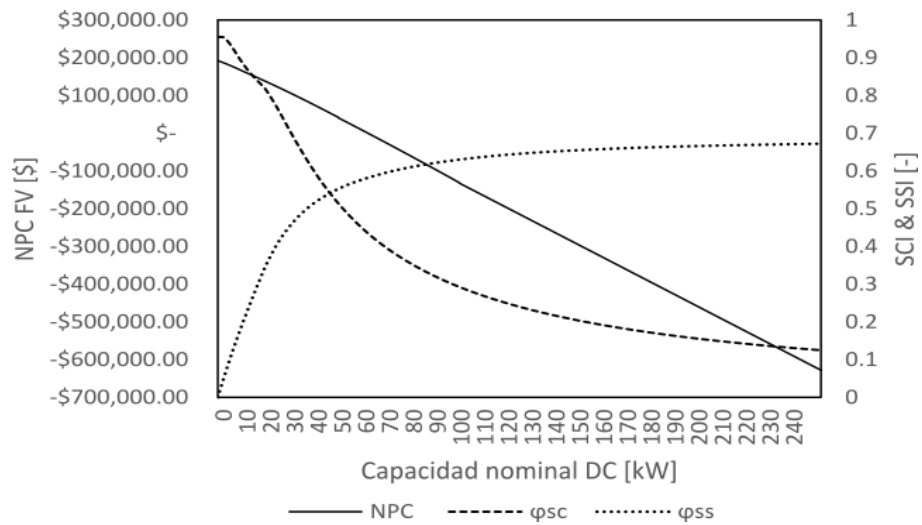
Fuente: Elaboración propia.

D) Escenario B.



Fuente: Elaboración propia.

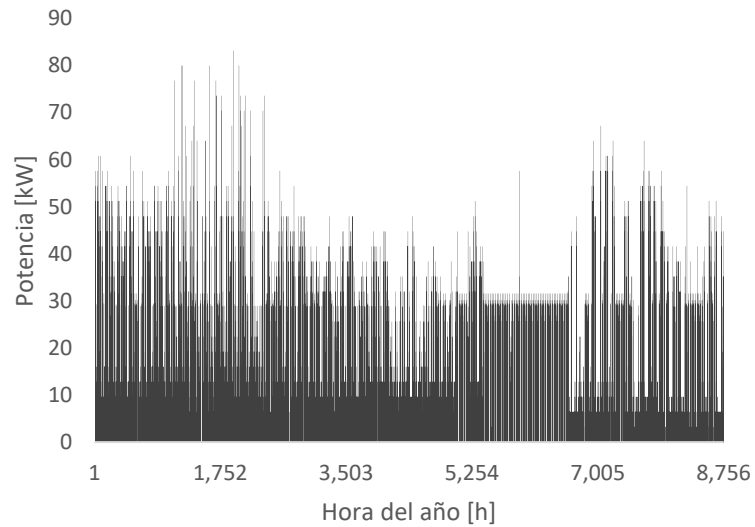
E) Escenario C.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 17 - Resultados específicos de simulación para el banco 6.

A) Perfil de consumo anual para el banco 6.



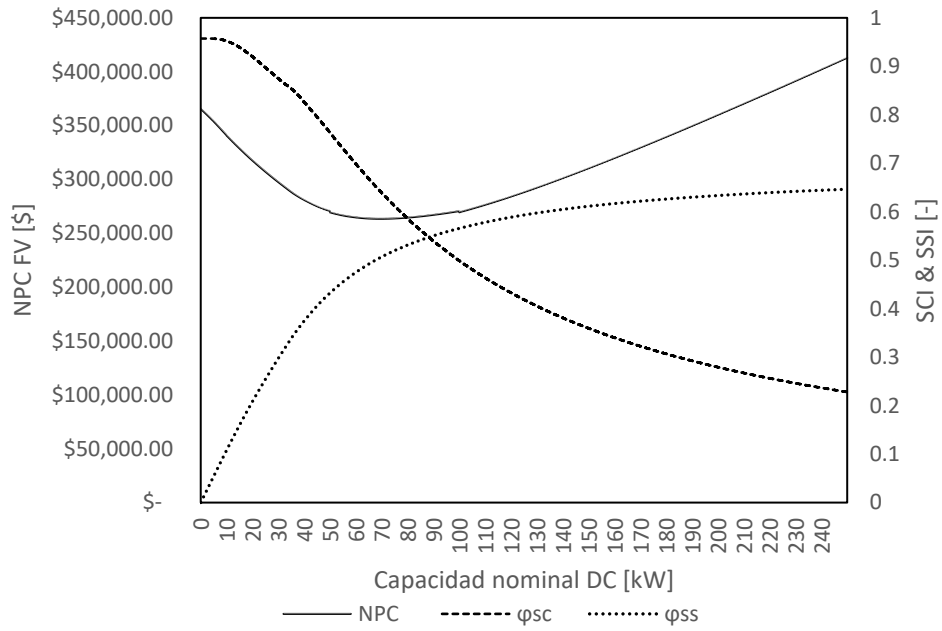
Fuente: Elaboración propia.

B) Resultados de simulación por cada escenario para el banco 6.

Resultados Banco 6							
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\$]	NPC RED [\$]	Diferencia [\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	
Escenario A	69	\$ 263,430.12	\$ 365,452.66	\$ 102,022.54	0.6429	0.5050	
Escenario B	211	\$ 205,237.38	\$ 365,452.66	\$ 160,215.28	0.2667	0.6367	
Escenario C	250	-\$ 449,554.61	\$ 365,452.66	\$ 815,007.27	0.2280	0.6464	

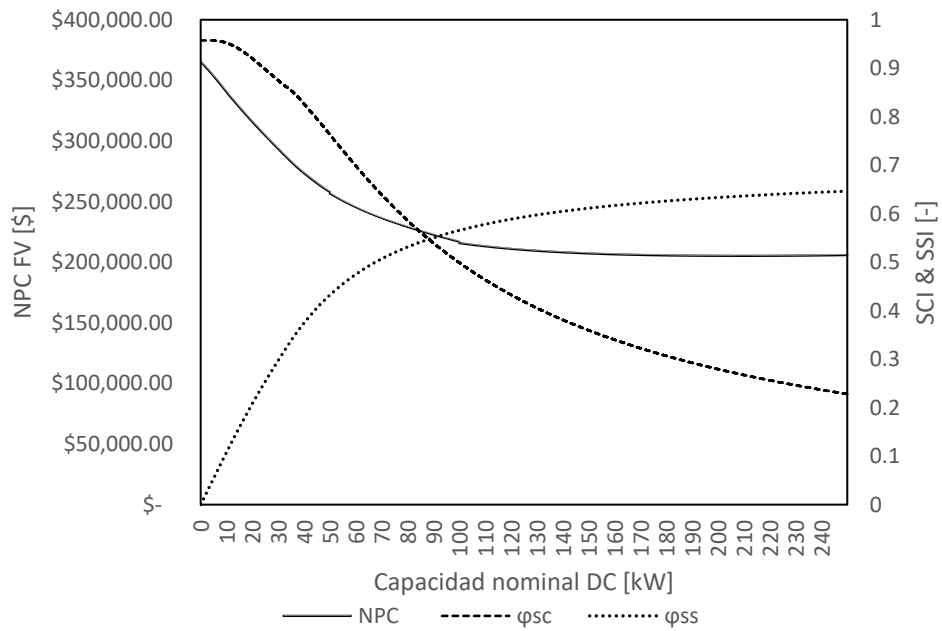
Fuente: Elaboración propia.

C) Escenario A.



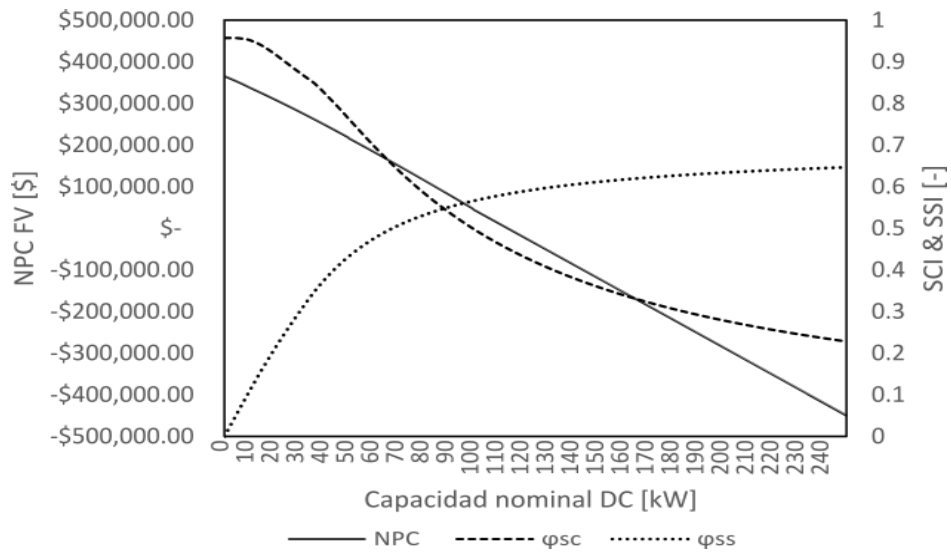
Fuente: Elaboración propia.

D) Escenario B.



Fuente: Elaboración propia.

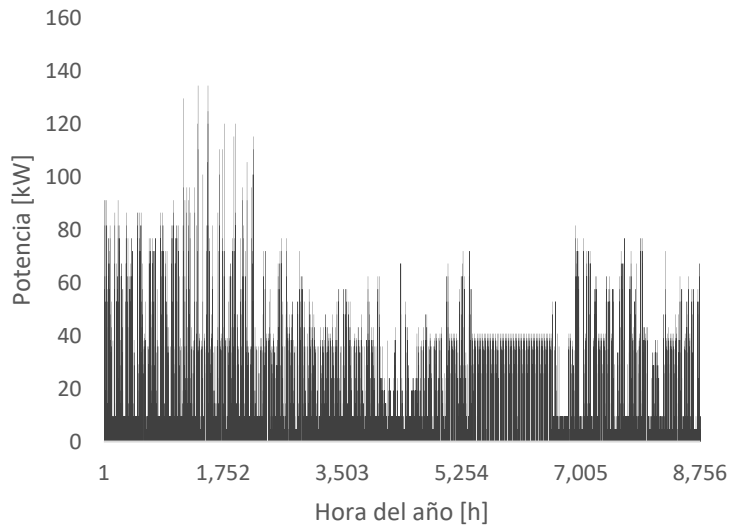
A) Escenario C.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 18 - Resultados específicos de simulación para el banco 7.

A) Perfil de consumo anual para el banco 7.



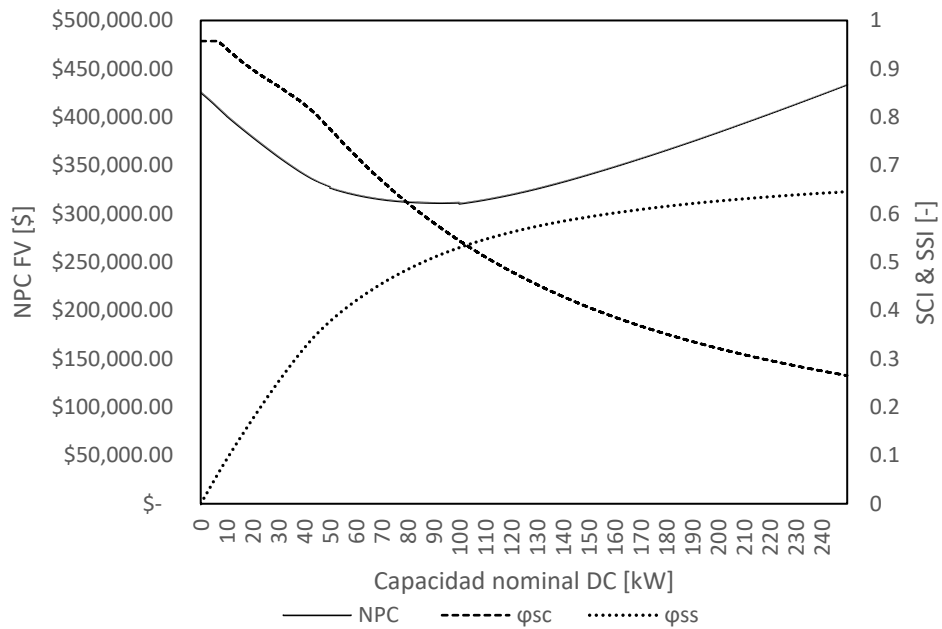
Fuente: Elaboración propia.

B) Resultados de simulación por cada escenario para el banco 7.

Resultados Banco 7							
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\\$]	NPC RED [\\$]	Diferencia [\\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	
Escenario A	100	\$ 310,335.69	\$ 425,582.68	\$ 115,246.99	0.5443	0.5299	
Escenario B	250	\$ 236,477.67	\$ 425,582.68	\$ 189,105.01	0.2653	0.6457	
Escenario C	250	-\$ 387,318.75	\$ 425,582.68	\$ 812,901.43	0.2653	0.6457	

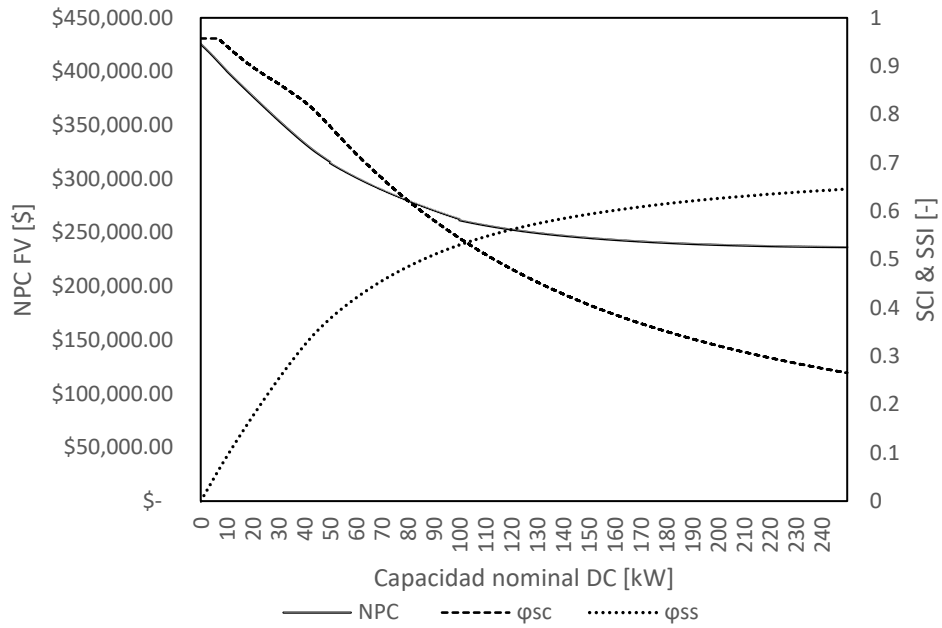
Fuente: Elaboración propia.

C) Escenario A.



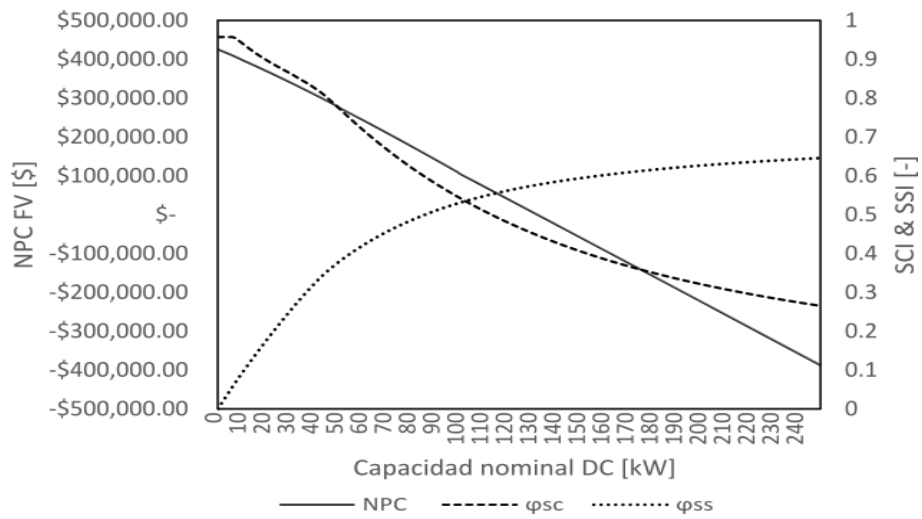
Fuente: Elaboración propia.

D) Escenario B.



Fuente: Elaboración propia.

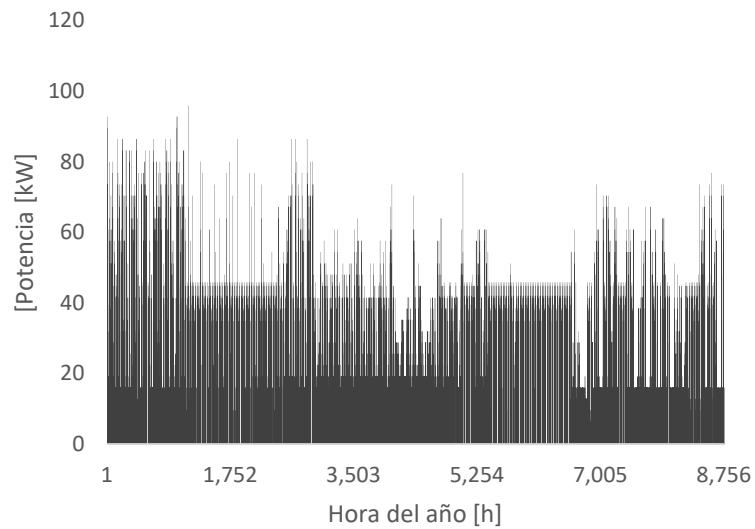
E) Escenario C.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 19 - Resultados específicos de simulación para el banco 8.

A) Perfil de consumo anual para el banco 8.



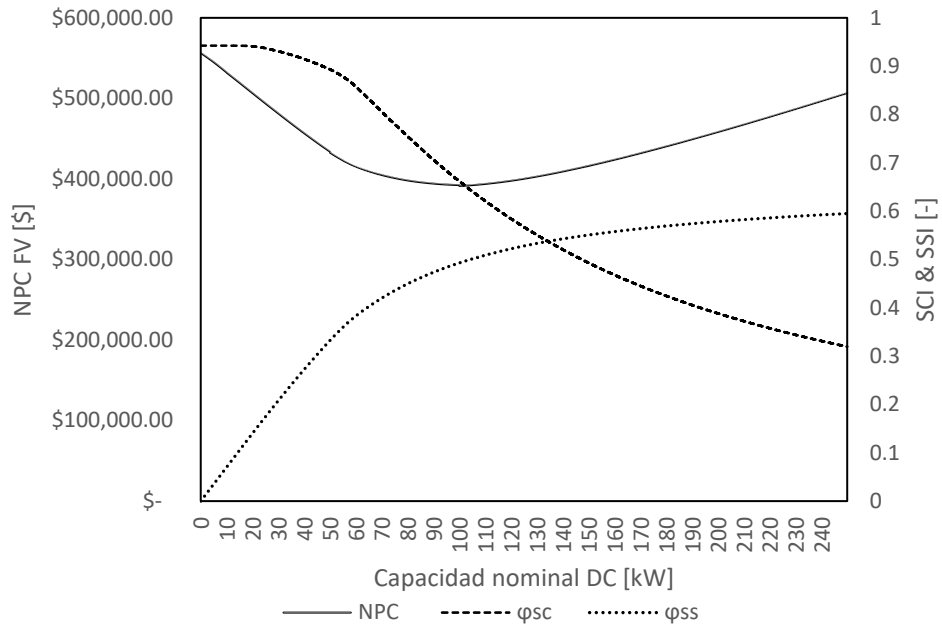
Fuente: Elaboración propia.

B) Resultados de simulación por cada escenario para el banco 8.

Resultados Banco 8							
	Capacidad nom. DC óptima [kW]	NPC FV [\$]	NPC RED [\$]	Diferencia [\$]	φ_{sc} [-]	φ_{ss} [-]	
Escenario A	100	\$ 391,245.84	\$ 556,327.00	\$ 165,081.16	0.6617	0.4928	
Escenario B	250	\$ 324,192.14	\$ 556,327.00	\$ 232,134.86	0.3196	0.5950	
Escenario C	250	-\$ 253,504.34	\$ 556,327.00	\$ 809,831.34	0.3196	0.5950	

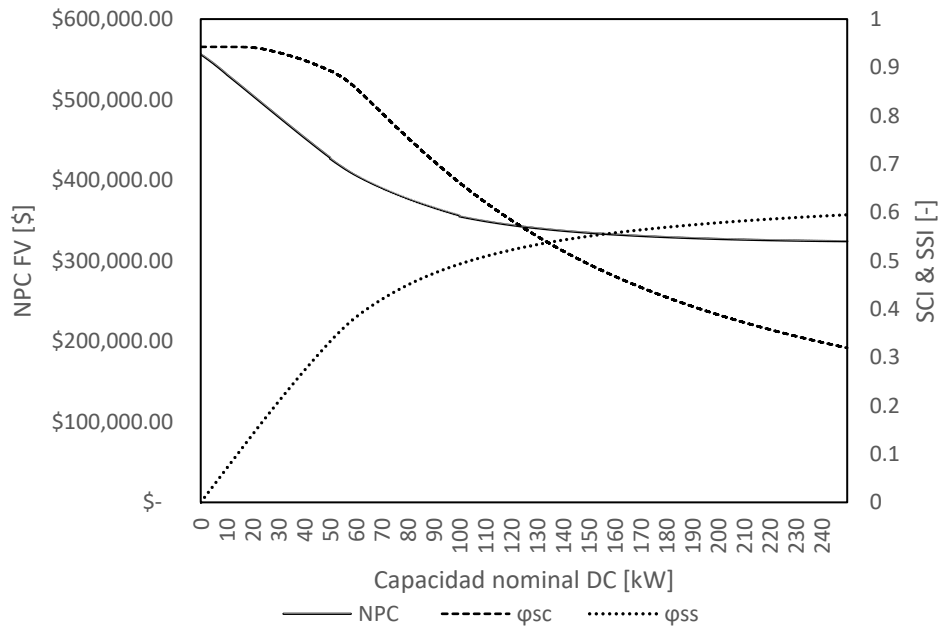
Fuente: Elaboración propia.

C) Escenario A.



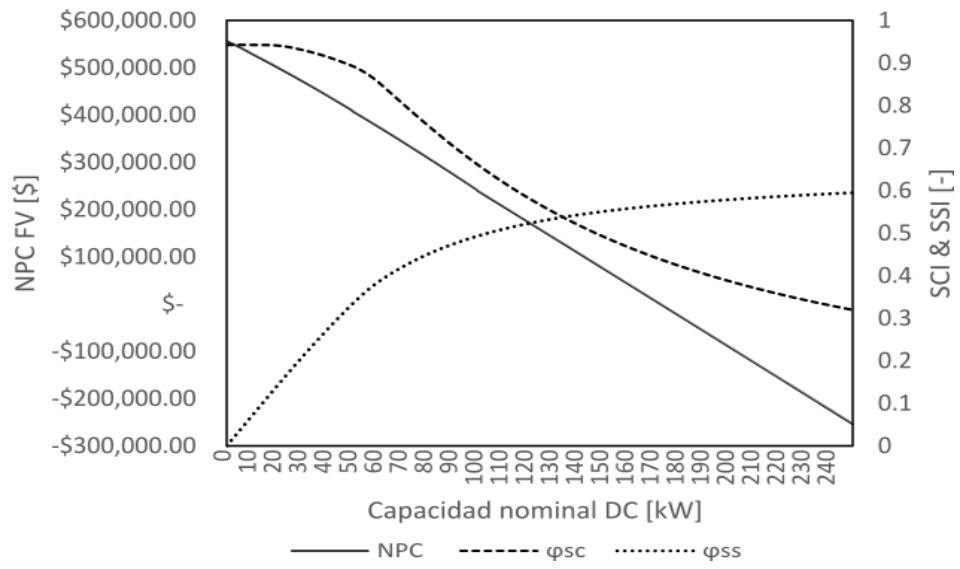
Fuente: Elaboración propia.

D) Escenario B.



Fuente: Elaboración propia.

E) Escenario C.



Fuente: Elaboración propia.