



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN FASE II

**CASO DE ESTUDIO: COSTO BENEFICIO DE INSTALACIONES SOLARES
FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA PARA UN
COMERCIO DE ALTO CONSUMO EN QUIMISTÁN, SANTA BÁRBARA ,
HONDURAS**

PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

ANDRÉS EDUARDO ALTAMIRANO RUÍZ 21241110

ASESOR: ALICIA MARÍA REYES DUKE

CAMPUS UNITEC SAN PEDRO SULA; JUNIO, 2020

**AUTORIZACIÓN DEL AUTOR(ES) PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL
Y PUBLICACIÓN FÍSICA Y ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO DEL TRABAJO FINAL DE
GRADUACIÓN DE UNITEC Y CESIÓN DE DERECHOS PATRIMONIALES**

Señores

**CENTRO DE RECURSOS PARA
EL APRENDIZAJE Y LA INVESTIGACION (CRAI)
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA (UNITEC)**

Tegucigalpa

Estimados Señores:

Yo, Andrés Eduardo Altamirano Ruiz, 21241110 de Tegucigalpa, autor del trabajo de pregrado titulado: CASO DE ESTUDIO: COSTO BENEFICIO DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA PARA UN COMERCIO DE ALTO CONSUMO EN QUIMISTÁN, SANTA BÁRBARA , HONDURAS, presentado y aprobado en Julio/2020, como requisito previo para optar al título de pregrado en Ingeniería en Energía (en lo sucesivo, el "Trabajo Final de Graduación") y reconociendo que la presentación del presente documento forma parte de los requerimientos establecidos del programa de pregrado de la Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC) y del Centro Universitario Tecnológico (CEUTEC), por este medio **AUTORIZO** a la Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC) y el Centro Universitario Tecnológico (CEUTEC), para que:

- 1) A través de sus Centros Asociados y Bibliotecas de los "Centros de Recursos para el Aprendizaje y la Investigación (CRAI)", para que con fines académicos, puedan libremente registrar, copiar o utilizar la información contenida en él, con fines educativos, investigativos o sociales. Asimismo, para que exponga mi trabajo como medio didáctico en los Centros de Recursos para el Aprendizaje y la Investigación (CRAI o Biblioteca), y con fines académicos permita a los usuarios de dichos centros su consulta y acceso mediante catálogos electrónicos, repositorios académicos nacionales o internacionales, página web institucional, así como medios electrónicos en general, internet, intranet, DVD, u otro formato conocido o por conocer, así como integrados en programas de cooperación bibliotecaria académicos dentro o fuera de la Red Laureate, que permitan mostrar al mundo la producción académica de la Universidad a través de la visibilidad de su contenido.

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado a mis padres, mis hermanos y mi amada, quienes siempre me apoyaron y me guiaron por el camino correcto.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la oportunidad de vivir una vida privilegiada con amor, familia y amigos.

Agradezco a mi Familia por siempre apoyarme y amarme, sin ustedes no estaría donde estoy hoy.

Agradezco a mi amada por siempre creer en mí, y aun en mis peores momentos darme siempre los ánimos para seguir caminando hacia delante.

Agradezco a todos mis amigos quienes nunca me han abandonado y siempre me han ayudado cuando más los he necesitado.

Agradezco a mi compañero y buen amigo Orlando Ordoñez, quien fue un apoyo esencial para la realización de este proyecto.

Agradezco a todos mis catedráticos por formarme académicamente e impartir en mí el conocimiento necesario para realizar este proyecto. Especialmente a Ing. Claudia Paz, Ing. Juan Ramón Bustamante, Ing. Alicia Reyes Duke, Ing. Franklin Martínez, Ing. Héctor Villatoro y la Ing. Vielka Barahona, quienes siempre se preocuparon por que aprendiera todo lo esencial para enfrenar el mundo real con éxito.

RESUMEN EJECUTIVO

La zona de Quimistán, Santa Barbara presenta un promedio 4.58 horas mensuales sin energía eléctrica. Es por lo que se hizo un estudio que comparó la viabilidad de tres tipos de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica para el comercio en estudio. Con el objetivo de reducir los costos por consumo energético en el comercio y suministrar energía en los momentos cuando falla la red eléctrica estatal. El estudio se realizó con un enfoque cuantitativo, no experimental, transversal y descriptivo. Se llevó a cabo mediante la comparación de una proyección a 25 años de la relación Costo Beneficio de los tres escenarios propuestos.

En el primer escenario se consideró un sistema solar de 188.1 kWp asistido por un generador diesel de 100 kW como respaldo. Se obtuvo un ahorro proyectado total llevado a valor presente de \$ 272,239.09. Con un costo total de capital de \$ 232,660.89 se calculó una relación Costo Beneficio de 2.170.

En el segundo escenario se consideró un sistema solar de 188.1 kWp con un sistema de almacenamiento de energía de 4 kWh asistido por un generador diesel de 100 kW como respaldo. Se obtuvo un ahorro proyectado total traído a valor presente de \$ 273,595.25. Con un costo total de capital de \$ 233,406.97 se calculó una relación Costo Beneficio de 2.172.

En el tercer escenario se consideró un sistema solar de 188.1 kWp con un sistema de almacenamiento de energía de 476 kWh como respaldo único. Se obtuvo un ahorro proyectado total traído a valor presente de \$ 261,976.41. Con un costo total de capital de \$ 291,923.26 se calculó una relación Costo Beneficio de 1.897.

Puesto que el Costo Beneficio del segundo escenario es el de mayor magnitud, entonces esta es la opción ideal como mejora para el caso de estudio.

Palabras clave: ahorro, Costo Beneficio, costo total de capital, generador diesel, sistema de almacenamiento de energía

ABSTRACT

The Quimistán, Santa Bárbara area has an average of 4.58 hours per month without electricity. It is for this reason that a study was carried out that compared the feasibility of three types of photovoltaic solar systems connected to the electricity grid for the business under study. With the aim of reducing costs for energy consumption in the business and supplying energy at times when the state power grid fails. The study was carried out with a quantitative, non-experimental, cross-sectional and descriptive approach. It was carried out by comparing a 25-year projection of the Cost Benefit ratio of the three proposed scenarios.

In the first scenario, a 188.1 kWp solar system assisted by a 100 kW diesel generator as backup was considered. From this design, a total projected savings brought to present value of \$ 272,239.09 was obtained. With a total capital cost of \$ 232,660.89 a Cost Benefit ratio of 2.170 was calculated.

In the second scenario, a 188.1 kWp solar system is considered with a 4 kWh energy storage system assisted by a 100 kW diesel generator as backup was considered. From this design, a total projected savings brought to present value of \$ 273,595.25 was obtained. With a total capital cost of \$ 233,406.97, a Cost Benefit ratio of 2.172 was calculated.

In the third scenario, a 188.1 kWp solar system with a 476 kWh energy storage system as the sole backup was considered. From this design, a total projected savings brought to present value of \$ 261,976.41 was obtained. With a total capital cost of \$ 291,923.26, a Cost Benefit ratio of 1.897 was calculated.

Since the Cost Benefit ratio of the second scenario is the one with the greatest magnitude, then the second scenario is the best way to improve the case study.

Key words: Cost Benefit, energy storage system, diesel generator, savings, total capital cost

ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN	1
II.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
2.1.	PRECEDENTES DEL PROBLEMA.....	3
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.	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL	7
3.1.1.	INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO.....	9
3.1.2.	INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE	10
3.1.3.	INDUSTRIAL SOLAR FOTOVOLTAICA EN HONDURAS	12
3.2.	SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA	14
3.2.1.	COMPONENTES	14
3.2.1.1.	GENERADOR FOTOVOLTAICO	15
3.2.1.2.	INVERSOR.....	15
3.2.1.3.	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	16
3.2.1.4.	ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	17
3.2.1.5.	PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	17
3.2.2.	DESEMPEÑO.....	17
3.2.2.1.	PERFORMANCE RATIO	18
3.2.2.2.	RENDIMIENTO ESPECÍFICO.....	18
3.2.2.3.	GENERACIÓN ANUAL	18
3.3.	GRUPOS ELECTRÓGENOS	18
3.3.1.	CLASIFICACIÓN.....	20

3.3.1.1.	Emergency Standby Power	20
3.3.1.2.	Prime Rated Power	20
3.3.1.3.	Limited-Time Power	20
3.3.1.4.	Continuous Operating Power	20
IV.	METODOLOGÍA.....	21
4.1.	ENFOQUE.....	21
4.2.	VARIABLES DE INVESTIGACIÓN	24
4.2.1.	VARIABLE DEPENDIENTE.....	24
4.2.2.	VARIABLES INDEPENDIENTES.....	24
4.2.2.1.	ESTUDIO DE MERCADO	24
4.2.2.2.	ESTUDIO TÉCNICO	25
4.2.2.3.	ESTUDIO ECONÓMICO	26
4.3.	HIPÓTESIS	27
4.4.	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS	27
4.4.1.	INSTRUMENTOS	27
4.4.1.1.	MICROSOFT EXCEL	27
4.4.1.2.	HOMER GRID.....	27
4.4.1.3.	METEONORM	28
4.4.1.4.	HELIOSCOPE	28
4.4.1.5.	ORACLE CRYSTAL BALL	28
4.4.2.	TÉCNICAS	28
4.4.2.1.	COSTO BENEFICIO	28
4.4.2.2.	ENTREVISTA.....	29
4.5.	METODOLOGÍA DE ESTUDIO	29
4.5.1.	ESTUDIO DE MERCADO	29
4.5.1.1.	ANÁLISIS DE LA DEMANDA.....	30
4.5.1.2.	ANÁLISIS DE PRECIO DE LA ENERGÍA	30
4.5.2.	ESTUDIO TÉCNICO.....	30
4.5.2.1.	ANÁLISIS DEL ÁREA DE ESTUDIO	30
4.5.2.2.	SELECCIÓN DEL EQUIPO	31
4.5.2.3.	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA	31
4.5.2.4.	SIMULACIÓN DE GENERACIÓN ENERGÉTICA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	31

4.5.3. ESTUDIO ECONÓMICO.....	31
4.5.3.1. PARÁMETROS ECONÓMICOS DE ENTRADA	31
4.5.3.2. SIMULACIÓN DE HOMER GRID.....	32
4.5.3.3. PROYECCIÓN DE OPERACIÓN A 25 AÑOS	32
4.5.3.4. COMPARACIÓN DEL COSTO BENEFICIO	33
4.5.3.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	33
4.6. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	34
V. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	35
5.1. ESTUDIO DE MERCADO	35
5.1.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA	35
5.1.2. ANÁLISIS DE PRECIO DE LA ENERGÍA	37
5.2. ESTUDIO TÉCNICO	38
5.2.1. ANÁLISIS DEL ÁREA DE ESTUDIO	38
5.2.2. SELECCIÓN DEL EQUIPO	42
5.2.3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS.....	43
5.2.3.1. ESCENARIO 1 - SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON GENERADOR DE RESPALDO	43
5.2.3.2. ESCENARIO 2 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y GENERADOR DE RESPALDO	44
5.2.3.3. ESCENARIO 3 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	45
5.2.4. SIMULACIÓN DE GENERACIÓN ENERGÉTICA SOLAR FOTOVOLTAICA	45
5.3. ESTUDIO ECONÓMICO.....	48
5.3.1. PARÁMETROS ECONÓMICOS DE ENTRADA.....	48
5.3.2. ESCENARIO BASE.....	49
5.3.3. ESCENARIO 1 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON GENERADOR DE RESPALDO	53
5.3.4. ESCENARIO 2 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y GENERADOR DE RESPALDO	58

5.3.5.	ESCENARIO 3 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	64
5.3.6.	COMPARACIÓN DE COSTO BENEFICIO	70
5.3.7.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	71
5.3.7.1.	ESCENARIO 1 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON GENERADOR DE RESPALDO	71
5.3.7.2.	ESCENARIO 2 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y GENERADOR DE RESPALDO	73
5.3.7.3.	ESCENARIO 3 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	75
VI.	CONCLUSIONES.....	78
VII.	RECOMENDACIONES	79
VIII.	BIBLIOGRAFÍA.....	80
IX.	ANEXOS.....	84

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Historial de tarifas de baja tensión.....	4
Ilustración 2. Comparación del consumo eléctrico per cápita versus el IDH de un país.....	8
Ilustración 3. Evolución de la capacidad solar fotovoltaica mundial instalada.....	9
Ilustración 4. Irradiación global en Latinoamérica.....	10
Ilustración 5. Principales generadores privados de energía fotovoltaica.....	13
Ilustración 6. Sistema fotovoltaico de autoconsumo en EMSULA.....	13
Ilustración 7. Esquema de instalación solar fotovoltaica.....	14
Ilustración 8. Tipos de módulos fotovoltaicos.....	15
Ilustración 9. Inversor.....	16
Ilustración 10. Banco de baterías.....	16
Ilustración 11. Estructura de soporte sobre techo inclinado.....	17
Ilustración 12. Ejemplo de grupo electrógeno.....	19
Ilustración 13. Modelo energético del escenario 1.....	21
Ilustración 14. Modelo energético del escenario 2.....	22
Ilustración 15. Modelo energético del escenario 3.....	22
Ilustración 16. Esquema Metodológico.....	23
Ilustración 17. Variable Dependiente.....	24
Ilustración 18. Dimensiones que afectan la variable dependiente para el estudio de mercado... ..	25
Ilustración 19. Dimensiones que afectan la variable dependiente para el estudio técnico.....	25
Ilustración 20. Dimensiones que afectan la variable dependiente para el estudio económico.....	26
Ilustración 21. Cronograma de actividades.....	34

Ilustración 22. Perfil de carga creado de supermercado Coquin.....	36
Ilustración 23. Radiación solar promedio mensual.	39
Ilustración 24. Radiación global diaria promedio.....	39
Ilustración 25. Duración diaria promedio de radiación solar.	40
Ilustración 26. Temperaturas mensuales.....	40
Ilustración 27. Temperatura diaria.....	41
Ilustración 28. Precipitación.	41
Ilustración 29. Generación solar fotovoltaica.	46
Ilustración 30. Pérdidas en el sistema solar fotovoltaico.....	46
Ilustración 31. Diseño del sistema solar sobre techo.	47
Ilustración 32. Operación simulada del generador diesel para el escenario base.....	50
Ilustración 33. Proyección de costos nominales anuales del escenario base.....	52
Ilustración 34. Proyección de costos descontados anuales del escenario base.....	52
Ilustración 35. Operación simulada del generador diesel para el escenario 1.....	54
Ilustración 36. Costos anuales descontados del escenario 1.	56
Ilustración 37. Flujos de caja descontados del escenario 1.....	57
Ilustración 38. Operación simulada del generador diesel para el escenario 2.....	59
Ilustración 39. Estados de carga del sistema de almacenamiento del escenario 2.	60
Ilustración 40. Costos anuales descontados del escenario 2.	62
Ilustración 41. Flujos de caja descontados del escenario 2.....	63
Ilustración 42. Estados de carga del sistema de almacenamiento del escenario 3.	65
Ilustración 43. Costos anuales descontados del escenario 3.	68

Ilustración 44. Flujos de caja descontados del escenario 3.....	69
Ilustración 45. Comparación de relación Costo Beneficio de los escenarios propuestos.	70
Ilustración 46. Análisis de sensibilidad para el costo beneficio del escenario 1.	72
Ilustración 47. Porcentajes de afectación de variables de análisis de sensibilidad costo beneficio del escenario 1.	73
Ilustración 48. Análisis de sensibilidad para el costo beneficio del escenario 2.	74
Ilustración 49. Porcentajes de afectación de variables de análisis de sensibilidad costo beneficio del escenario 2.	75
Ilustración 50. Análisis de sensibilidad para el costo beneficio del escenario 3.	76
Ilustración 51. Porcentajes de afectación de variables de análisis de sensibilidad costo beneficio del escenario 3.	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros principales del perfil de carga de supermercado Coquin.....	36
Tabla 2. Histórico del precio del diesel en Honduras.....	38
Tabla 3. Matriz de decisión de módulos fotovoltaicos.....	42
Tabla 4. Matriz de decisión de inversores.....	43
Tabla 5. Parámetros técnicos del escenario 1.	44
Tabla 6. Parámetros técnicos del escenario 2.	44
Tabla 7. Parámetros técnicos del escenario 3.	45
Tabla 8. Parámetros técnicos principales del sistema solar.....	45
Tabla 9. Consumo y pagos de energía de supermercado Coquin del año 2019.....	49
Tabla 10. Simulación de consumos y pagos energéticos anuales por Homer Grid.	50
Tabla 11. Parámetros de entrada de proyección de costos del escenario base.	51
Tabla 12. Emisiones de gases a la atmosfera del escenario base.....	53
Tabla 13. Consumo energético de la red eléctrica para el escenario 1.....	54
Tabla 14. Parámetros de entrada de proyección de costos del escenario 1.....	55
Tabla 15. Parámetros generales del financiamiento del escenario 1.	56
Tabla 16. Parámetros financieros calculados del escenario 1.....	58
Tabla 17. Emisiones de gases a la atmosfera del escenario 1.....	58
Tabla 18. Consumo energético de la red eléctrica para el escenario 2.....	60
Tabla 19. Parámetros de entrada de proyección de costos del escenario 2.....	61
Tabla 20. Parámetros generales del financiamiento del escenario 2.....	62
Tabla 21. Parámetros financieros calculados del escenario 2.....	64

Tabla 22. Emisiones de gases a la atmosfera del escenario 2.....	64
Tabla 23. Consumo energético de la red eléctrica para el escenario 3.....	66
Tabla 24. Parámetros de entrada de proyección de costos del escenario 3.....	67
Tabla 25. Parámetros generales del financiamiento del escenario 3.....	67
Tabla 26. Parámetros financieros calculados del escenario 3.....	69
Tabla 27. Emisiones de gases a la atmosfera del escenario 3.....	70
Tabla 28. Variables de sensibilidad del escenario 1.....	71
Tabla 29. Variables de sensibilidad del escenario 2.....	73
Tabla 30. Variables de sensibilidad del escenario 3.....	75

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Costo Beneficio	28
Ecuación 2. Tasa de descuento real	32

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Ley marco del subsector eléctrico.....	84
Anexo 2. Hoja de datos del módulo solar utilizado.....	85
Anexo 3. Hoja de datos del inversor utilizado.	87
Anexo 4. Reporte de HelioScope del sistema solar.	89
Anexo 5. Cotización de equipo de sistema solar fotovoltaico.....	92
Anexo 6. Cotización de generador diesel.	93

LISTA DE SIGLAS Y GLOSARIO

1. V: Voltaje, unidad de potencial eléctrico entre dos puntos.
2. A: Amperios, unidad de intensidad de corriente eléctrica.
3. Wp: Watt pico, unidad de potencia eléctrica máxima de un módulo solar.
4. kWp: Kilowatt pico, unidad de potencia eléctrica máxima de un módulo solar.
5. MWp: Mega watt pico, unidad de potencia eléctrica máxima de un módulo solar.
6. GW: Giga watt, unidad de potencia eléctrica.
7. AC: Alternating current o corriente alterna, es la corriente eléctrica variable en la que las cargas eléctricas cambian el sentido del movimiento de manera periódica.
8. DC: Direct current o corriente directa, se refiere al flujo continuo de carga eléctrica a través de un conductor entre dos puntos de distinto potencial y carga eléctrica, que no cambia de sentido con el tiempo.
9. Ah: Amperios hora, unidad de carga eléctrica.
10. kWh: Kilowatt hora, unidad de energía.
11. MWh: Megawatt hora, unidad de energía.

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente según el último informe de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el municipio de Quimistán, Santa Barbara el 24.64% de la población no tiene acceso a la energía eléctrica (ENEE, 2019b). El 75.36% que sí tiene que acceso a la red eléctrica recibe un servicio que carece de fiabilidad. Este municipio presenta interrupciones frecuentes en el suministro de energía eléctrica. Con un promedio de 4.58 horas mensuales sin servicio eléctrico según datos recopilados de la EEH (Empleado EEH, comunicación personal, 2020).

En este trabajo, se realizará una investigación sobre sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Se analizará la viabilidad de estos sistemas como opción de generación de energía renovable. Como objetivo principal del proyecto se determinará cuál es la instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica ideal para un comercio de alto consumo en Quimistán, Santa Bárbara. Para este objetivo se plantearán tres escenarios cómo posibles mejoras a la situación actual del comercio en estudio. El primer escenario es en el que se propone un sistema solar fotovoltaico tradicional con un grupo electrógeno de respaldo. El segundo escenario propone un sistema solar fotovoltaico con almacenamiento de energía en conjunto con un grupo electrógeno de respaldo. Por último, el tercer escenario propone un sistema solar fotovoltaico con almacenamiento sin grupo electrógeno de respaldo. Estos tres escenarios serán diseñados y optimizados utilizando el software Homer Grid, para finalmente poder discernir cual es la mejor opción para el cliente al comparar la relación costo beneficio de cada escenario.

La importancia de este trabajo viene de una de las necesidades básicas para el desarrollo cultural y económico de cualquier sociedad, como lo es la energía eléctrica. Según lo publicado en el 2019 por la ENEE el departamento completo de Santa Bárbara presenta que un 26.49% de la población no tiene acceso a la energía eléctrica. El restante que sí tiene acceso presenta grandes carencias con respecto a la calidad y fiabilidad del servicio. Esto presenta grandes impedimentos al desarrollo social y económico de la región.

Este trabajo constará de cuatro partes principales. La primera parte servirá como introducción, en esta parte el lector podrá ver los objetivos del proyecto, se definirá el problema de investigación, y se plantearán las preguntas claves que abordará este informe de proyecto. La segunda parte abarcará todo el marco teórico que incluye la información esencial que servirá como espina dorsal del trabajo realizado. La tercera parte definirá la metodología de trabajo utilizada junto con las variables, técnicas y softwares que fueron parte indispensable para la realización del proyecto. Por último, la cuarta parte se constituirá por el análisis de los resultados obtenidos junto con sus conclusiones, recomendaciones y mejoras que se pueden hacer a futuro para la ampliación del conocimiento en este tipo de proyectos.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se muestran los componentes del planteamiento de la investigación, todo esto con el propósito de lograr un completo análisis del problema a tratar. También se plantean las preguntas de investigación y los objetivos que esta quiera lograr.

2.1. PRECEDENTES DEL PROBLEMA

El gobierno de la república, a través de la ENEE, desea reducir la de pobreza y elevar la calidad de vida de los sectores rurales. Para ello, tiene como estrategia elevar el porcentaje de cobertura eléctrica del territorio hondureño. Es por lo que, en el año 1994 se aprueba la creación de un Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE) para financiar estudios y obras de electrificación con interés social. Sus objetivos específicos apuntan a solucionar las carencias de electricidad y/o mejorar la calidad del abastecimiento eléctrico en el medio rural y social, mejorando así la calidad de vida y las oportunidades de acceso a la educación y la salud en estas zonas cómo se establece en la "Ley Marco del Subsector Eléctrico", véase Anexo 1.

Según los últimos del Instituto Nacional de Estadística (INE, 2019), Quimistán, Santa Bárbara tiene una extensión territorial aproximada de 731 km², con una población de 56,418 personas. Del total de establecimientos económicos de este municipio el 95% pertenece al sector comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos.

A pesar de los esfuerzos del gobierno por mejorar la calidad del abastecimiento eléctrico en el municipio de Quimistán, Santa Bárbara este presenta grandes carencias en el servicio. El problema más evidente son las interrupciones del servicio. En la zona se registra un promedio de 4.58 horas mensuales sin servicio eléctrico (Empleado EEH, comunicación personal, 2020). Esto representa una pérdida monetaria considerable para los comercios locales que deben de recurrir a sistemas de respaldo como los grupos electrógenos, o simplemente dejar de laborar en los momentos donde no hay abastecimiento de energía eléctrica.

Las pérdidas económicas por las interrupciones en el servicio de energía eléctrica se van incrementando con el paso del tiempo. De igual manera la tarifa de energía eléctrica presenta un

incremento promedio anual del 7.22% anual según los datos oficiales de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) cómo se puede apreciar en la Ilustración 1. Esto, representa un gasto recurrente en incremento para los comercios locales, de esta manera disminuyendo la rentabilidad de éstos.

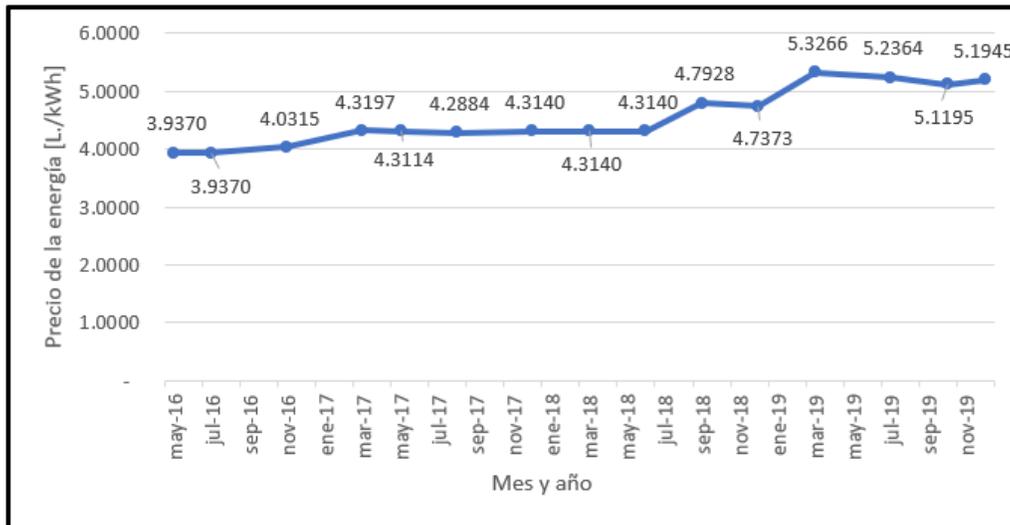


Ilustración 1. Historial de tarifas de baja tensión.

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

2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Los incrementos en la tarifa eléctrica de baja tensión comercial vuelven menos rentables los negocios locales en el municipio de Quimistán, Santa Bárbara. A esto, se le suman los costos recurrentes por interrupciones en el suministro de energía eléctrica, y es fácil ver porque es necesario encontrar una alternativa para reducir estos costos. Cómo se ha demostrado en trabajos previos, la implementación de sistemas solares fotovoltaicos disminuye estos costos con márgenes aceptables de rentabilidad financiera (TORRES RODRÍGUEZ, 2020).

De esta manera para reducir costos por consumo energético e incrementar la rentabilidad económica del comercio en estudio se pretende responder al final de esta investigación: ¿Cuál es la instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica ideal para reducir los costos por consumo energético de un comercio de alto consumo en Quimistán, Santa Bárbara?

2.3. JUSTIFICACIÓN

Con costos promedios mensuales de \$5,013.5 por consumo energético y de \$463 por interrupción en el servicio de energía eléctrica (J. Ayala, comunicación personal, 2020). Este trabajo pretende reducir los costos por consumo de energía eléctrica mediante la implementación de un sistema solar fotovoltaico que generará energía para el consumo propio del supermercado. Por ende, sacando a relucir el verdadero potencial de Honduras para la generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables, con el objetivo de brindarle a comercios en las zonas rurales del país una mejor calidad de energía eléctrica y a la vez mayor rentabilidad.

2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuál es la instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica ideal para reducir los costos por consumo energético al máximo en un comercio de alto consumo en Quimistán, Santa Bárbara?
2. ¿Cuál es el costo de capital requerido para implementar dicha instalación?
3. ¿Cuál es la capacidad óptima del sistema solar fotovoltaico para la instalación ideal determinada que genere los mayores ahorros energéticos en el comercio en estudio?
4. ¿Cuál es el Performance Ratio, Rendimiento Específico y Generación anual de la instalación solar fotovoltaica ideal determinada?
5. ¿Cuáles serán los costos de operación y mantenimiento (O&M) para la instalación fotovoltaica ideal determinada?
6. ¿Cuál es el costo nivelado de la energía (LCOE) para la instalación fotovoltaica ideal determinada?
7. ¿Cuál será el porcentaje de penetración solar fotovoltaica para el sistema con generador electrógeno de respaldo?
8. ¿Cuál será la dimensión del banco de baterías para el sistema completamente respaldado con almacenamiento de energía?
9. ¿Cuál es el ahorro de cada sistema propuesto comparado con el escenario base?

2.5. OBJETIVOS

En esta sección se plantearán los objetivos de la investigación realizada. Estos son la guía y finalidad principal del estudio realizado.

2.5.1. OBJETIVO GENERAL

1. Determinar cuál es la instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica que presenta la mayor relación costo beneficio para un comercio de alto consumo en Quimistán, Santa Bárbara.

2.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar un estudio técnico de los 3 escenarios propuestos para el suministro de energía al comercio en estudio.
2. Realizar un estudio económico de los 3 escenarios propuestos para el suministro de energía al comercio en estudio.
3. Comparar la relación costo beneficio de los 3 escenarios propuestos.

III. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se va a sustentar teóricamente el estudio. Ello implica exponer y analizar las teorías, las conceptualizaciones, las perspectivas teóricas, las investigaciones y los antecedentes en general, que se consideren válidos para el correcto encuadre del estudio.

3.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

La energía eléctrica se ha convertido en parte esencial del día a día para el ser humano. La mayoría de la población de las áreas urbanas del mundo ven el acceso a la energía eléctrica como una segunda naturaleza. Este servicio tan esencial y básico para la vida humana facilita la educación, información, comunicación y alimentación entre otras funciones (Altamirano Ruíz, 2020).

La energía eléctrica está en el corazón de las economías modernas y está proporcionando una parte creciente de los servicios energéticos. La demanda de electricidad aumentará aún más como resultado del aumento de los ingresos de los hogares, con la electrificación del transporte y el calor, y la creciente demanda de dispositivos digitales conectados y aire acondicionado. La creciente demanda de electricidad fue una de las razones clave por las cuales las emisiones globales de CO₂ del sector eléctrico alcanzaron un récord en 2018, sin embargo, la disponibilidad comercial de un conjunto diverso de tecnologías de generación de bajas emisiones también coloca a la electricidad a la vanguardia de los esfuerzos para combatir el cambio climático y contaminación. Las energías renovables también tienen un papel importante que desempeñar para proporcionar acceso a la electricidad para todos (IEA, 2019).

La energía eléctrica es crucial para eliminar la pobreza y mejorar los estándares de vida de las personas. Para lograr un desarrollo sostenible por todo el territorio de un país, será necesario proveer un servicio de energía eléctrica confiable, seguro y de calidad (Lillo, 2016).

El consumo energético entonces es un indicador esencial para medir el Índice de Desarrollo Humano (IDH). Como se puede apreciar en la Ilustración 2 hay una relación directa entre consumo de energía eléctrica per cápita de la población y el IDH de un país. Entre mayor es el IDH de un país, mayor es el consumo de energía eléctrica per cápita.

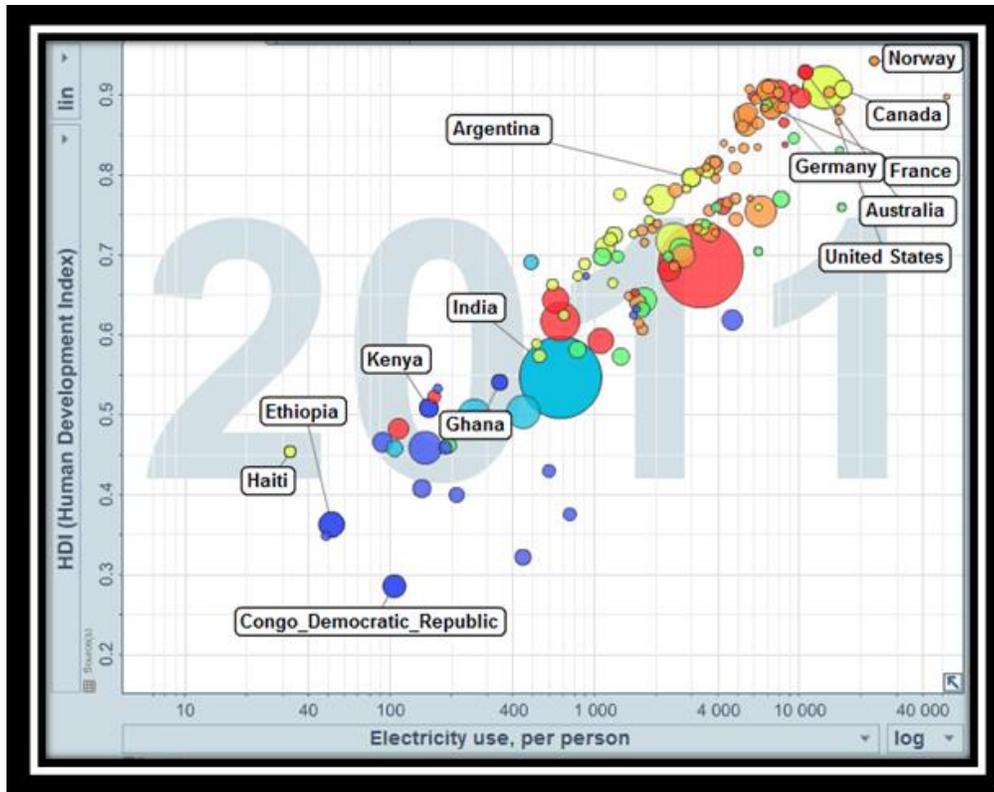


Ilustración 2. Comparación del consumo eléctrico per cápita versus el IDH de un país.

Fuente: (OETEC-ID, 2016).

El cambio climático, los efectos sobre la salud de la contaminación atmosférica, la seguridad energética y el acceso a la energía, junto con los precios volátiles del petróleo en las últimas décadas, han llevado a la necesidad de producir y utilizar tecnologías alternativas bajas en carbono, como las energías renovables. La energía solar fotovoltaica ha sido una de las tecnologías renovables pioneras a lo largo de las décadas. La capacidad instalada total de la energía solar fotovoltaica alcanzó los 480 GW a nivel mundial a finales de 2018, lo que representa la segunda mayor fuente de electricidad renovable después de la eólica según los últimos datos estadísticos publicados por la IRENA en el 2019 (DERAS PÉREZ, 2020).

El presente proyecto propone la investigación sobre sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica como solución a la problemática central en estudio.

3.1.1. INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

A finales de 2010, la potencia total en el mundo era de aproximadamente 40,000 MWp medida según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29.000 MWp, un 72%, se localiza en la Unión Europea. Para los próximos años se espera que el continuo crecimiento de la última década a nivel mundial se mantenga (Sánchez Quiroga, 2012).

El continente europeo vivió un nuevo resurgimiento, impulsado principalmente por el importante incremento de la industria solar fotovoltaica en Alemania y los Países Bajos, si bien el crecimiento se ha producido en muchos países más. El mercado mundial de energía solar fotovoltaica creció en 55 GW en 2018. La Agencia Internacional de la Energía destaca que este crecimiento fuera de China dibuja un panorama diferente del mercado fotovoltaico mundial en relación con los últimos años. Si incluimos el gigante asiático, las cifras globales de crecimiento se sitúan en, al menos, 99,8 GW (JACKSON RUÍZ, 2020).

Actualmente el mundo ha tenido un gran crecimiento en capacidad solar fotovoltaica instalada cómo se puede apreciar en la Ilustración 3.

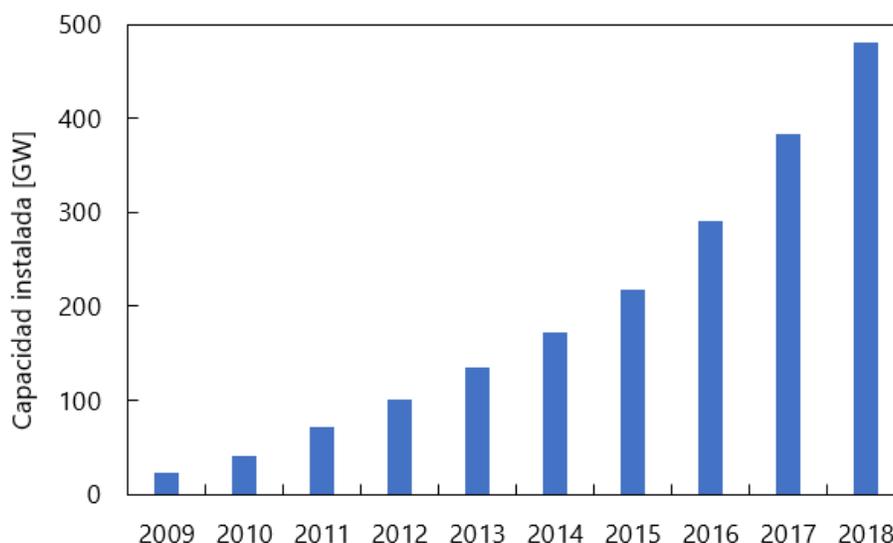


Ilustración 3. Evolución de la capacidad solar fotovoltaica mundial instalada.

Fuente: (IRENA, 2019).

China se ha convertido en el referente mundial de fabricación de células y módulos solares, seguido de Taiwán y Malasia. Por noveno año consecutivo, la energía solar atrajo la mayor parte de nuevas inversiones en energías renovables. Las inversiones en energía solar ascendieron a 140 mil millones de dólares, representando el 42,5 % de todas las nuevas inversiones en energías renovables (Jäger-Waldau, 2019).

3.1.2. INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

En América Latina el recurso solar como base para la generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos posee un gran potencial, dadas sus condiciones geográficas y climáticas. La Ilustración 4 muestra un mapa de radiación global en la región (Chacón Serna et al., 2015).



Ilustración 4. Irradiación global en Latinoamérica.

Fuente: (Chacón Serna et al., 2015).

En Argentina, según el censo nacional de 2010, se cuenta con 150.000 hogares sin acceso a servicios básicos de energía. Ante esta situación, la fundación Alimentaris y el ESMAP (Banco Mundial) han financiado un proyecto piloto. Realizado en parajes rurales diversos de las provincias de Jujuy, Santiago del Estero y Formosa, utilizando en cada uno 24 sistemas fotovoltaicos de tercera generación de tres fabricantes distintos (Reuters, 2017).

El mercado de energía fotovoltaica a gran escala ha recorrido un largo camino desde que Chile asumiera el liderazgo en 2013. De 2016 a 2018, las grandes instalaciones fotovoltaicas de más de 5 MW han aumentado en un 200% en la región, y América Latina y el Caribe cuentan hoy con 11 GW de este tipo de plantas instaladas, disponibles para suministrar energía durante los próximos 25 años o más. A finales de 2018, cinco empresas –Enel Green Power, Actis, Acciona, CKD Infraestructura y la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ)– poseían cerca del 40% de la capacidad fotovoltaica a gran escala de la región latinoamericana, este es un claro ejemplo del monopolio que hasta cierto punto existe hasta la actualidad (Bellini, 2019).

La mayoría de las instalaciones fotovoltaicas a gran escala (mayores a 5 MW) en la región provienen de licitaciones respaldadas por los gobiernos y hoy suman más de 11 GW de potencia instalada. Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), en Latinoamérica la potencia fotovoltaica instalada se distribuye así: América del Sur alcanzó los 5,469 MW a finales de 2018, con Brasil (2.2 GW) y Chile (2.1 GW) como los mayores mercados. Por su parte, México alcanzó unos 3,113 MW, mientras que la región de América Central y el Caribe cuenta con 1,737 MW y Honduras, con 516 MW, es el mayor mercado solar de la región (Bellini, 2019).

La energía solar se ha consolidado en México y ahora cuenta con 42 parques solares de gran escala actualmente en operación comercial dentro del país, con una capacidad instalada agregada de 2.9 GW e inversiones directas de 6,300 millones de dólares. México no solo instaló más de 1 GW por primera vez, sino que casi alcanzó el nivel de 3 GW, agregando 2.8 GW en 2018. Esto es casi un factor 10 de 285 MW agregados en 2017 y catapultó a México al lugar número uno en América Latina y séptimo ocupa el primer lugar. Las razones de este fuerte crecimiento se pueden encontrar principalmente en las tres subastas de energía renovable del gobierno celebradas en 2016 y 2017. El año anterior, Brasil superó el nivel de 1 GW en 2018, agregando

alrededor de 1.2 GW; Una tasa de crecimiento del 13%. Si bien alrededor de dos tercios de esta participación correspondieron a instalaciones a escala de servicios públicos provenientes de licitaciones, casi un tercio se distribuyó con capacidad solar incentivada a través de un programa nacional de medición neta (Schmela, 2019).

3.1.3. INDUSTRIAL SOLAR FOTOVOLTAICA EN HONDURAS

Honduras tiene un gran potencial para la generación de energía solar fotovoltaica. En los últimos años se han desarrollado bastantes proyectos en este campo. Esto se debe en parte a que Honduras cuenta con un marco legal que incentiva el uso de energías renovables mediante la exoneración de impuestos entre otros beneficios (Altamirano Ruíz, 2020).

Entre los proyectos fotovoltaicos más notorios del país, tenemos el de la aldea San Ramón. En el año 2000 la aldea de San Ramón se convierte en la primera comunidad de Honduras conectada a internet, con energía fotovoltaica (LADINO PERALTA, 2011).

Otro de los proyectos más importantes es el de Proyecto de electrificación rural con energía solar (PROSOL). PROSOL es un programa innovador en donde el Gobierno y el sector privado logran alianzas para apoyar la electrificación rural, cuya meta es la instalación de 5.000 sistemas fotovoltaicos en viviendas rurales y 100 sistemas fotovoltaicos en centros educativos, bajo la modalidad de "mercado abierto, basado en la demanda" y combinando la aplicación de subsidio y micro crédito, ambos, con el objetivo de penetrar en zonas económicamente deprimidas y que ofrezcan solución a requerimientos energéticos básicos (lorio & Sanin, 2019).

El año 2015 fue decisivo para el mercado fotovoltaico en Honduras con 388 MW instalados, seguido de sólo 45 MW en 2016, poco desarrollo en 2017 y alrededor de 58 MW en 2018. No hay pruebas que sugieran que en el corto y mediano plazo se vuelvan a introducir medidas similares para el desarrollo fotovoltaico, sin embargo el país invirtió en más de 2.700 sistemas solares para el hogar para alimentar aldeas, escuelas y municipios (Masson & Kaizuka, 2019).

Actualmente en el país, la energía solar fotovoltaica genera el 11.4% del total de energía generada en el sistema de la ENEE. Con una capacidad instalada de 510.8 MW que representan el 18.9% de

la potencia total instalada en el país para generación de energía eléctrica. Los principales generadores de energía solar fotovoltaica en el país se pueden apreciar en la Ilustración 5, estos poseen una capacidad instalada total de 205 MW (ENEE, 2019a).

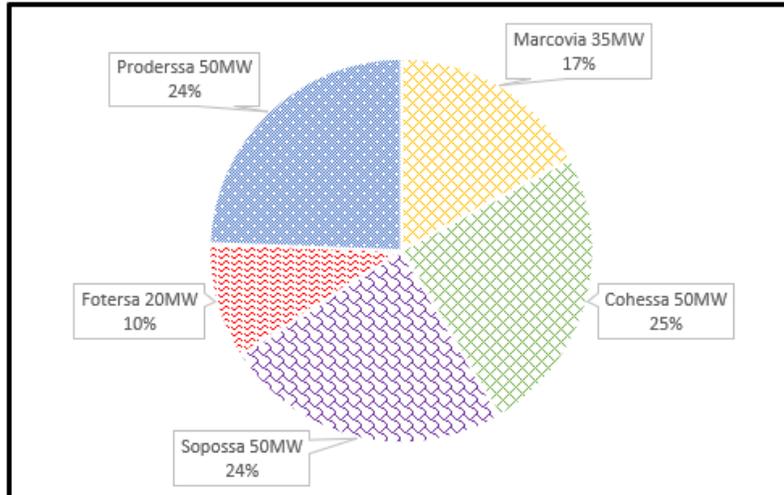


Ilustración 5. Principales generadores privados de energía fotovoltaica.

Fuente: Elaboración propia basado en (ENEE, 2019a).

En el 2015, se instaló sobre la cubierta de la Embotelladora de Sula, S.A. (EMSULA) la planta solar fotovoltaica de autoconsumo más grande de Latinoamérica en ese momento con una potencia de 3 MWp (Smartsolar, 2019). Esta se puede apreciar en la Ilustración 6.



Ilustración 6. Sistema fotovoltaico de autoconsumo en EMSULA.

Fuente: (Smartsolar, 2019).

3.2. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la línea eléctrica han sido objeto de un interés creciente durante los últimos años en todos los países industrializados. Un sistema fotovoltaico de conexión a red es un tipo de instalación en la que intervienen tres elementos: los módulos fotovoltaicos, el inversor y la línea eléctrica. En este tipo de sistemas, la energía generada por los módulos fotovoltaicos pasa directamente a un inversor DC/AC que convierte la corriente continua en alterna, inyectando la energía producida en la red eléctrica. La transformación directa de la energía solar en electricidad mediante la conversión fotovoltaica presenta como ventajas claras su sencillez, fiabilidad y operatividad. De hecho, algunas de las primeras aplicaciones fueron la alimentación de equipos en los que se necesitaba una elevada fiabilidad (satélites espaciales, telecomunicaciones) (BAYOD RÚJULA, 2009).

3.2.1. COMPONENTES

En esta sección se detallan los componentes técnicos principales de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica. El esquema general de una instalación solar se puede apreciar en la Ilustración 7.

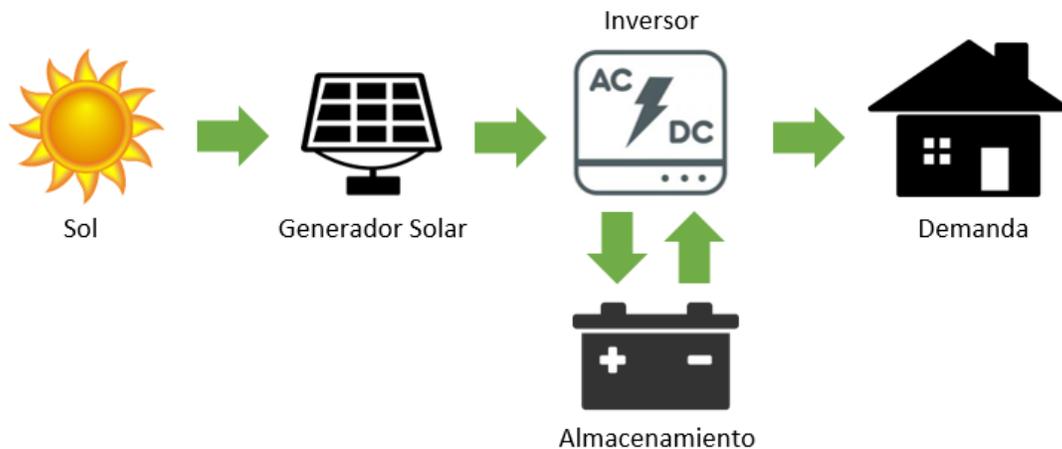


Ilustración 7. Esquema de instalación solar fotovoltaica.

Fuente: (Altamirano Ruíz, 2020).

3.2.1.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico está compuesto por varios módulos, también llamados paneles, fotovoltaicos conectados en serie o paralelo dependiendo de las especificaciones técnicas del sistema. Se denominan paneles solares a unos módulos compuestos por un conjunto de células capaces de transformar la energía proveniente de la radiación solar en electricidad (Hernández García, 2019). En la Ilustración 8 se pueden apreciar distintos tipos de módulos fotovoltaicos.

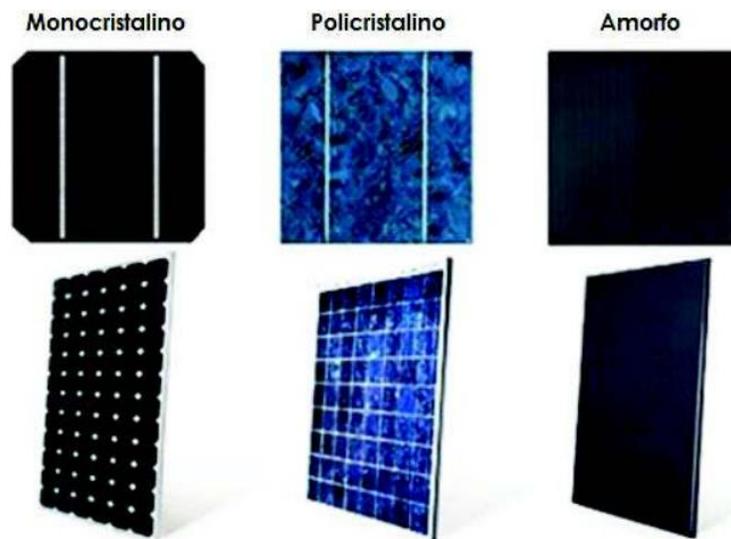


Ilustración 8. Tipos de módulos fotovoltaicos.

Fuente: (ITAZ ALCUACER, 2017).

3.2.1.2. INVERSOR

El inversor es un sistema de conmutación electrónico que transforma la corriente continua de las baterías en corriente alterna. Su función es adecuar las características de la energía generada a las demandadas por las aplicaciones de la instalación. En sistemas fotovoltaicos aislados se emplean inversores de conmutación forzada o auto conmutados (Prado Mora, 2008). El inversor entonces se puede considerar junto al generador fotovoltaico el núcleo de un sistema solar ya que la potencia de salida del inversor es la potencia máxima de generación que puede tener un sistema solar fotovoltaico. La Ilustración 9 muestra un ejemplo de un inversor solar.

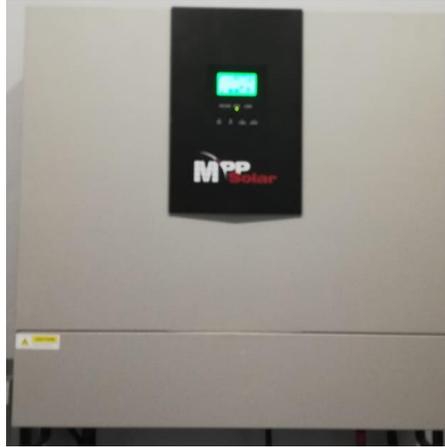


Ilustración 9. Inversor.

Fuente: (AgroMet, 2019).

3.2.1.3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Estará formado comúnmente por varias baterías conectadas en serie o paralelo dependiendo su configuración, comúnmente llamado banco de baterías. Es el encargado de almacenar la energía eléctrica que produce el generador fotovoltaico una vez que la radiación haya incidido sobre dicho generador. Las baterías más utilizadas son las de Plomo-Ácido debido a su bajo coste (Tobajas Vázquez, 2018). En la Ilustración 10 se puede apreciar un ejemplo de sistema de almacenamiento.



Ilustración 10. Banco de baterías.

Fuente: (AgroMet, 2019).

3.2.1.4. ESTRUCTURA DE SOPORTE

Los paneles solares pueden disponerse según se requiera en estructuras fijas o sobre seguidores solares. La estructura que sujeta los módulos fotovoltaicos y cada uno de sus componentes del sistema de sujeción son tan importantes como el propio módulo fotovoltaico ya que un fallo o deterioro de estos elementos pone en peligro la instalación fotovoltaica (Hernández García, 2019). La Ilustración 11 nos muestra una vista clara de cómo luce la estructura de soporte para módulos fotovoltaicos sobre techo inclinado.



Ilustración 11. Estructura de soporte sobre techo inclinado.

Fuente: (Sánchez Quiroga, 2012).

3.2.1.5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Estos componentes protegen a la instalación frente a cortocircuitos, sobretensiones, sobre corrientes y derivaciones a tierra. Tienen la capacidad de parar la instalación ante una adversidad (López Montesinos, 2019). Comúnmente se utilizan fusibles, bastidores e interruptores de varios tipos.

3.2.2. DESEMPEÑO

El desempeño de un sistema solar fotovoltaico se mide principalmente en tres parámetros: Performance Ratio, Rendimiento Específico y Generación Anual.

3.2.2.1. *PERFORMANCE RATIO*

El Performance Ratio (PR) o también conocido como rendimiento global del sistema, es un parámetro adimensional. Este mide el cociente entre la energía real producida por el sistema, y la energía que pudo haber producido el sistema en teoría. Otra manera de verlo según BAYOD RÚJULA (2009), es la expresión del efecto de las pérdidas sobre la salida del sistema.

3.2.2.2. *RENDIMIENTO ESPECÍFICO*

El Rendimiento Especifico es la salida de energía neta del sistema, dividida entre la potencia nominal instalada de los módulos fotovoltaicos. Sus unidades son kWh/kWp.

Básicamente se trata de una normalización de la energía producida con respecto al tamaño del campo de captación y, por tanto, resulta conveniente para comparar la energía producida por sistemas de distinto tamaño (y cuantificar beneficios de diseño, componentes o localizaciones) (BAYOD RÚJULA, 2009).

3.2.2.3. *GENERACIÓN ANUAL*

La Generación Anual del sistema es simplemente cuanta energía produce el sistema, esto a lo largo de las 8760 horas que tiene un año. Esta se mide MWh o kWh.

3.3. **GRUPOS ELECTRÓGENOS**

Los generadores diésel son grupos electrógenos que están compuestos principalmente por un motor de combustión interna mismo que es acoplado a un generador eléctrico síncrono. Logrando de esta forma convertir la energía que contienen los combustibles fósiles (aunque se pueden encontrar sistemas impulsados por biogás, hidrogeno, etc.) en energía mecánica a través del motor de combustión interna, integrado con un acoplamiento mecánico que mueve un generador eléctrico con el fin de convertir la energía mecánica en eléctrica (Dufo-López & Bernal-Agustín, 2011). La Ilustración 12 muestra un ejemplo de un grupo electrógeno de respaldo.



Ilustración 12. Ejemplo de grupo electrógeno.

Fuente: (Arenas Alegría, 2019).

Según Aponte Honores (2020), algunas ventajas de los grupos electrógenos en las redes híbridas son:

1. Es un equipo fiable de tecnología extendida y probada.
2. El coste de inversión inicial es razonable para la potencia generada, con economías de escala para potencias crecientes.
3. Son equipos conocidos y en algunos casos existentes. En muchas de las comunidades objetivo donde se desee implantar una microrred ya habrá posiblemente instalados Grupos Electrógenos.
4. Para tamaños pequeños pueden ser portables.
5. Tiempo de instalación corto, especialmente para grupos pequeños.
6. Gran disponibilidad en el suministro, ya que el recurso en principio está siempre disponible. Esto añade la ventaja que mejora la calidad del sistema y la seguridad de suministro (Grupo Electrónico puede generar cuando las renovables no están generando o cuando el nivel de carga de batería es bajo).

3.3.1. CLASIFICACIÓN

Los grupos electrógenos son clasificados según cuatro parámetros principales, cómo lo establece la ISO 8528-1:2013. Estos parámetros son: Emergency Standby Power (ESP), Prime Rated Power (PRP), Limited-Time Power (LTP) y Continuous Operating Power (COP) (Kaderbhai, 2017).

3.3.1.1. *Emergency Standby Power*

El estándar ISO 8528-1 define potencia en espera (ESP) cómo la potencia máxima disponible del grupo electrógeno para energizar un perfil de carga eléctrica variable, donde se ha determinado que el tiempo total de operación anual no excede las 200 horas (Kaderbhai, 2017).

3.3.1.2. *Prime Rated Power*

ISO 8528-1 define la potencia principal (PRP) cómo la potencia máxima que es capaz de generar un grupo electrógeno de proporcionar a una carga eléctrica variable para un número ilimitado de horas por año (Kaderbhai, 2017).

3.3.1.3. *Limited-Time Power*

El estándar ISO 8528-1 define LTP cómo la potencia máxima que un grupo electrógeno es capaz de proporcionar durante 500 horas de funcionamiento por año en condiciones e intervalos de mantenimiento aprobados por el fabricante (Kaderbhai, 2017).

3.3.1.4. *Continuous Operating Power*

El estándar ISO 8528-1 define la clasificación COP como la potencia máxima que un grupo electrógeno es capaz de proporcionar una carga constante para un número ilimitado de horas por año bajo condiciones de operación e intervalos de mantenimiento aprobados por el fabricante (Kaderbhai, 2017).

IV. METODOLOGÍA

Después de desarrollar la conceptualización teórica del proyecto es momento de desarrollar la metodología empleada. Esta involucra el tipo de enfoque, método, diseño e instrumentos. La metodología de la investigación sirve de guía, ya que determina que se utilizará para poder recabar información valiosa y como se hará.

4.1. ENFOQUE

Este proyecto se realizará con un enfoque cuantitativo. Según Hernández Sampieri et al. (2014) un enfoque cuantitativo es secuencial y probatorio. Cada etapa precede a la siguiente y no podemos omitir pasos. El orden es riguroso, aunque desde luego, podemos redefinir alguna fase. Parte de una idea que va acotándose y, una vez delimitada, se derivan objetivos y preguntas de investigación, se revisa la literatura y se construye un marco o una perspectiva teórica.

Esta es una investigación en modo caso de estudio. El caso de estudio será la reducción en los costos por consumo energético del supermercado Coquin en de Quimistán, Santa Bárbara. De este caso de estudio se plantearán tres escenarios como posibles mejoras.

El primer escenario plantea un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica asistido por un grupo electrógeno como respaldo. Cómo se puede apreciar en la Ilustración 13.

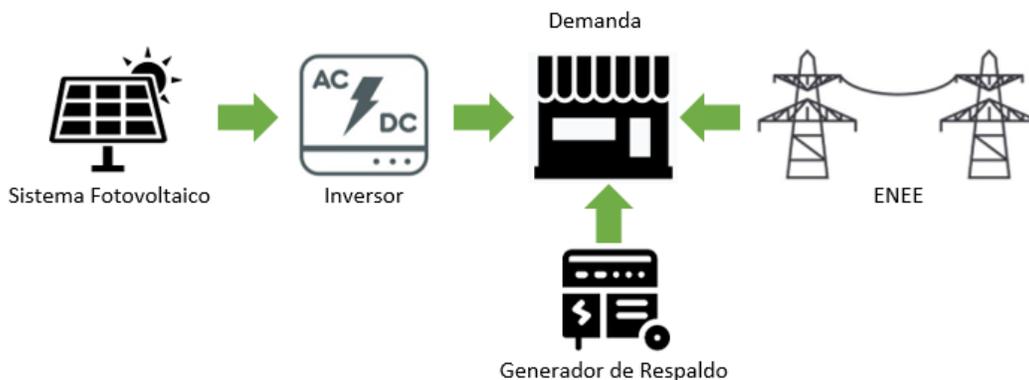


Ilustración 13. Modelo energético del escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

El segundo escenario plantea un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica con un sistema de almacenamiento de energía, de igual manera asistido por un grupo electrógeno como respaldo. Tal cómo se puede apreciar en la Ilustración 14.

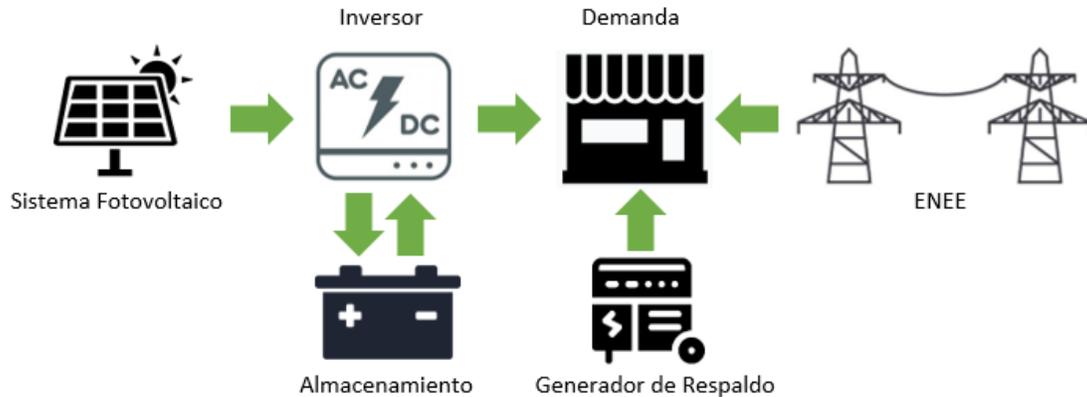


Ilustración 14. Modelo energético del escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

El tercer escenario plantea un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica completamente respaldado por un sistema de almacenamiento de energía. Este se puede apreciar en la Ilustración 15.

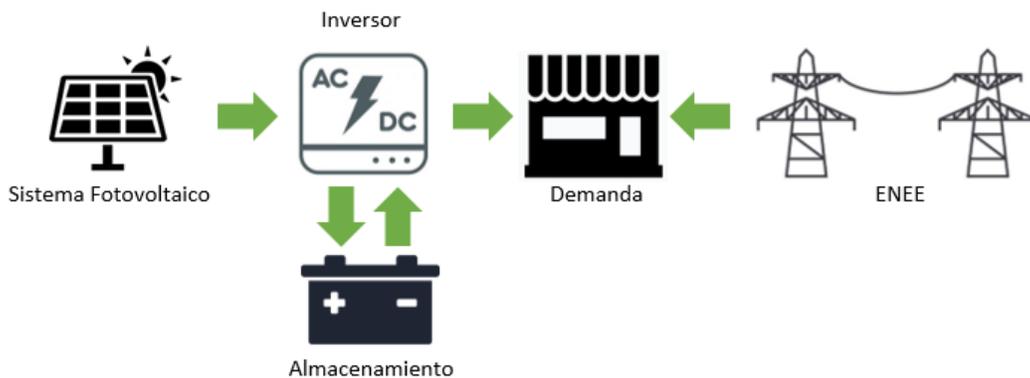


Ilustración 15. Modelo energético del escenario 3.

Fuente: Elaboración propia.

El diseño de la investigación será no experimental y transversal con un alcance descriptivo. Se trata de un estudio en el que no hacemos variar en forma intencional las variables independientes

para ver su efecto sobre otras variables. Lo que hacemos en la investigación no experimental es observar fenómenos tal como se dan en su contexto natural, para analizarlos. Los diseños transversales descriptivos tienen como objetivo indagar la incidencia de las modalidades o niveles de una o más variables en una población. Este diseño recolecta datos en un momento determinado y son estudios puramente descriptivos (Hernández Sampieri et al., 2014).

En la Ilustración 16 se plantea el esquema metodológico general con el cual se abordará esta investigación.

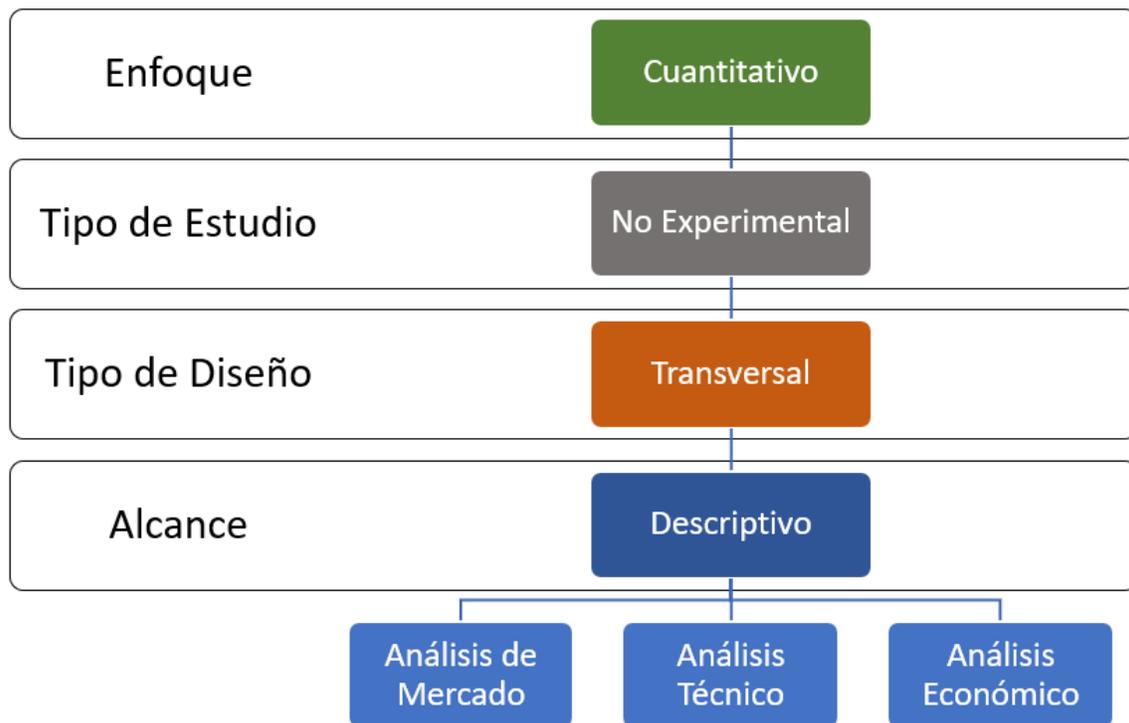


Ilustración 16. Esquema Metodológico.

Fuente: Elaboración propia basado en (Hernández Sampieri et al., 2014).

4.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

La estructura de un planteamiento es esencial para comprender la dimensión, los límites y el papel de las variables independientes con respecto a la variable dependiente; de igual forma la relación que existe en todo el esqueleto de la investigación (Reyes Duke & Osorio Hernández, 2018).

Las variables fueron conceptualizadas en base al caso de estudio. La variable dependiente será la misma analizada para los tres escenarios propuestos. Las variables independientes varían dependiendo de las especificaciones de mercado, técnicas y económicas de cada escenario.

4.2.1. VARIABLE DEPENDIENTE

La conceptualización de la variable dependiente por analizar se puede apreciar en la Ilustración 17. La variable dependiente será el Costo Beneficio, que dependerá del estudio de mercado, estudio técnico y económico de cada escenario.

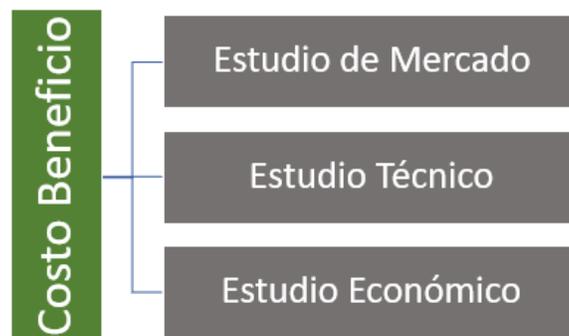


Ilustración 17. Variable Dependiente.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2. VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes cambian con respecto a las especificaciones de los diferentes estudios de cada escenario.

4.2.2.1. ESTUDIO DE MERCADO

El estudio de mercado presenta variables constantes para todos los escenarios propuestos. Estas variables se pueden apreciar en la Ilustración 18.

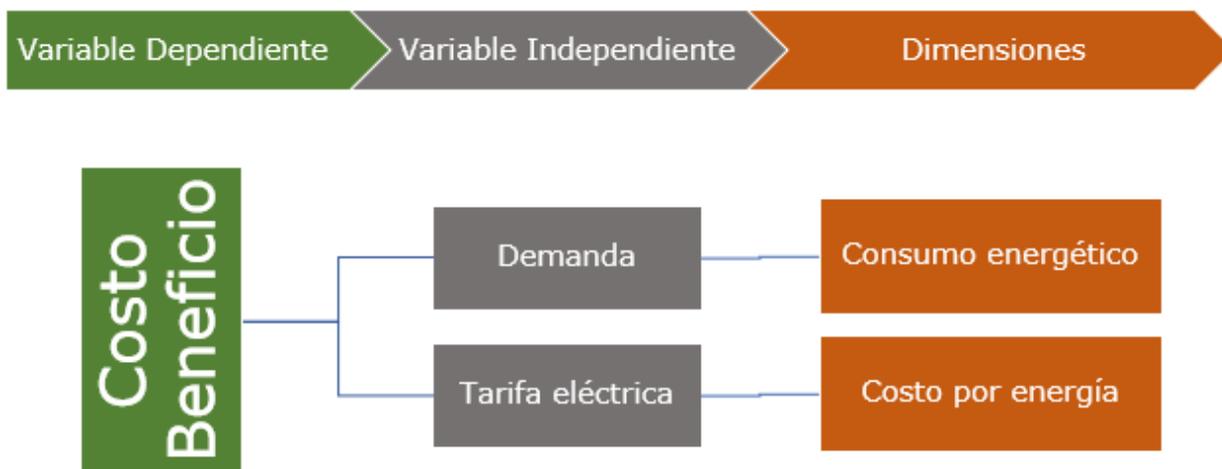


Ilustración 18. Dimensiones que afectan la variable dependiente para el estudio de mercado.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.2. ESTUDIO TÉCNICO

La Ilustración 19 muestra las dimensiones de las variables independientes que tienen afectación sobre la variable dependiente para el estudio técnico.

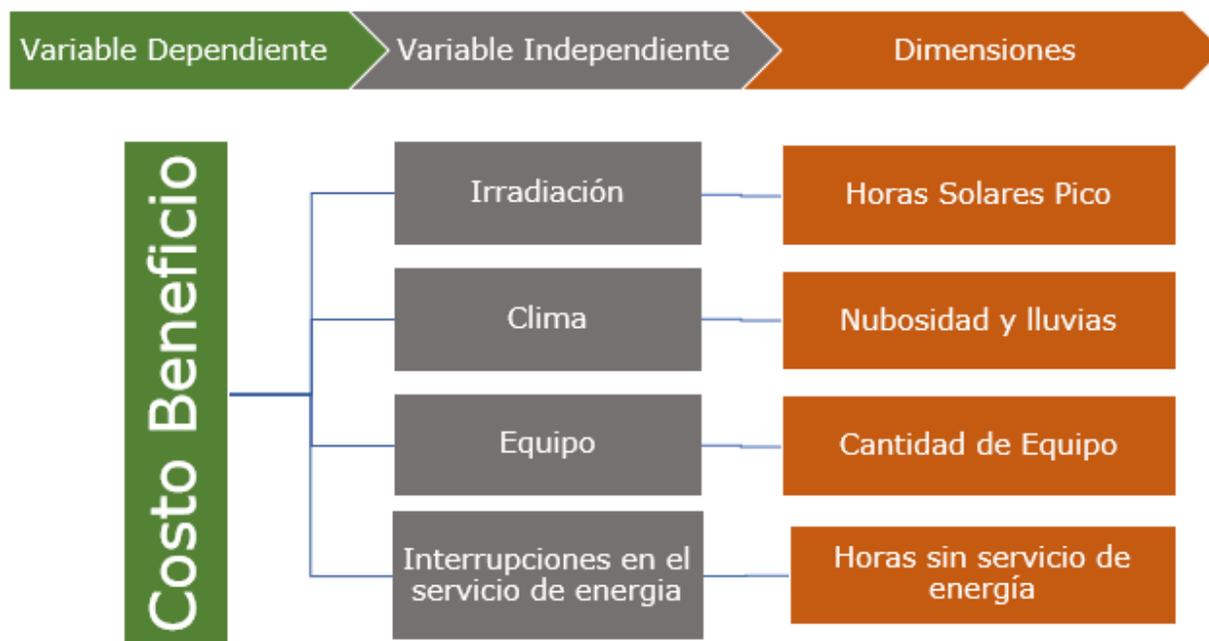


Ilustración 19. Dimensiones que afectan la variable dependiente para el estudio técnico.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.3. ESTUDIO ECONÓMICO

La Ilustración 20 nos muestra las dimensiones de las variables independientes que tienen afectación sobre la variable dependiente para el estudio económico.

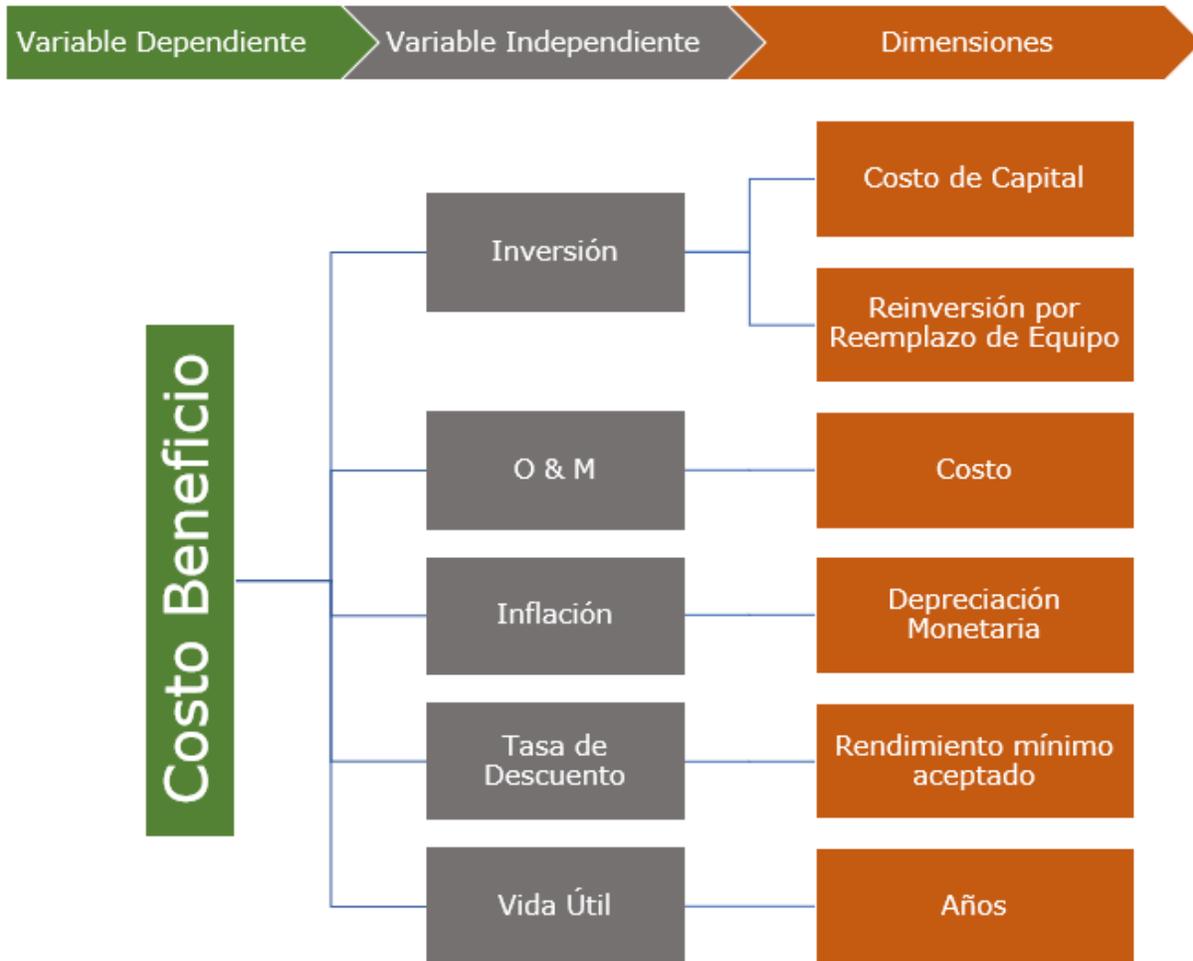


Ilustración 20. Dimensiones que afectan la variable dependiente para el estudio económico.

Fuente: Elaboración propia.

4.3. HIPÓTESIS

La hipótesis es una guía para la investigación realizada, proporcionará explicaciones a las preguntas de investigación, apoyará las teorías planteadas y estará formulada según el alcance de la investigación (Hernández Sampieri et al., 2014).

A continuación se presentan la hipótesis de investigación y la hipótesis nula.

Hipótesis de investigación (Hi): La instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica que presente la mayor relación costo beneficio presentará los mayores ahorros por consumo energético para el supermercado Coquin en Quimistán, Santa Bárbara.

Hipótesis nula (Ho): La instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica que presente la mayor relación costo beneficio no presentará los mayores ahorros por consumo energético para el supermercado Coquin en Quimistán, Santa Bárbara.

4.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

Las técnicas e instrumentos utilizados en esta investigación van de acuerdo con el propósito del proyecto. Tomando en cuenta siempre el enfoque cuantitativo que se le quiere dar al mismo.

4.4.1. INSTRUMENTOS

Los instrumentos utilizados en esta investigación son softwares de simulación y análisis de datos. Estos nos ayudaran para el análisis técnico y económico de cada escenario planteado.

4.4.1.1. *MICROSOFT EXCEL*

Microsoft Excel se utilizará para tabular y analizar datos obtenidos en todas las etapas de la investigación.

4.4.1.2. *HOMER GRID*

HOMER Grid realiza rápidamente cálculos complejos para comparar múltiples componentes y resultados de diseño. Identifica los puntos en los que las diferentes tecnologías se vuelven competitivas en cuanto a costos para reducir los gastos de energía (HOMER Energy LLC, 2020).

4.4.1.3. *METEONORM*

Meteonorm servirá como base de datos meteorológicos de la zona de estudio. Este nos brindara promedios de irradiancia e irradiación disponible en la zona de estudio junto con temperaturas promedio entre otra información meteorológica (Meteotest AG, 2020).

4.4.1.4. *HELIOSCOPE*

“HelioScope fue desarrollado por Folsom Labs. Es una herramienta avanzada de diseño de sistemas fotovoltaicos que integra el diseño del sistema y simplifica el proceso de modelado a una velocidad más rápida de lo normal” (Abdul Rahim, 2019, p.10).

4.4.1.5. *ORACLE CRYSTAL BALL*

“Oracle Crystal Ball es la aplicación líder basada en hojas de cálculo para modelado predictivo, pronóstico, simulación y optimización. Le brinda una visión incomparable de los factores críticos que afectan el riesgo” (Oracle, 2020).

4.4.2. TÉCNICAS

A continuación se presentan las técnicas utilizadas en la investigación. Estas serán técnicas para la recopilación y el análisis de datos claves.

4.4.2.1. *COSTO BENEFICIO*

El análisis de costo beneficio (ACB) es un método que se utiliza para tomar decisiones de inversión, comparar beneficios y costos resultantes de las inversiones. Este método intenta determinar el valor presente de los posibles beneficios y costos de cualquier inversión prevista, y selecciona el proyecto con los mayores beneficios al comparar varios proyectos diseñados para inversión (Nizamulmulk, 2020). Para desarrollar este indicador se utilizará la Ecuación 1.

$$\text{Costo Beneficio} = \frac{CPNO_B - CPNO_N}{CPNI_N}$$

Ecuación 1. Costo Beneficio

Fuente: Elaboración propia basado en (Nizamulmulk, 2020).

En donde:

$CPNO_B$ son los costos presentes netos de operación del escenario base.

$CPNO_N$ son los costos presentes netos de operación del escenario analizado.

$CPNI_N$ son los costos presentes netos de inversión inicial del escenario analizado.

Una vez desarrollado el costo beneficio este se comparará entre escenarios para determinar cuál es la mejor propuesta para el cliente. Siendo el escenario con el costo beneficio de mayor magnitud el escenario óptimo para el cliente.

4.4.2.2. ENTREVISTA

Esta técnica se utilizará para recopilar datos de la zona en estudio. Al igual que para obtener datos promedios del mercado por medio de fuentes confiables en ingenieros y profesionales que se desempeñan en el rubro.

4.5. METODOLOGÍA DE ESTUDIO

En esta sección se describirá el procedimiento realizado para responder el problema de investigación. En esta sección se describen los procedimientos, técnicas, herramientas, instrumentos, actividades, materiales y demás estrategias metodológicas utilizadas para responder a los objetivos específicos, así mismo indica de qué forma se analizarán los datos obtenidos. Todo el proceso exacto de cómo se realizó todo el trabajo.

4.5.1. ESTUDIO DE MERCADO

Estudio de mercado se denomina la primera parte de la investigación formal del estudio. Para este trabajo constará de la determinación y cuantificación de la demanda, el análisis de los precios de la energía. Aunque la cuantificación de la demanda pueda obtenerse fácilmente de fuentes de información secundarias en algunos productos, siempre es recomendable la investigación de las fuentes primarias, ya que proporcionan información directa, actualizada y mucho más confiable

que cualquier otra fuente de datos. El objetivo general de esta investigación es verificar la posibilidad real de penetración del producto en un mercado determinado (Baca Urbina, 2010).

4.5.1.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA

La primera etapa del estudio de mercado consistió en un análisis de la demanda y consumo del comercio en estudio. Esta demanda se analizó mediante los datos de telemedición provistos por la Empresa Energía Honduras (EEH). Así mismo se compararon con los recibos por consumo eléctrico del comercio. Se estimaron las horas totales por interrupción en el suministro de energía eléctrica en el año mediante los datos de telemedición de la EEH y entrevistas con el cliente. Se evaluó la demanda esencial que debe de ser suplida siempre por los escenarios propuestos. Así mismo se determinó el porcentaje de la demanda no esencial que no será suplida durante las interrupciones en el servicio de energía por parte de la ENEE.

4.5.1.2. ANÁLISIS DE PRECIO DE LA ENERGÍA

Luego del análisis de la demanda se procedió a analizar los precios por consumo energético provistos por la EEH. Estos consisten en una tarifa por energía consumida que varía en base al consumo energético del comercio y una tarifa de costos fijos para el cliente.

4.5.2. ESTUDIO TÉCNICO

Antes de comenzar con el estudio técnico de los escenarios propuestos, se realizó una lectura exhaustiva de la teoría fundamentada existente. Se recabaron libros, informes, reportes, guías y manuales pertinentes al tema. El estudio técnico consiste en la recopilación, análisis y diseño de los parámetros de entrada técnicos necesarios para las simulaciones realizadas en Homer Grid.

4.5.2.1. ANÁLISIS DEL ÁREA DE ESTUDIO

En la primera etapa se procedió con un análisis general del área de estudio. Esto incluyó un estudio de la irradiancia de la zona, clima y temperaturas promedio en el área. Esto se llevó a cabo mediante la base de datos meteorológicos Meeonorm. Una vez determinados los parámetros climatológicos se analizó el techo del comercio. El sistema solar propuesto en cada escenario será limitado por el área del techo en el comercio de estudio.

4.5.2.2. *SELECCIÓN DEL EQUIPO*

En la tercera etapa se seleccionaron los equipos utilizados en las simulaciones realizadas. Este equipo fue seleccionado en base a criterios como disponibilidad en el mercado, precio y capacidades requeridas por los sistemas propuestos.

4.5.2.3. *DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA*

La cuarta parte del estudio técnico consistió en el dimensionamiento de los sistemas que fueron considerados en la simulación de Homer Grid. El sistema solar fotovoltaico fue dimensionado en base al área del techo en el comercio de estudio. El sistema de almacenamiento de energía y generador de respaldo fueron optimizados para cada escenario por Homer Grid, en base a la demanda primaria que debe de ser suplida en los momentos donde se presenten interrupciones en el suministro de energía eléctrica por parte de la empresa estatal.

4.5.2.4. *SIMULACIÓN DE GENERACIÓN ENERGÉTICA SOLAR FOTOVOLTAICA*

La última parte del estudio técnico fue llevada a cabo mediante una simulación realizada en HelioScope. Con esta simulación se obtuvieron los datos de generación de energía por parte del sistema fotovoltaico para darle más precisión y complementar la simulación realizada en Homer Grid.

4.5.3. ESTUDIO ECONÓMICO

Una vez ingresados todos los parámetros de entrada técnicos se puede proceder con el estudio económico. El estudio económico de todos los escenarios propuestos consiste en una proyección a 25 años de operación de las propuestas energéticas para el comercio en estudio.

4.5.3.1. *PARÁMETROS ECONÓMICOS DE ENTRADA*

Los parámetros de entrada generales son: Tasa de descuento nominal, Tasa de inflación y Vida Útil del proyecto. Estos son los principales parámetros del programa para sus proyecciones económicas. Luego se ingresaron los costos asociados de los sistemas propuestos. Comenzando con los costos por consumo energético de la red eléctrica estatal. Siendo estos: Costo por energía

consumida y Costos fijos por consumo eléctrico. Luego se ingresaron todos los costos de los sistemas propuestos. Siendo estos: Costo unitario por kW instalado, Costo por reemplazo de equipo, Costo por Operación y Mantenimiento (O&M) y Costo por combustible.

4.5.3.2. SIMULACIÓN DE HOMER GRID

Una vez ingresados los parámetros de entrada se procede con la simulación en Homer Grid. Esta simulación nos dará los resultados proyectados de costos y generación de los sistemas propuestos. A la misma vez Homer grid nos optimizará cada escenario propuesto.

4.5.3.3. PROYECCIÓN DE OPERACIÓN A 25 AÑOS

Una vez optimizados y simulados todos los escenarios se procede a la proyección de operación a 25 años de estudio. Esta proyección se realizó utilizando Microsoft Excel. Se tomaron los datos de generación y operación del primer año de cada escenario simulado por Homer Grid. Luego se proyectaron las consideraciones de operación a 25 años. Estas consideraciones incluyen: Incremento anual en la tarifa eléctrica, incremento anual en el precio del Diesel, factor de degradación del sistema solar fotovoltaico, tasa de descuento nominal y tasa de inflación. De la tasa de descuento nominal y la tasa de inflación se calcula la tasa de descuento real con la Ecuación 2. Esta es la tasa utilizada para descontar nuestros valores analizados al tiempo presente.

$$i_{dr} = \frac{i_n - f}{1 + f}$$

Ecuación 2. Tasa de descuento real.

Fuente: (Khatri, 2015).

En donde:

i_{dr} es la tasa de descuento real.

i_n es la tasa de descuento nominal.

f es la tasa de inflación anual.

Cómo lo propone Flores Castro (2016) se tomó en cuenta un financiamiento externo para cada escenario siguiendo un esquema tradicional 70-30 dónde el cliente desembolsa de sus fondos propios el 30% de la inversión inicial y el restante 70% es financiado por entidades bancarias locales o internacionales.

4.5.3.4. COMPARACIÓN DEL COSTO BENEFICIO

Una vez realizadas las proyecciones de cada escenario se procedió a calcular el costo beneficio de cada uno utilizando la Ecuación 1. Para darle más realce al trabajo realizado también se calcularon para cada escenario propuesto, parámetros financieros cómo lo son la Tasa Interna de Retorno (TIR), Return on Investment (ROI), Valor Actual Neto (VAN) y el periodo de recuperación de inversión. Una vez calculada la relación costo beneficio este se comparó entre escenarios, mediante la técnica descrita en secciones anteriores, para poder concluir cual es el sistema de mayor beneficio para el cliente.

4.5.3.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Una vez terminados todos los cálculos se procedió a realizar un análisis de sensibilidad mediante Oracle Crystal Ball. Este análisis determinará la precisión de las proyecciones realizadas. De igual manera calculará la afectación que tienen las variables analizadas sobre la variable dependiente en estudio, siendo esta la relación Costo Beneficio. Dándole así mayor fiabilidad a los resultados obtenidos.

4.6. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Las actividades realizadas se dividieron en las 10 semanas de clases del segundo periodo académico del año 2020. Este se puede apreciar en la Ilustración 20.

Actividades	Semanas del periodo académico									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Revisión de la literatura	■									
Recopilación de información	■	■								
Introducción		■								
Planteamiento del problema		■								
Marco Teórico			■	■						
Metodología				■	■					
Resultados y análisis						■	■			
Conclusiones							■			
Recomendaciones							■			

Ilustración 21. Cronograma de actividades.

Fuente: Elaboración propia.

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En los capítulos anteriores se desarrolló el planteamiento del problema, se realizó el marco teórico y se definió la metodología de investigación a utilizar. Todo lo anterior sirve de guía para este capítulo, en donde se pretende exhibir los resultados obtenidos del estudio de mercado, técnico y económico. El análisis de estos permite comprobar y responder a las preguntas de investigación.

5.1. ESTUDIO DE MERCADO

En el estudio de mercado se analiza la demanda a suplir. Así mismo se estudia los precios, y costos por consumo energético del comercio en estudio.

5.1.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA

El supermercado Coquin es un comercio que opera en horario de 7am a 8pm los 365 días del año exceptuando ciertos feriados nacionales. Las principales cargas del supermercado son las unidades refrigeradoras de alimentos y las unidades de aire acondicionado. Seguido por computadoras, cajas registradoras y equipos de oficina en general. El supermercado está conectado a la red eléctrica nacional como su principal suministro de energía. Cuenta con un generador diesel de 100 kW para suministro de energía en caso de interrupción en el suministro por parte de la empresa estatal.

La demanda se analizó mediante un perfil de carga de consumo energético del supermercado Coquin del año 2019. Este perfil fue obtenido mediante los datos de telemedición recopilados por la EEH. Sin embargo este perfil se encontró incongruente y con claros errores de medición. Una entrevista con el cliente reveló que el medidor del supermercado se encontraba dañado en el 2019. Fue hasta noviembre del 2019 cuando la EEH cambió el medidor dañado por uno nuevo (J. Ayala, comunicación personal, 2020).

Para propósito de este proyecto se creó un perfil de carga sintético mediante Homer Grid. Este perfil se personalizó en base a los datos que se pudieron recopilar del perfil de carga original y a deducciones lógicas del patrón de consumo del supermercado. El perfil de carga creado se puede

apreciar en la Ilustración 22. Donde el eje y muestra las horas del día, el eje x los días del año y la barra lateral derecha la potencia demandada en cada intervalo del año.

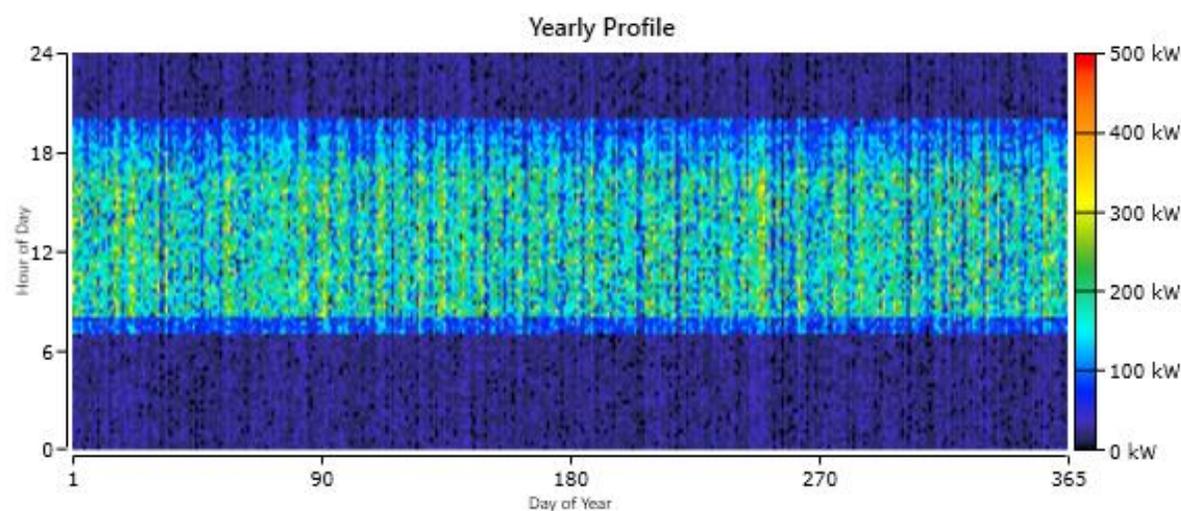


Ilustración 22. Perfil de carga creado de supermercado Coquin.

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

Los parámetros principales del perfil de carga creado se pueden apreciar en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros principales del perfil de carga de supermercado Coquin.

Parámetro	Valor
Consumo promedio diario [kWh/día]	761.81
Consumo promedio anual [kWh/año]	278,060.00
Demanda promedio en el día [kW]	118.04
Demanda pico [kW]	141.00

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

Cabe mencionar que el perfil de carga sintético creado es un perfil ideal donde no se muestran las interrupciones en el servicio eléctrico. Esto ya que las interrupciones en el servicio eléctrico serán simuladas por Homer Grid. El perfil de carga sintético sólo representa la carga ideal que debe de suplir el sistema energético a diseñar. Para que la simulación sea lo más realista posible se agregó un 20% de variabilidad de consumo día a día y un 30% de variabilidad entre los intervalos de tiempo. De esta manera haciendo más realista el estudio.

Cómo siguiente paso se designó un porcentaje de la carga cómo carga no esencial. Esta será la carga del supermercado que no será suplida por el sistema en el caso de interrupciones en el servicio de energía eléctrica por parte de la empresa estatal. Según el análisis de la demanda del supermercado y una entrevista con los empleados del supermercado esta carga se delimitó cómo aproximadamente el 30% de la carga total (J. Ayala, comunicación personal, 2020).

En una entrevista e intercambio de información con un empleado de la EEH, se encontró que el circuito que suministra de energía eléctrica al supermercado Coquin experimenta en promedio 4.58 horas sin electricidad por fallas (Empleado EEH, comunicación personal, 2020). Esto nos da en promedio 54.96 horas anuales sin energía eléctrica para el supermercado. Para hacer más realista la simulación de las interrupciones en el servicio de energía también se le agrego un 20% de variabilidad en el tiempo de reparación de falla.

5.1.2. ANÁLISIS DE PRECIO DE LA ENERGÍA

Siguiendo con el estudio de mercado se procedió a analizar los precios por consumo energético en los que incurre el supermercado. El supermercado se encuentra en la tarifa de baja tensión comercial, según el último recibo por consumo energético del supermercado generado en abril la tarifa era de 5.1945 Lps. por kWh consumido lo que equivale aproximadamente \$ 0.21 por kWh consumido, a una tasa de cambio del dólar de 25.0074 Lps por cada dólar, y \$ 12.47 por cargos fijos mensuales. Sin embargo se cobra un porcentaje por alumbrado público en base al consumo pero este dato no es de conocimiento público por lo tanto se estimó en base al cargo recibido. La tarifa real aproximada llega a \$ 0.23 por kWh consumido. Con un incremento promedio de la tarifa del 7.22% anual según los datos de la CREE (CREE, 2020).

Es necesario de igual manera analizar el precio del diesel. Este es el combustible del generador de respaldo del supermercado. Este generador suple la carga primaria del local en los momentos donde no hay suministro de energía de parte de la ENEE. El precio actual del diesel es de \$ 0.57. Con un incremento anual promedio del 5%, cómo se puede apreciar en la Tabla 2 (Proceso HN, 2020). Actualmente debido a la crisis mundial del COVID-19 se ha presentado un récord mundial en los precios de los combustibles fósiles.

Tabla 2. Histórico del precio del diesel en Honduras.

Periodo	Precio [L.]	Diferencia
ene-17	71.53	
dic-17	75.47	6%
ene-18	76.15	
dic-18	79.14	4%
ene-19	76.49	
dic-19	81.49	7%
Promedio		5%

Fuente: (Proceso HN, 2020).

Todos los datos del estudio de mercado sirven para darle más fiabilidad a la simulación realizada por Homer Grid.

5.2. ESTUDIO TÉCNICO

En el estudio técnico se analizan los datos técnicos del emplazamiento para los sistemas energéticos propuestos. Se diseñan, dimensionan y optimizan dichos sistemas propuestos para cada escenario en estudio. Así mismo se elige el equipo con el cual se realizarán los estudios y análisis.

5.2.1. ANÁLISIS DEL ÁREA DE ESTUDIO

Supermercado Coquin se encuentra en la latitud 15.35 y longitud -88.40, en el hemisferio norte. El clima general se describe cómo cálido, con cielos despejados según el cliente. La única área disponible para colocar un sistema solar en el supermercado es sobre su techo ya que no posee estacionamiento y las propiedades aledañas todas pertenecen a empresas ajenas al supermercado. El techo cuenta con 3 secciones de lámina de acero inoxidable inclinada en ángulos de 15 grados. También cuenta con un área de losa plana (J. Ayala, comunicación personal, 2020).

Los datos climatológicos del área de estudio se obtuvieron por medio de Meteonorm, luego estos datos fueron ingresados a Homer Grid para la simulación. Los datos de radiación solar promedio mensual se pueden apreciar en la Ilustración 23.

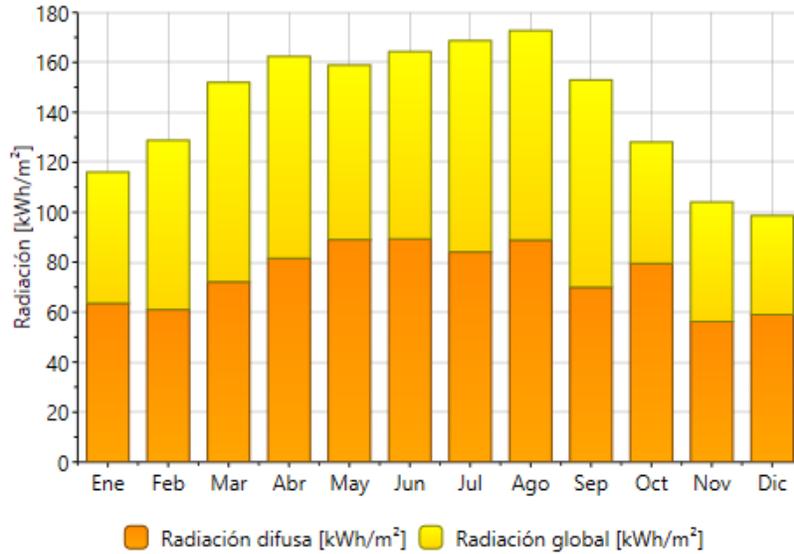


Ilustración 23. Radiación solar promedio mensual.

Fuente: (Meteotest AG, 2020).

Los datos de radiación global diaria promedio se pueden apreciar en la Ilustración 24. El área cuenta con 4.89 kWh/m² de irradiación diaria promedio por día.

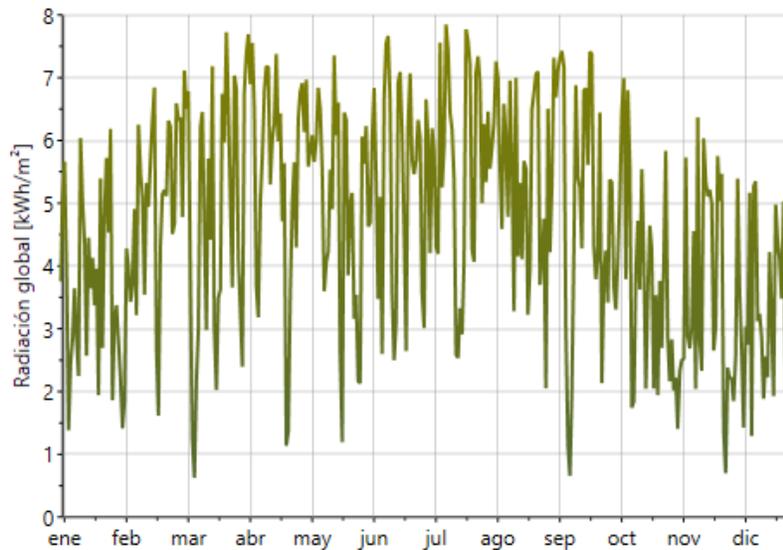


Ilustración 24. Radiación global diaria promedio.

Fuente: (Meteotest AG, 2020).

La duración promedio diaria de la radiación solar por cada mes del año se puede apreciar en la Ilustración 25.

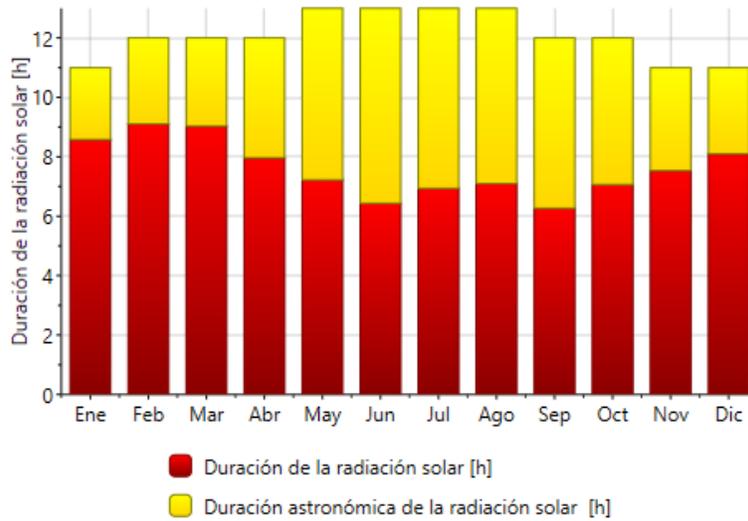


Ilustración 25. Duración diaria promedio de radiación solar.

Fuente: (Meteotest AG, 2020).

Las temperaturas promedio mensuales se pueden apreciar en la Ilustración 26.

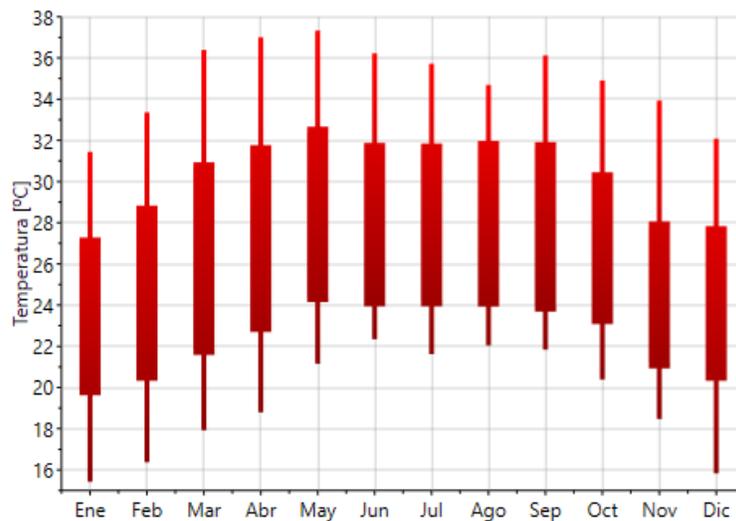


Ilustración 26. Temperaturas mensuales.

Fuente: (Meteotest AG, 2020).

Los promedios de temperaturas diarias se pueden apreciar en la Ilustración 27. Se calcula una temperatura promedio diaria de 23.87 °C.

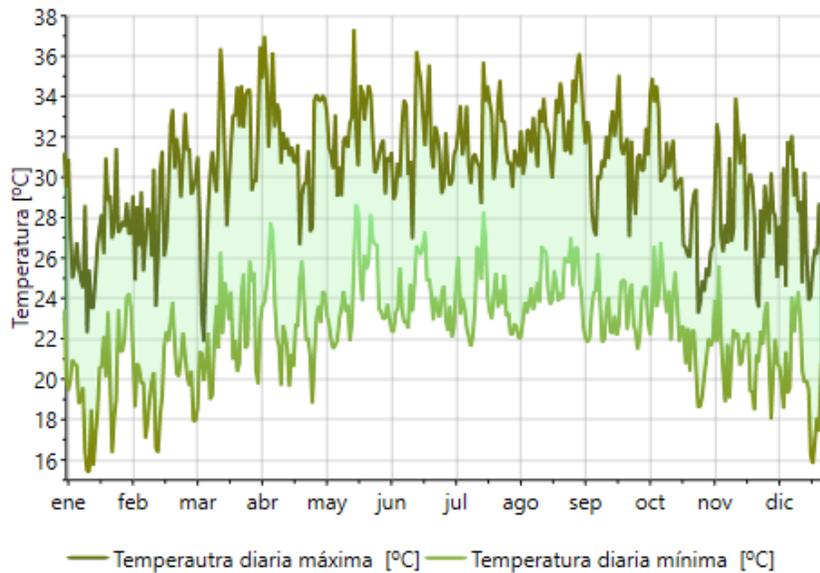


Ilustración 27. Temperatura diaria.

Fuente: (Meteotest AG, 2020).

Por último los datos de precipitaciones se pueden apreciar en la Ilustración 28.

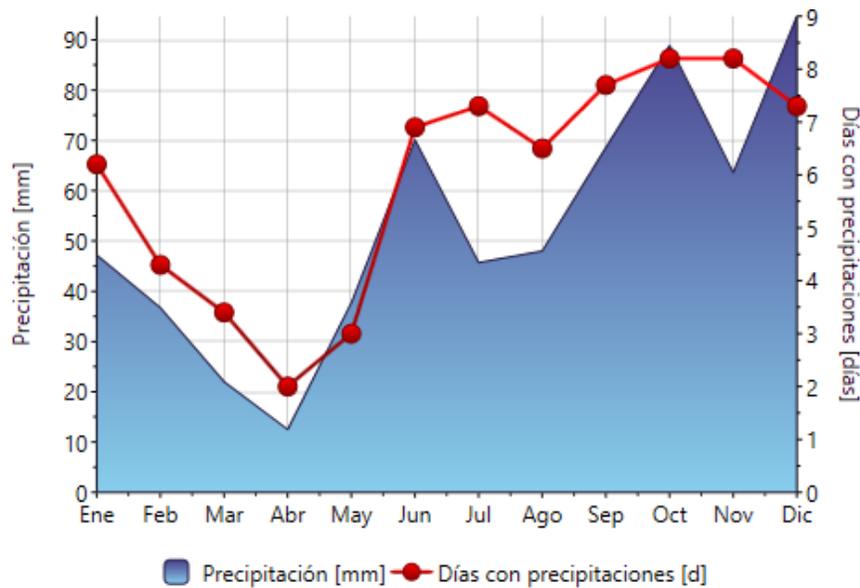


Ilustración 28. Precipitación.

Fuente: (Meteotest AG, 2020).

Con la Ilustración 28 se puede apreciar un máximo de 8 días de precipitaciones mensuales en promedio con un poco más de 90 mm de precipitación máxima al año.

5.2.2. SELECCIÓN DEL EQUIPO

Para la selección de los módulos solares fotovoltaicos se desarrolló la matriz de decisión de la Tabla 3.

Tabla 3. Matriz de decisión de módulos fotovoltaicos.

Factor relevante	Peso asignado	Longi Solar LR4-72HPH-450M		Canadian Solar CS53W-450MS	
		Valor	Calificación ponderada	Valor	Calificación ponderada
Precio	0.3	\$108	2.7	\$122	2.1
Calidad	0.3	90%	2.4	98%	2.55
Garantía	0.25	12 años	2.25	12 años	2.25
Rendimiento	0.1	20.7%	0.9	20.4%	0.85
Capacidad Nominal	0.05	450 W	0.5	450 W	0.5
Suma	1		8.75		8.25

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto en base a la matriz de decisión los módulos fotovoltaicos que se considerarán en los diseños serán los Longi Solar LR4-72HPH-450M de 450 W cada uno para poder aprovechar al máximo el poco espacio disponible del techo del supermercado. La hoja de datos específicos del módulo a considerar se puede apreciar en el Anexo 2.

Para la selección de los inversores se utilizó la matriz de decisión de la Tabla 4. Los inversores elegidos serán por lo tanto los Huawei Sun2000-40KTL-US siendo sus mejores parámetros el precio de compra y capacidad nominal. Esto los hace la mejor opción ya que poseen la capacidad nominal que se necesita para el proyecto manteniendo un precio aceptable para el inversionista. La hoja de datos del inversor se puede apreciar completa en el Anexo 3.

Tabla 4. Matriz de decisión de inversores.

Factor relevante	Peso asignado	Inversor Huawei Sun2000-40KTL-US		Inversor Schneider Electric Conext CL36	
		Valor	Calificación ponderada	Valor	Calificación ponderada
Precio	0.35	\$2,000	3.15	\$2,800	2.45
Calidad	0.35	90%	3.15	98%	3.43
Rendimiento	0.2	98.9%	1.8	98.5%	1.6
Capacidad Nominal	0.1	40 kW	1	36 kW	0.9
Suma	1		9.1		8.38

Fuente: Elaboración propia.

Los costos por cada parámetro técnico ingresado por equipo en Homer Grid se estimaron en base a promedios del mercado comparados con cotizaciones realizadas.

5.2.3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS

Para el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico se utilizó un enfoque por espacio, esto debido a las limitantes del área de estudio en cuanto al espacio disponible para el sistema solar. El sistema solar fotovoltaico fue diseñado y simulado en HelioScope, cuyos datos obtenidos de la simulación fueron ingresados a la vez en Homer Grid. El generador diesel se consideró el existente del supermercado. Los sistemas de almacenamiento de energía y conversión fueron optimizados por Homer Grid en base al perfil de carga ingresado.

5.2.3.1. ESCENARIO 1 - SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON GENERADOR DE RESPALDO

Para el primer escenario se consideró el suministro primario de energía proveniente de la red eléctrica estatal, un suministro alternativo de energía proveniente del sistema solar fotovoltaico y un suministro de energía de respaldo proveniente del generador diesel.

Los parámetros técnicos del sistema energético diseñado se pueden apreciar en la Tabla 5. El suministro principal de energía por parte de la empresa estatal es en Baja Tensión comercial.

Tabla 5. Parámetros técnicos del escenario 1.

Parámetro	Valor
Potencia DC de sistema solar [kWp]	188.10
Potencia AC de sistema solar [kW]	152.00
Ratio DC/AC	1.24
Potencia de generador diesel [kW]	100.00

Fuente: Elaboración propia.

5.2.3.2. ESCENARIO 2 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y GENERADOR DE RESPALDO

Para el segundo escenario de igual manera se consideró el suministro primario de energía proveniente de la red eléctrica estatal, un suministro alterno de energía proveniente del sistema solar fotovoltaico, un suministro de energía de respaldo proveniente del generador diesel y un sistema de almacenamiento de energía como respaldo adicional.

Los parámetros técnicos resultantes del sistema energético diseñado se pueden apreciar en la Tabla 6. Al igual que en el primer escenario el suministro principal de energía por parte de la empresa estatal es en Baja Tensión comercial.

Tabla 6. Parámetros técnicos del escenario 2.

Parámetro	Valor
Potencia DC de sistema solar [kWp]	188.10
Potencia AC de sistema solar [kW]	152.00
Ratio DC/AC	1.24
Capacidad de almacenamiento [kWh]	4.00
Capacidad de convertidor [kW]	0.906
Potencia de generador diesel [kW]	100.00

Fuente: Elaboración propia.

5.2.3.3. ESCENARIO 3 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Para el tercer escenario de igual manera se consideró el suministro primario de energía proveniente de la red eléctrica estatal, un suministro alterno de energía proveniente del sistema solar fotovoltaico y un sistema de almacenamiento de energía como respaldo.

Los parámetros técnicos resultantes del sistema energético diseñado se pueden apreciar en la Tabla 7. Al igual que los escenarios anteriores el suministro principal de energía por parte de la empresa estatal es en Baja Tensión comercial.

Tabla 7. Parámetros técnicos del escenario 3.

Parámetro	Valor
Potencia DC de sistema solar [kWp]	188.10
Potencia AC de sistema solar [kW]	152.00
Ratio DC/AC	1.24
Capacidad de almacenamiento [kWh]	476.00
Capacidad de convertidor [kW]	61.500

Fuente: Elaboración propia.

5.2.4. SIMULACIÓN DE GENERACIÓN ENERGÉTICA SOLAR FOTOVOLTAICA

Una vez diseñados y optimizados por Homer Grid los escenarios propuestos, se procedió a integrar la simulación realizada por HelioScope de generación energética del sistema solar fotovoltaico. El reporte completo de HelioScope se puede apreciar en el Anexo 4. Los parámetros técnicos principales del sistema se pueden apreciar en la Tabla 8.

Tabla 8. Parámetros técnicos principales del sistema solar.

Parámetro	Valor
Potencia DC de módulos [kWp]	188.10
Potencia AC de inversores [kW]	152.00
Ratio DC/AC	1.24
Generación anual [MWh]	265.00
Performance Ratio [%]	76.10
Rendimiento específico [kWh/kWp]	1,408.60
LCOE [\$/kWh]	0.089
Penetración FV [%]	95.10

Fuente: (Folsom Labs, 2019).

La generación fotovoltaica mensual se puede apreciar en la Ilustración 29.

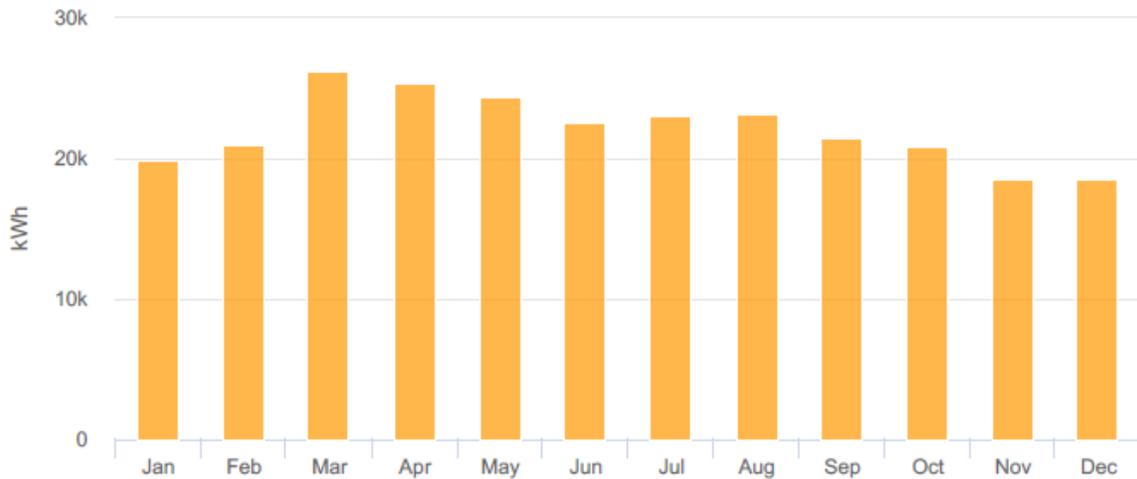


Ilustración 29. Generación solar fotovoltaica.

Fuente: (Folsom Labs, 2019).

Las principales pérdidas del sistema se pueden apreciar en la Ilustración 30.

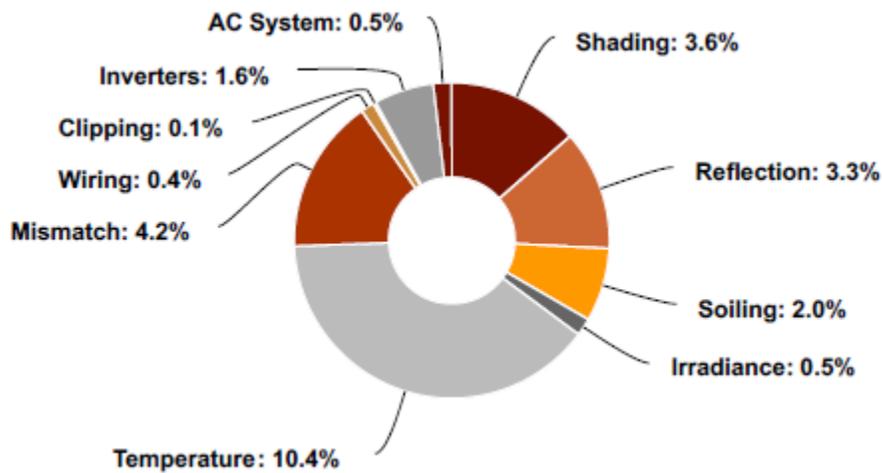


Ilustración 30. Pérdidas en el sistema solar fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia.

El diseño finalizado se puede apreciar en la Ilustración 31. Donde se puede apreciar cómo se vería el sistema solar una vez instalado sobre el techo del supermercado Coquin.



Ilustración 31. Diseño del sistema solar sobre techo.

Fuente: (Folsom Labs, 2019).

El diseño finalizado consiste en 418 módulos fotovoltaicos de 450 W cada uno para una potencia total instalada de 188.1 kWp y 4 inversores de potencias variando desde 30 kW a 42 kW para una potencia total en AC de 152 kW. Con lo que se consigue una generación anual de energía solar fotovoltaica de 264,964 kWh que servirá para suplir la carga primaria del supermercado y reducir los costos por consumo energético.

5.3. ESTUDIO ECONÓMICO

El estudio económico consiste en la proyección a 25 años de operación de los tres escenarios propuestos cómo mejoras a la situación actual del supermercado Coquin.

5.3.1. PARÁMETROS ECONÓMICOS DE ENTRADA

Antes de comenzar con el estudio es necesario definir ciertos parámetros económicos en Homer Grid para los diferentes componentes utilizados en la simulación de los escenarios planteados. Comenzando con el componente fotovoltaico, se estableció un costo específico de capital de \$1.2369 por Watt instalado. Esto equivale a un costo de inversión inicial de \$ 232,660.89. Un costo específico de inversores de \$ 0.2184 por Watt instalado. Esto equivale a un costo por reemplazo de inversores en el año 13 de \$ 33,196.8. Todos los costos estimados según lo recomienda Altamirano Ruíz (2020) para instalaciones solares en el área de Santa Bárbara. Para la cotización detallada referirse al Anexo 5. El costo de O&M anual de \$ 8 por cada kWp instalado, estimado de promedios del mercado local. Esto equivale a un costo anual de O&M de \$ 1,504.8.

Siguiendo con el componente para el sistema de almacenamiento se estableció el costo por cada kWh de baterías en \$ 137.052. El costo de O&M anual de \$ 4 por cada batería. La vida útil se estableció en 5 años (Altamirano Ruíz, 2020).

Al utilizar un sistema de almacenamiento es necesario agregar un componente de convertidor de corriente para utilizar las baterías del sistema de almacenamiento debido a que la carga del supermercado opera en corriente alterna. El costo específico del convertidor se estableció en \$ 218.4 por kW instalado. Costo por O&M anual de 8 por cada kW instalado.

Luego se establecieron los parámetros del generador diesel. Este ya está instalado en el supermercado, por lo que no se consideraron costos de inversión inicial. Se considera un costo por reemplazo de equipo por \$ 278.88 por kW. Un costo por O&M de \$ 0.010 por kW por hora de operación de la unidad. Estos costos fueron calculados en base al Anexo 6.

Para finalizar se ingresó la tasa de inflación anual de 2.30% (US Inflation Calculator, 2020). La tasa de descuento nominal se estableció en 10% basado en Flores Castro (2016).

5.3.2. ESCENARIO BASE

Para realizar un análisis económico preciso es necesario crear una línea base que servirá como fundación para el estudio. En este caso el escenario base representa la situación actual del supermercado Coquin. Homer Grid realiza una simulación de operación del escenario base. Esta simulación es comparada con los datos históricos de consumo energético registrado por el supermercado para validar la precisión de la simulación de operación de Homer Grid. Los datos históricos de consumo energético del supermercado Coquin en el año 2019 se pueden apreciar en la Tabla 9.

Tabla 9. Consumo y pagos de energía de supermercado Coquin del año 2019.

Mes	Consumo [kWh]	Pagos [\$]	Pago [Lps]
Enero	18,304.85	4,231.74	105,824.76
Febrero	20,743.55	4,793.86	119,881.95
Marzo	22,959.66	5,304.67	132,656.05
Abril	25,175.77	5,815.48	145,430.15
Mayo	25,791.08	5,957.31	148,976.93
Junio	25,226.87	5,827.26	145,724.70
Julio	24,299.29	5,613.46	140,377.93
Agosto	26,141.34	6,038.05	150,995.93
Septiembre	24,097.93	5,567.04	139,217.28
Octubre	22,618.34	5,226.00	130,688.59
Noviembre	21,138.74	4,884.95	122,159.90
Diciembre	21,696.64	5,013.55	125,375.75
Promedio	23,182.84	5,356.11	133,942.49

Fuente: (J. Ayala, comunicación personal, 2020).

Los datos de consumo simulado por Homer Grid se pueden apreciar en la Tabla 10. Como se puede apreciar los consumos promedios son prácticamente idénticos. Las variaciones que se pueden apreciar en la simulación mes a mes es parte del realismo que le da Homer Grid al aplicar variaciones aleatorias en los consumos del perfil de carga ingresado. El margen de error entre los datos históricos promedio registrados y los datos promedio simulados por Homer Grid es sólo del 0.58%. Este es un margen de error prácticamente nulo. Esto valida la simulación realizada y le brinda fiabilidad al estudio terminado.

Tabla 10. Simulación de consumos y pagos energéticos anuales por Homer Grid.

Mes	Consumo [kWh]	Pagos [\$]	Pago [Lps]
Enero	22,033.00	5,090.99	127,312.42
Febrero	19,245.00	4,448.35	111,241.67
Marzo	23,960.00	5,535.32	138,423.96
Abril	22,850.00	5,279.32	132,022.07
Mayo	23,147.00	5,347.91	133,737.32
Junio	24,057.00	5,557.52	138,979.13
Julio	24,202.00	5,590.92	139,814.37
Agosto	26,525.00	6,126.48	153,207.34
Septiembre	23,459.00	5,419.78	135,534.61
Octubre	23,392.00	5,404.21	135,145.24
Noviembre	21,554.00	4,980.68	124,553.86
Diciembre	22,143.00	5,116.43	127,948.61
Promedio	23,047.25	5,324.83	133,160.05

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

Homer Grid simula un año promedio del comportamiento de operación del generador diesel. Este comportamiento se puede apreciar en la Ilustración 32. En donde el eje Y de lado izquierdo muestra las horas del día, el eje X muestra los días del año y la barra lateral derecha muestra la potencia de trabajo del generador en el periodo determinado. El generador produce 1,947 kWh por año en la simulación realizada bajo el escenario base.

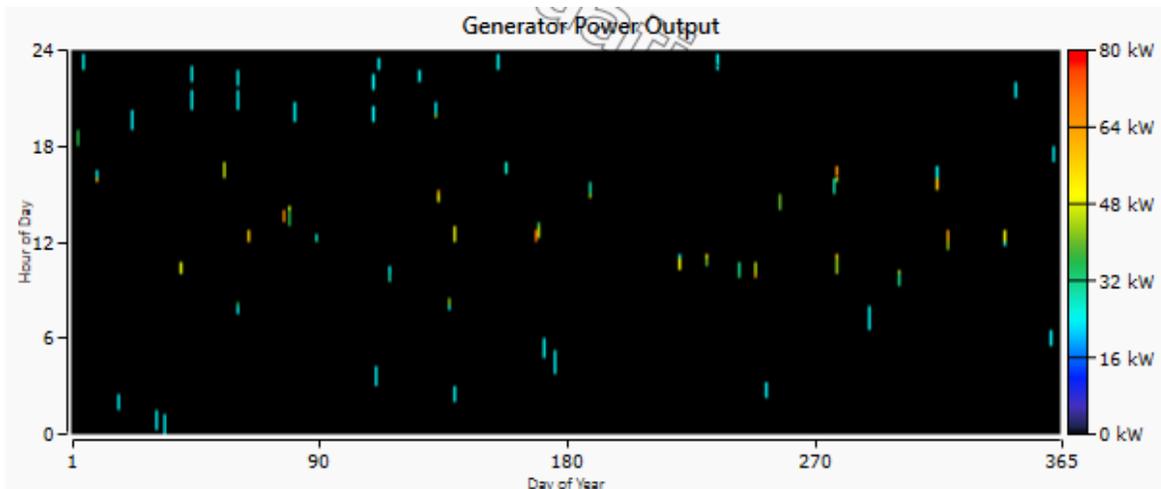


Ilustración 32. Operación simulada del generador diesel para el escenario base.

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

De Homer Grid se tomaron los datos simulados de comportamiento anual del escenario base. Estos datos fueron ingresados a Microsoft Excel junto con consideraciones adicionales que le dan mayor realismo para realizar una proyección a 25 años de los costos de operación del sistema. Los parámetros de entrada a la proyección se pueden apreciar en la Tabla 11.

Tabla 11. Parámetros de entrada de proyección de costos del escenario base.

Parámetro	Valor
O&M de generador diesel [\$/hr. Op.]	1.00
Horas de operación anual de generador diesel [hr]	56.00
Consumo anual de generador diesel [L]	649.00
Precio del diesel [\$/L]	0.57
Incremento en el precio del diesel [%/año]	5.00
Energía comprada anualmente a ENEE [kWh]	276,565.00
Tarifa por consumo de ENEE [\$/kWh]	0.23
Costos fijos por consumo de ENEE [\$/año]	149.64
Incremento en la tarifa eléctrica [%/año]	7.22
Tasa de inflación [%/año]	2.30
Tasa de descuento nominal [%/año]	10.00
Tasa de descuento real [%/año]	7.53

Fuente: Elaboración propia basado en (HOMER Energy LLC, 2020)

La proyección completa de costos del escenario base se puede apreciar en el Anexo 7. En la Ilustración 33 se puede apreciar un resumen de los costos anuales incurridos en el escenario base a lo largo de los 25 años de estudio.

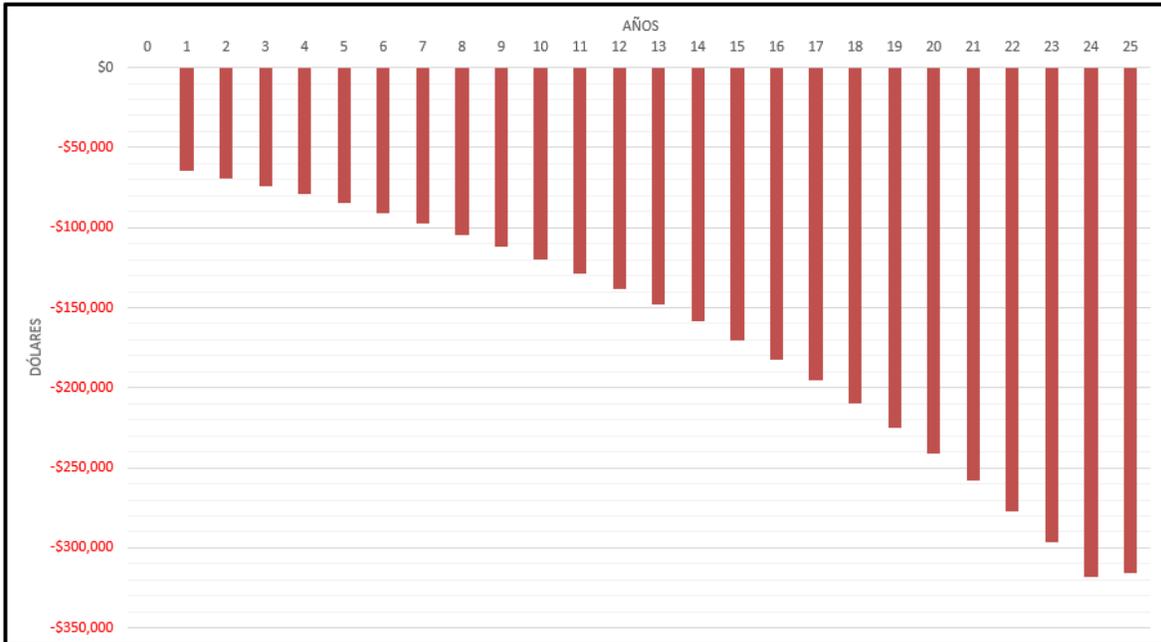


Ilustración 33. Proyección de costos nominales anuales del escenario base.

Fuente: Elaboración propia.

La Ilustración 34 muestra los costos anuales descontados al tiempo presente incurridos en el escenario base a lo largo de los 25 años de estudio.

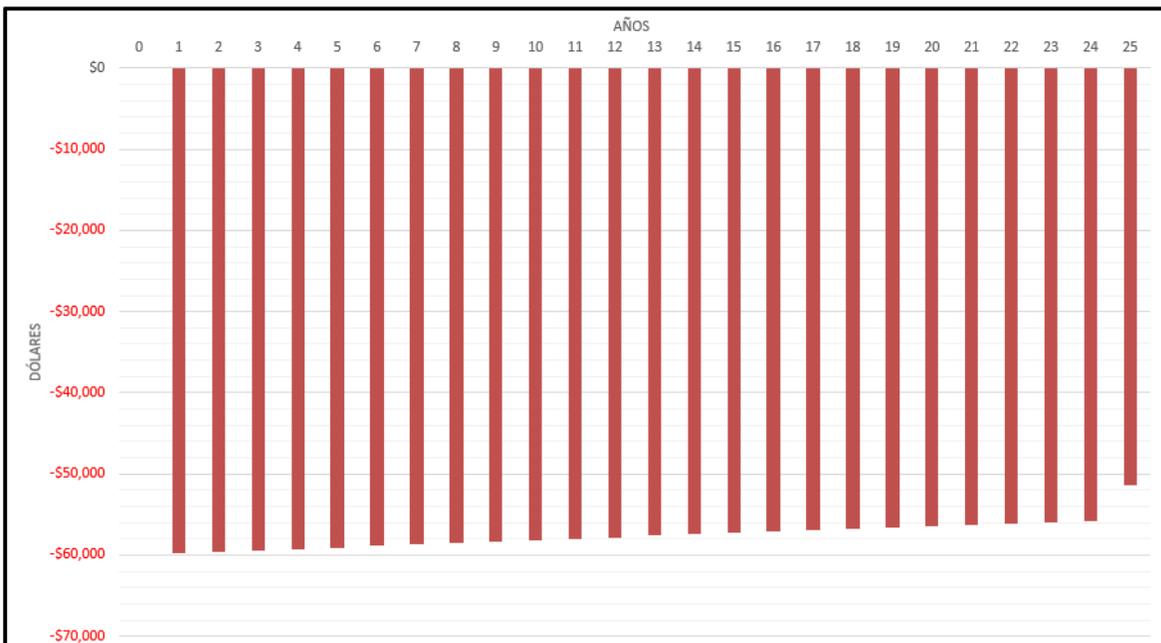


Ilustración 34. Proyección de costos descontados anuales del escenario base.

Fuente: Elaboración propia.

Homer Grid realiza una simulación y proyección de las emisiones de gases a la atmosfera producida por el sistema. Estas emisiones se pueden apreciar en la Tabla 12.

Tabla 12. Emisiones de gases a la atmosfera del escenario base.

Tipo	Cantidad
Dióxido de Carbono [kg/año]	176,486.00
Monóxido de Carbono [kg/año]	11.50
Hidrocarburos no quemados [kg/año]	0.47
Materia particulizada [kg/año]	0.05
Dióxido de azufre [kg/año]	762.00
Oxido de Nitrógeno [kg/año]	372.00

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

En base a los costos proyectados del escenario base es cómo se calcularán los flujos de caja de los escenarios propuestos. Los flujos de caja entonces serán la diferencia entre los costos del escenario base y los costos proyectados de los escenarios propuestos cómo mejoras. Todos los escenarios propuestos fueron diseñados y optimizados bajo la condición de que puedan suplir plenamente la demanda energética del supermercado en estudio.

5.3.3. ESCENARIO 1 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON GENERADOR DE RESPALDO

Para el primer escenario se consideró el suministro primario de energía proveniente de la red eléctrica estatal, un suministro alternativo de energía proveniente del sistema solar fotovoltaico y un suministro de energía de respaldo proveniente del generador diesel.

La simulación de generación de energía del sistema solar fotovoltaico fue definida previamente en secciones anteriores.

El comportamiento simulado del generador diesel para el primer escenario se puede apreciar en la Ilustración 35. En donde el eje Y de lado izquierdo muestra las horas del día, el eje X muestra los días del año y la barra lateral derecha muestra la potencia de trabajo del generador en el

periodo determinado. El generador produce 879 kWh por año en la simulación realizada bajo el escenario base.

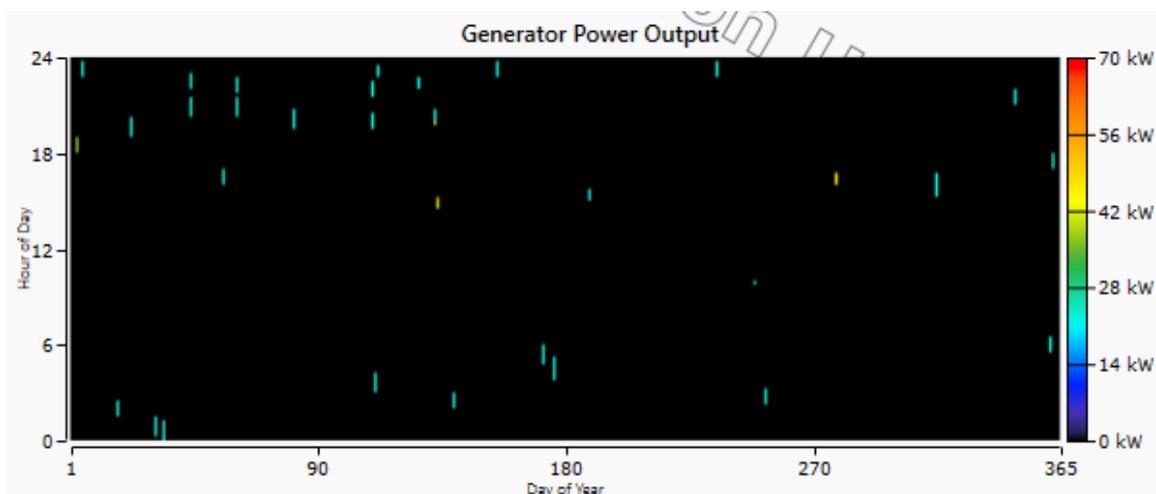


Ilustración 35. Operación simulada del generador diesel para el escenario 1.

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

Los costos por consumo energético anual de la red eléctrica se pueden apreciar en la Tabla 13.

Tabla 13. Consumo energético de la red eléctrica para el escenario 1.

Mes	Consumo [kWh]	Pagos [\$]	Pago [Lps]
Enero	9,473.00	2,195.96	54,915.25
Febrero	7,213.00	1,674.95	41,886.14
Marzo	8,139.00	1,888.45	47,225.22
Abril	7,795.00	1,809.32	45,246.39
Mayo	8,812.00	2,043.62	51,105.62
Junio	8,853.00	2,053.09	51,342.44
Julio	9,271.00	2,149.39	53,750.66
Agosto	10,460.00	2,423.61	60,608.18
Septiembre	10,100.00	2,340.46	58,528.82
Octubre	10,349.00	2,397.97	59,966.99
Noviembre	9,656.00	2,238.27	55,973.31
Diciembre	10,248.00	2,374.72	59,385.57
Promedio	9,197.42	2,132.48	53,327.88

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020)

De Homer Grid se tomaron los datos simulados de comportamiento anual del primer escenario. Estos datos fueron ingresados a Microsoft Excel junto con consideraciones adicionales que le dan mayor realismo para realizar una proyección a 25 años de los costos de operación del sistema. Los parámetros de entrada a la proyección se pueden apreciar en la Tabla 14. Adicionalmente se consideró un factor de degradación del sistema solar en base a los datos del fabricante de los módulos, referirse al Anexo 2.

Tabla 14. Parámetros de entrada de proyección de costos del escenario 1.

Parámetro	Valor
O&M de generador diesel [\$/hr. Op.]	1.00
Horas de operación anual de generador diesel [hr]	33.00
Consumo anual de generador diesel [L]	315.00
Precio del diesel [\$/L]	0.57
Incremento en el precio del diesel [%/año]	5.00
Costo específico de capital de sistema solar [\$/Wp]	1.24
Capacidad instalada de sistema solar [kWp]	188.10
O&M de sistema solar anual [\$/kWp]	8.00
Reemplazo de Inversores [\$]	33,196.80
Factor de degradación sistema FV [%/año]	0.55
Energía comprada anualmente a ENEE [kWh]	110,370.00
Tarifa por consumo de ENEE [\$/kWh]	0.23
Costos fijos por consumo de ENEE [\$/año]	149.64
Incremento en la tarifa eléctrica [%/año]	7.22
Anualidad del préstamo [\$]	32,450.71
Tasa de inflación [%/año]	2.30
Tasa de descuento nominal [%/año]	10.00
Tasa de descuento real [%/año]	7.53

Fuente: Elaboración propia basado en (HOMER Energy LLC, 2020).

También se consideró un financiamiento externo en los costos proyectados. En la Tabla 15 se pueden apreciar los parámetros generales del financiamiento considerado. Se eligió un esquema 70-30 cómo se había definido previamente, un 15% de tasa de interés anual y un plazo de 10 años del préstamo (Flores Castro, 2016).

Tabla 15. Parámetros generales del financiamiento del escenario 1.

Parámetro	Valor
Monto Total Requerido [\$]	232,660.89
Monto de Fondos Propios [\$]	69,798.27
Monto del Préstamo [\$]	162,862.62
Tasa de Interés del Préstamo [%]	15.00
Plazo de Financiamiento [años]	10.00
Anualidad del préstamo [\$]	(32,450.71)

Fuente: Elaboración propia.

La proyección completa de costos del primer escenario se puede apreciar en el Anexo 8. En la Ilustración 36 se puede apreciar un resumen de los costos descontados anuales incurridos en el primer escenario a lo largo de los 25 años de estudio.

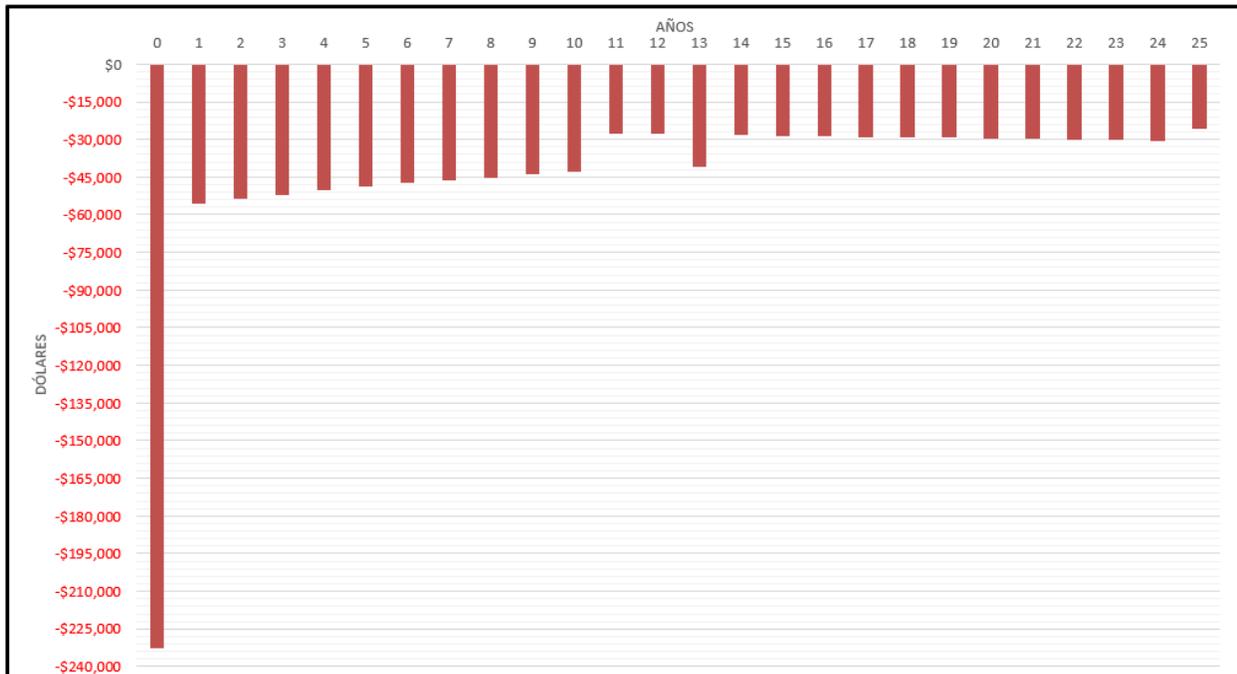


Ilustración 36. Costos anuales descontados del escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de calcular los costos del primer escenario se procedió a calcular los flujos de caja, que cómo se estableció previamente serán la diferencia entre los costos descontados del escenario base y los costos descontados del escenario analizado. De esta manera los flujos de caja del primer escenario se presentan en la Ilustración 37.

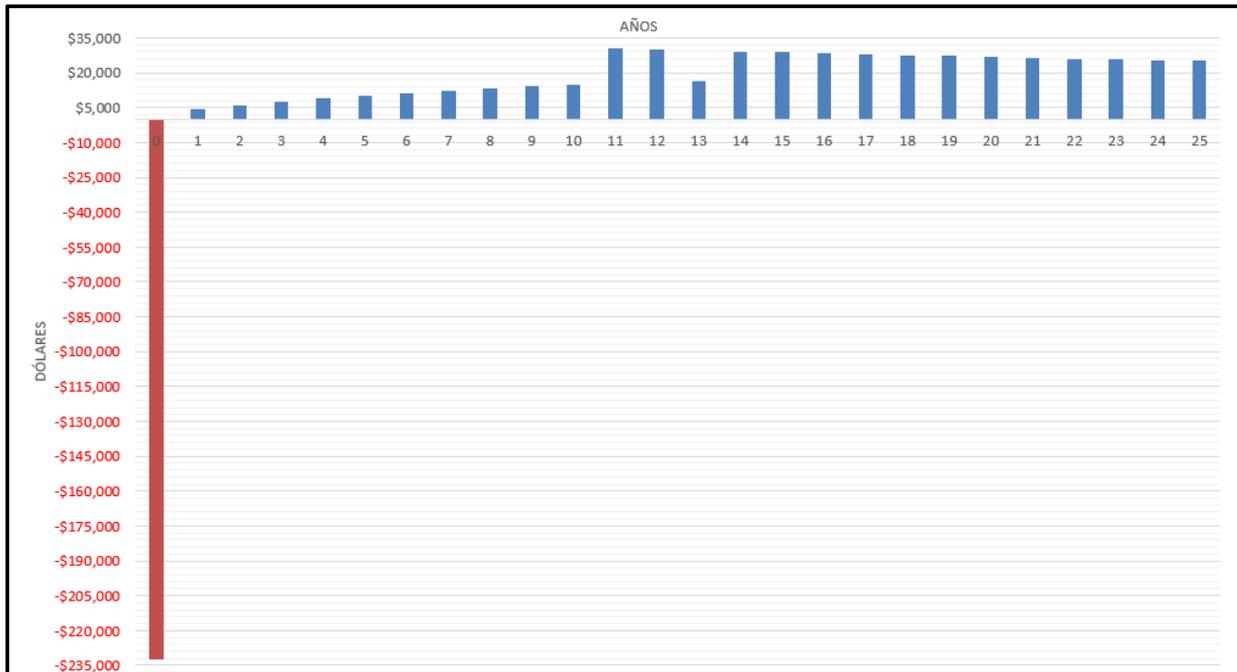


Ilustración 37. Flujos de caja descontados del escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

Una vez calculados los flujos de caja se puede calcular la variable dependiente en estudio para este proyecto siendo esta el Costo Beneficio del primer escenario. De la misma manera se pueden calcular los parámetros financieros tradicionales cómo ser VAN, TIR, ROI y el periodo de recuperación de inversión. Estos calculados para darle más realce al trabajo realizado y otra perspectiva. Los parámetros calculados se pueden apreciar en la Tabla 16.

Tabla 16. Parámetros financieros calculados del escenario 1.

Parámetro	Valor
Costo Beneficio	2.170
VAN [\$]	272,239.09
TIR [%]	13.42
ROI [%]	390.04
Recuperación de la inversión simple [años]	10.96

Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera que en el escenario base, Homer Grid realiza una simulación y proyección de las emisiones de gases a la atmosfera producida por el sistema del primer escenario. Estas emisiones y el ahorro con respecto al escenario base se pueden apreciar en la Tabla 17. Estas presentadas para mostrar el beneficio ambiental de implementar este tipo de sistemas.

Tabla 17. Emisiones de gases a la atmosfera del escenario 1.

Tipo	Cantidad	Ahorro
Dióxido de Carbono [kg/año]	70,577.00	105,909.00
Monóxido de Carbono [kg/año]	5.60	5.90
Hidrocarburos no quemados [kg/año]	0.23	0.24
Materia particulizada [kg/año]	0.02	0.02
Dióxido de azufre [kg/año]	304.00	458.00
Oxido de Nitrógeno [kg/año]	148.00	224.00

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

5.3.4. ESCENARIO 2 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y GENERADOR DE RESPALDO

Para el segundo escenario de igual manera se consideró el suministro primario de energía proveniente de la red eléctrica estatal, un suministro alternativo de energía proveniente del sistema

solar fotovoltaico, un suministro de energía de respaldo proveniente del generador diesel y un sistema de almacenamiento de energía cómo respaldo adicional.

La simulación de generación de energía del sistema solar fotovoltaico fue definida previamente en secciones anteriores.

El comportamiento simulado del generador diesel para el segundo escenario se puede apreciar en la Ilustración 38. En donde el eje Y de lado izquierdo muestra las horas del día, el eje X muestra los días del año y la barra lateral derecha muestra la potencia de trabajo del generador en el periodo determinado. El generador produce 858 kWh por año en la simulación realizada bajo el escenario base.

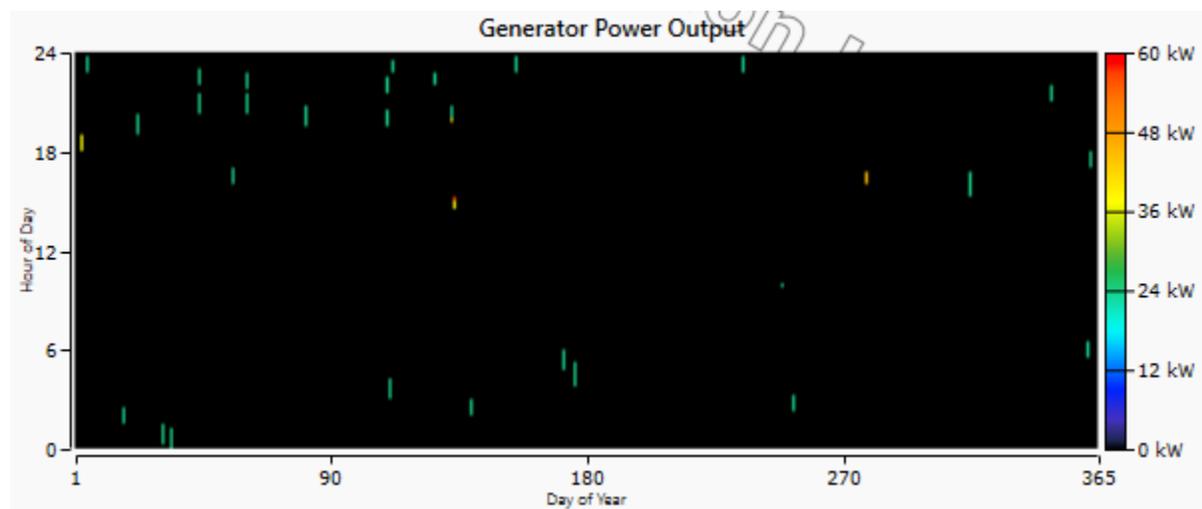


Ilustración 38. Operación simulada del generador diesel para el escenario 2.

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

Se puede ver una generación menor que la del primer escenario que es coherente con el sistema del segundo escenario. Esto debido a que en el segundo escenario se implementan baterías para almacenar energía que le dan un apoyo extra al generador en los momentos donde la red eléctrica actual presenta interrupciones en su servicio de suministro de electricidad.

Para el segundo escenario Homer Grid también simula el comportamiento de los elementos del sistema de almacenamiento de energía. En la Ilustración 39 se puede apreciar los estados de carga del sistema de almacenamiento. Cómo se puede apreciar los intervalos donde más descarga

tienen las baterías, coinciden con los intervalos dónde hay interrupciones en el servicio de energía eléctrica por parte de la ENEE que se pueden apreciar en la Ilustración 38. Homer Grid optimizó un sistema con un banco de baterías de 4 kWh, para efectos de simplificación se utilizaron baterías de 1 kWh cada una.

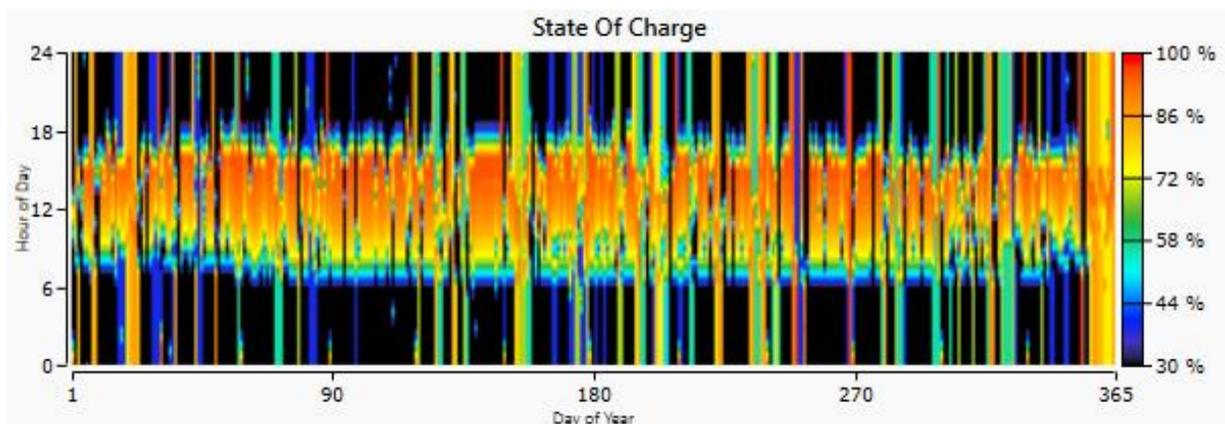


Ilustración 39. Estados de carga del sistema de almacenamiento del escenario 2.

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

Los costos por consumo energético anual de la red eléctrica se pueden apreciar en la Tabla 18. Cómo se puede apreciar las compras a la red fueron menor que en el primer escenario.

Tabla 18. Consumo energético de la red eléctrica para el escenario 2.

Mes	Consumo [kWh]	Pagos [\$]	Pago [Lps]
Enero	9,414.00	2,182.45	54,577.40
Febrero	7,148.00	1,660.04	41,513.28
Marzo	8,064.00	1,871.29	46,796.10
Abril	7,722.00	1,792.39	44,823.01
Mayo	8,744.00	2,028.04	50,716.01
Junio	8,785.00	2,037.45	50,951.33
Julio	9,203.00	2,133.81	53,361.04
Agosto	10,396.00	2,408.82	60,238.33
Septiembre	10,042.00	2,327.18	58,196.72
Octubre	10,288.00	2,383.75	59,611.39
Noviembre	9,594.00	2,224.00	55,616.46
Diciembre	10,194.00	2,362.26	59,073.98
Promedio	9,132.83	2,117.62	52,956.25

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

De Homer Grid se tomaron los datos simulados de comportamiento anual del segundo escenario. Estos datos fueron ingresados a Microsoft Excel junto con consideraciones adicionales que le dan mayor realismo para realizar una proyección a 25 años de los costos de operación del sistema. Los parámetros de entrada a la proyección se pueden apreciar en la Tabla 19.

Tabla 19. Parámetros de entrada de proyección de costos del escenario 2.

Parámetro	Valor
Costo por cada batería [\$]	137.05
O&M por cada batería [\$/año]	4.00
Cantidad de Baterías [c/u]	4
O&M de generador diesel [\$/hr. Op.]	1.00
Horas de operación anual de generador diesel [hr]	32.00
Consumo anual de generador diesel [L]	307.00
Precio del diesel [\$/L]	0.57
Incremento en el precio del diesel [%/año]	5.00
Costo específico de capital de sistema solar [\$/Wp]	1.24
Capacidad instalada de sistema solar [kWp]	188.10
O&M de sistema solar anual [\$/kWp]	8.00
Reemplazo de Inversores [\$]	33,196.80
Factor de degradación sistema FV [%/año]	0.55
Costo específico de inversor cargador [\$/kW]	218.40
O&M de inversor cargador anual [\$/kW]	8.00
Capacidad instalada de inversor cargador [kW]	0.91
Energía comprada anualmente a ENEE [kWh]	109,596.00
Tarifa por consumo de ENEE [\$/kWh]	0.23
Costos fijos por consumo de ENEE [\$/año]	149.64
Incremento en la tarifa eléctrica [%/año]	7.22
Anualidad del préstamo [\$]	32,554.77
Tasa de inflación [%/año]	2.30
Tasa de descuento nominal [%/año]	10.00
Tasa de descuento real [%/año]	7.53

Fuente: Elaboración propia basado en (HOMER Energy LLC, 2020).

También se consideró un financiamiento externo en los costos proyectados de la misma manera que en el primer escenario. En la Tabla 20 se pueden apreciar los parámetros generales del financiamiento considerado.

Tabla 20. Parámetros generales del financiamiento del escenario 2.

Parámetro	Valor
Monto Total Requerido [\$]	233,406.97
Monto de Fondos Propios [\$]	70,022.09
Monto del Préstamo [\$]	163,384.88
Tasa de Interés anual [%]	15.00
Plazo de Financiamiento [años]	10.00
Amortización del préstamo [\$]	(32,554.77)

Fuente: Elaboración propia.

La proyección completa de costos del segundo escenario se puede apreciar en el Anexo 9. En la Ilustración 40 se puede apreciar un resumen de los costos descontados anuales incurridos en el segundo escenario a lo largo de los 25 años de estudio.

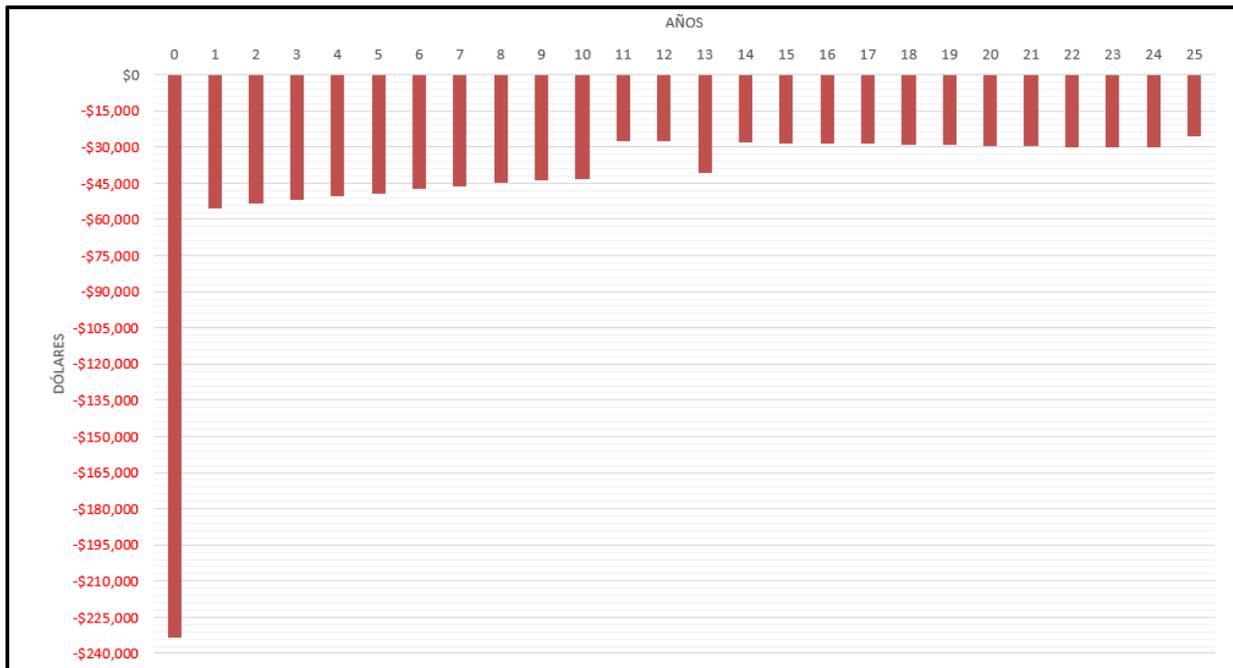


Ilustración 40. Costos anuales descontados del escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de calcular los costos del segundo escenario se procedió a calcular los flujos de caja, que cómo se estableció previamente serán la diferencia entre los costos descontados del escenario base y los costos descontados del escenario analizado. De esta manera los flujos de caja del segundo escenario se presentan en la Ilustración 41.

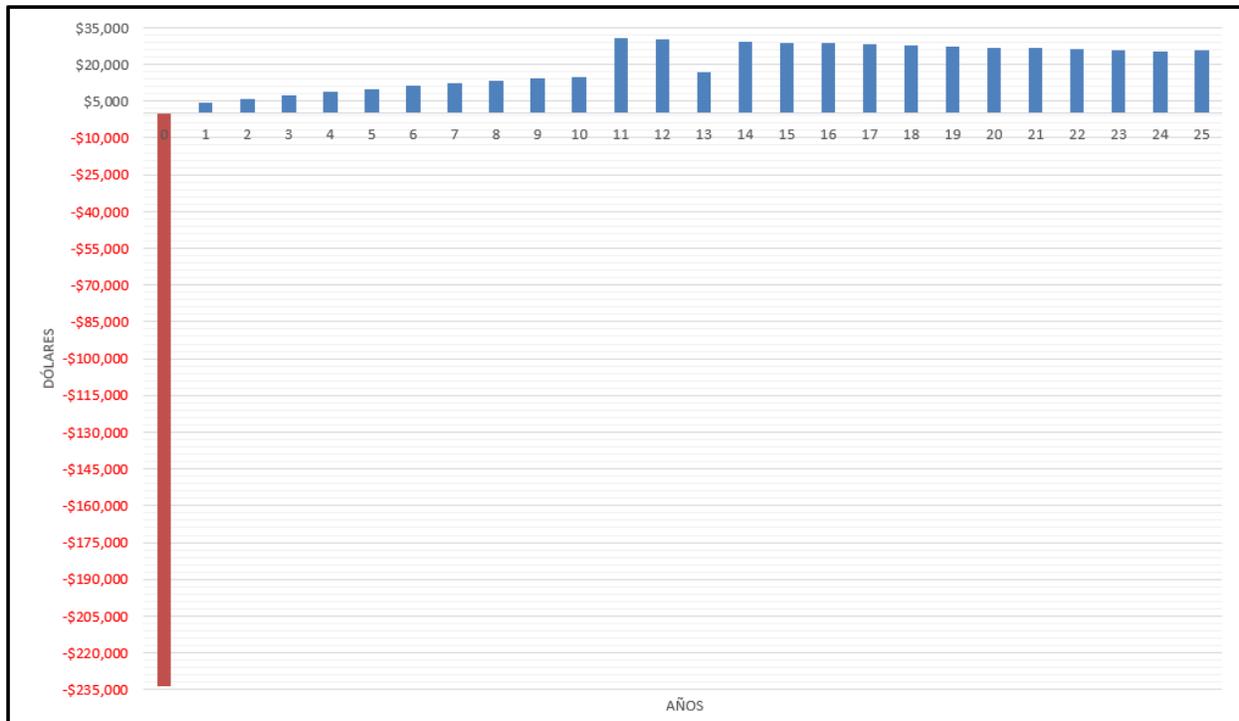


Ilustración 41. Flujos de caja descontados del escenario 2.

Fuente: Elaboración propia.

Una vez calculados los flujos de caja se puede calcular la variable dependiente en estudio para este proyecto siendo esta el Costo Beneficio del segundo escenario. De la misma manera se pueden calcular los parámetros financieros tradicionales cómo ser VAN, TIR, ROI y el periodo de recuperación de inversión. Estos calculados para darle más realce al trabajo realizado y otra perspectiva. Los parámetros calculados se pueden apreciar en la Tabla 21.

Tabla 21. Parámetros financieros calculados del escenario 2.

Parámetro	Valor
Costo Beneficio	2.172
VAN [\$]	273,595.25
TIR [%]	13.42
ROI [%]	390.73
Recuperación de la inversión simple [años]	10.96

Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera que en los escenarios anteriores, Homer Grid realiza una simulación y proyección de las emisiones de gases a la atmosfera producida por el sistema del segundo escenario. Estas emisiones y el ahorro con respecto al escenario base se pueden apreciar en la Tabla 22. Estas presentadas para mostrar el beneficio ambiental de implementar este tipo de sistemas.

Tabla 22. Emisiones de gases a la atmosfera del escenario 2.

Tipo	Cantidad	Ahorro
Dióxido de Carbono [kg/año]	70,068.00	106,418.00
Monóxido de Carbono [kg/año]	5.47	6.03
Hidrocarburos no quemados [kg/año]	0.22	0.25
Materia particularizada [kg/año]	0.02	0.02
Dióxido de azufre [kg/año]	302.00	460.00
Oxido de Nitrógeno [kg/año]	147.00	225.00

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

5.3.5. ESCENARIO 3 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Para el tercer y último escenario propuesto de igual manera se consideró el suministro primario de energía proveniente de la red eléctrica estatal, un suministro alternativo de energía proveniente del sistema solar fotovoltaico y un sistema de almacenamiento de energía como respaldo. La

simulación de generación de energía del sistema solar fotovoltaico fue definida previamente en secciones anteriores.

Para el tercer escenario Homer Grid simuló el comportamiento del sistema de almacenamiento de energía. En la Ilustración 42 se puede apreciar los estados de carga del sistema de almacenamiento. Para este escenario Homer Grid optimizó un sistema de 476 kWh o 476 baterías de 1 kWh cada una estas utilizada para efectos de simplificación de cálculos. Utilizando baterías de mayor capacidad se reducen la cantidad de baterías utilizadas.

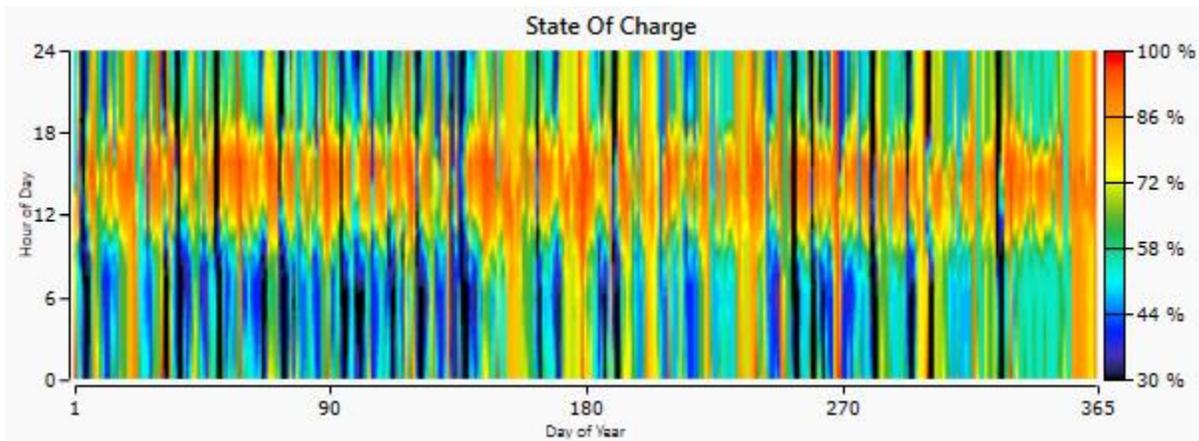


Ilustración 42. Estados de carga del sistema de almacenamiento del escenario 3.

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

Los costos por consumo energético anual de la red eléctrica se pueden apreciar en la Tabla 23. Cómo se puede apreciar las compras a la red fueron menor que en los escenarios anteriores. Esto es de esperarse gracias al sistema de almacenamiento de energía implementado. Ya que se aprovecha mejor la energía generada por el sistema solar fotovoltaico. Hay menos desperdicios de energía, esta al poder ser almacenada por el banco de baterías.

Tabla 23. Consumo energético de la red eléctrica para el escenario 3.

Mes	Consumo [kWh]	Pagos [\$]	Pago [Lps]
Enero	6,037.00	1,404.05	35,111.64
Febrero	2,941.00	690.48	17,267.11
Marzo	3,007.00	705.56	17,644.22
Abril	2,539.00	597.67	14,946.17
Mayo	4,176.00	975.08	24,384.22
Junio	5,128.00	1,194.41	29,869.09
Julio	5,386.00	1,253.97	31,358.53
Agosto	6,898.00	1,602.52	40,074.86
Septiembre	6,103.00	1,419.33	35,493.75
Octubre	6,239.00	1,450.56	36,274.73
Noviembre	6,088.00	1,415.74	35,403.98
Diciembre	7,113.00	1,652.07	41,313.98
Promedio	5,137.92	1,196.79	29,928.52

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

De Homer Grid se tomaron los datos simulados de comportamiento anual del tercer escenario. Estos datos fueron ingresados a Microsoft Excel junto con consideraciones adicionales que le dan mayor realismo para realizar una proyección a 25 años de los costos de operación del sistema. Los parámetros de entrada a la proyección se pueden apreciar en la Tabla 24. En este escenario se consideraron baterías de mayor capacidad para cubrir el tamaño requerido. Las baterías consideradas son de 8.5 kWh considerando el costo por kWh previamente establecido se tiene un costo total por cada batería de \$ 1,164.925. Se utilizarán de esta manera 56 baterías para crear un sistema de 476 kWh. Para el tercer escenario además de las consideraciones aplicadas en los escenarios previos, se le agregó una entrada monetaria por venta del generador diesel actual que posee el supermercado. Esto ya que en este escenario se estaría reemplazando por completo el generador por un sistema de almacenamiento de energía de respaldo. El precio de venta se consideró como el 80% del precio de un generador nuevo del mismo tipo, la cotización del generador se puede apreciar en el Anexo 6. Se consideró este precio de venta ya que el generador está prácticamente nuevo en el supermercado. Este se instaló a finales de febrero del presente año.

Tabla 24. Parámetros de entrada de proyección de costos del escenario 3.

Parámetro	Valor
Costo por cada batería [\$]	1,164.93
O&M por cada batería [\$/año]	4.00
Cantidad de Baterías [c/u]	56
Costo específico de capital de sistema solar [\$/Wp]	1.24
Capacidad instalada de sistema solar [kWp]	188.10
O&M de sistema solar anual [\$/kWp]	8.00
Reemplazo de Inversores [\$]	33,196.80
Factor de degradación sistema FV [%/año]	0.55
Costo específico de inversor cargador [\$/kW]	218.40
O&M de inversor cargador anual [\$/kW]	8.00
Capacidad instalada de inversor cargador [kW]	61.47
Energía comprada anualmente a ENEE [kWh]	61,656.00
Tarifa por consumo de ENEE [\$/kWh]	0.23
Costos fijos por consumo de ENEE [\$/año]	149.64
Incremento en la tarifa eléctrica [%/año]	7.22
Anualidad del préstamo [\$]	40,716.36
Tasa de inflación [%/año]	2.30
Tasa de descuento nominal [%/año]	10.00
Tasa de descuento real [%/año]	7.53
Venta de Generador Diesel [\$]	19,400.00

Fuente: Elaboración propia basado en (HOMER Energy LLC, 2020).

También se consideró un financiamiento externo en los costos proyectados de la misma manera que en los escenarios anteriores. En la Tabla 25 se pueden apreciar los parámetros generales del financiamiento considerado.

Tabla 25. Parámetros generales del financiamiento del escenario 3.

Parámetro	Valor
Monto Total Requerido [\$]	291,922.81
Monto de Fondos Propios [\$]	87,576.84
Monto del Préstamo [\$]	204,345.97
Tasa de Interés anual [%]	15.00
Plazo de Financiamiento [años]	10.00
Amortización del préstamo [\$]	(40,716.36)

Fuente: Elaboración propia.

La proyección completa de costos del tercer escenario se puede apreciar en el Anexo 10. En la Ilustración 43 se puede apreciar un resumen de los costos descontados anuales incurridos en el tercer escenario a lo largo de los 25 años de estudio.

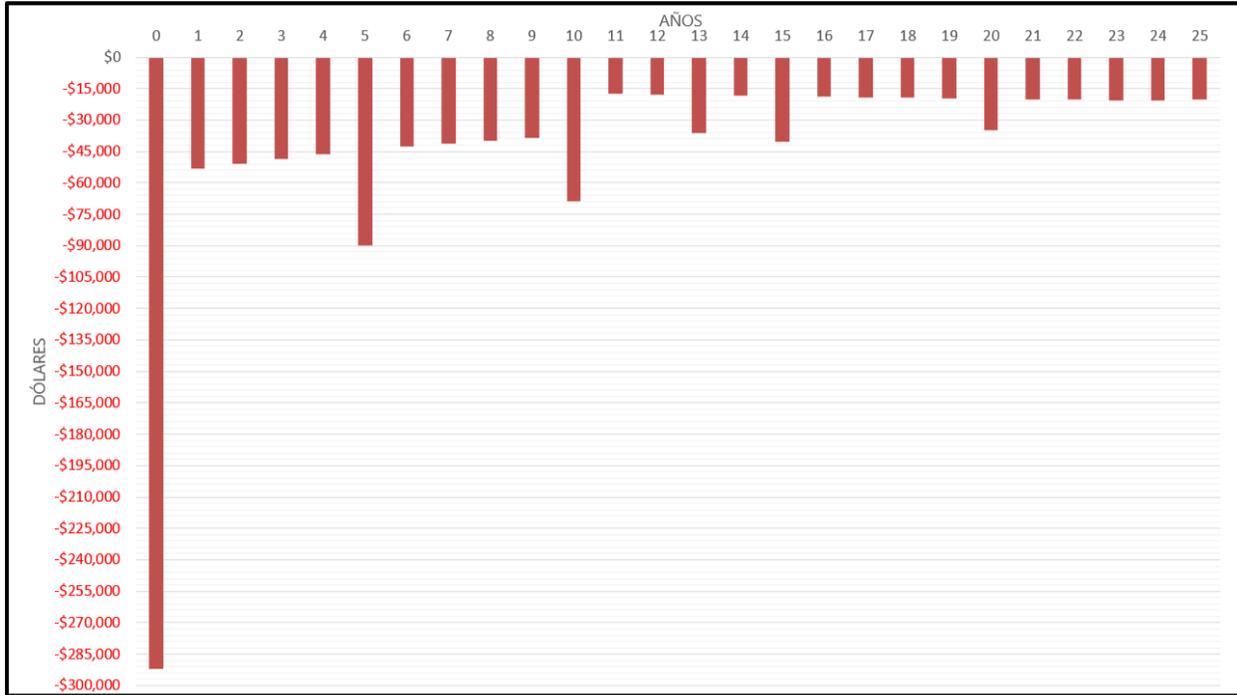


Ilustración 43. Costos anuales descontados del escenario 3.

Fuente: Elaboración propia.

Luego de calcular los costos del tercer escenario se procedió a calcular los flujos de caja, que cómo se estableció previamente serán la diferencia entre los costos descontados del escenario base y los costos descontados del escenario analizado. De esta manera los flujos de caja del tercer escenario se presentan en la Ilustración 44.

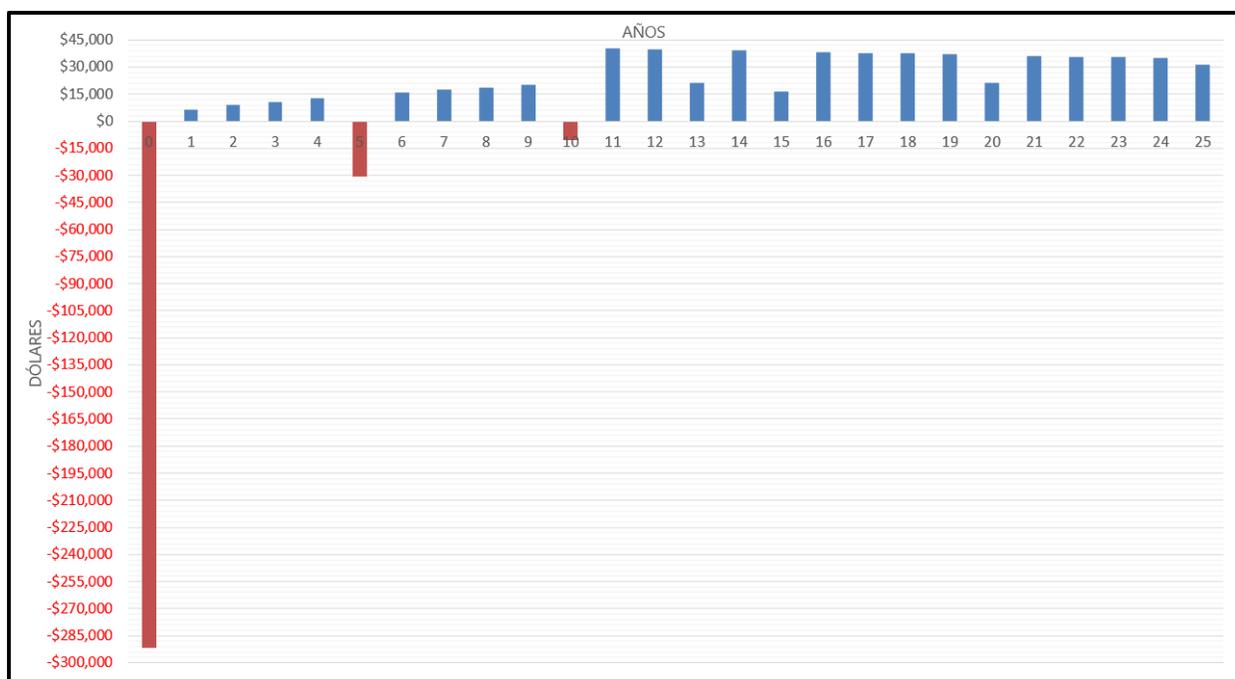


Ilustración 44. Flujos de caja descontados del escenario 3.

Fuente: Elaboración propia.

Una vez calculados los flujos de caja se puede calcular la variable dependiente en estudio para este proyecto siendo esta el Costo Beneficio del tercer escenario. De la misma manera se pueden calcular los parámetros financieros tradicionales como ser VAN, TIR, ROI y el periodo de recuperación de inversión. Estos calculados para darle más realce al trabajo realizado y otra perspectiva. Los parámetros calculados se pueden apreciar en la Tabla 26.

Tabla 26. Parámetros financieros calculados del escenario 3.

Parámetro	Valor
Costo Beneficio	1.961
VAN [\$]	280,662.74
TIR [%]	12.23
ROI [%]	320.48
Recuperación de la inversión simple [años]	12.00

Fuentes: Elaboración propia.

De la misma manera que en los escenarios anteriores, Homer Grid realiza una simulación y proyección de las emisiones de gases a la atmosfera producida por el sistema del tercer escenario. Estas emisiones y el ahorro con respecto al escenario base se pueden apreciar en la Tabla 27. Estas presentadas para mostrar el beneficio ambiental de implementar este tipo de sistemas.

Tabla 27. Emisiones de gases a la atmosfera del escenario 3.

Tipo	Cantidad	Ahorro
Dióxido de Carbono [kg/año]	38,967.00	137,519.00
Monóxido de Carbono [kg/año]	-	11.50
Hidrocarburos no quemados [kg/año]	-	0.47
Materia particulizada [kg/año]	-	0.05
Dióxido de azufre [kg/año]	169.00	593.00
Oxido de Nitrógeno [kg/año]	82.60	289.40

Fuente: (HOMER Energy LLC, 2020).

5.3.6. COMPARACIÓN DE COSTO BENEFICIO

Una vez desarrolladas las relaciones Costo Beneficio de los tres escenarios propuestos se procede a compararlos cómo se puede apreciar en la Ilustración 45.

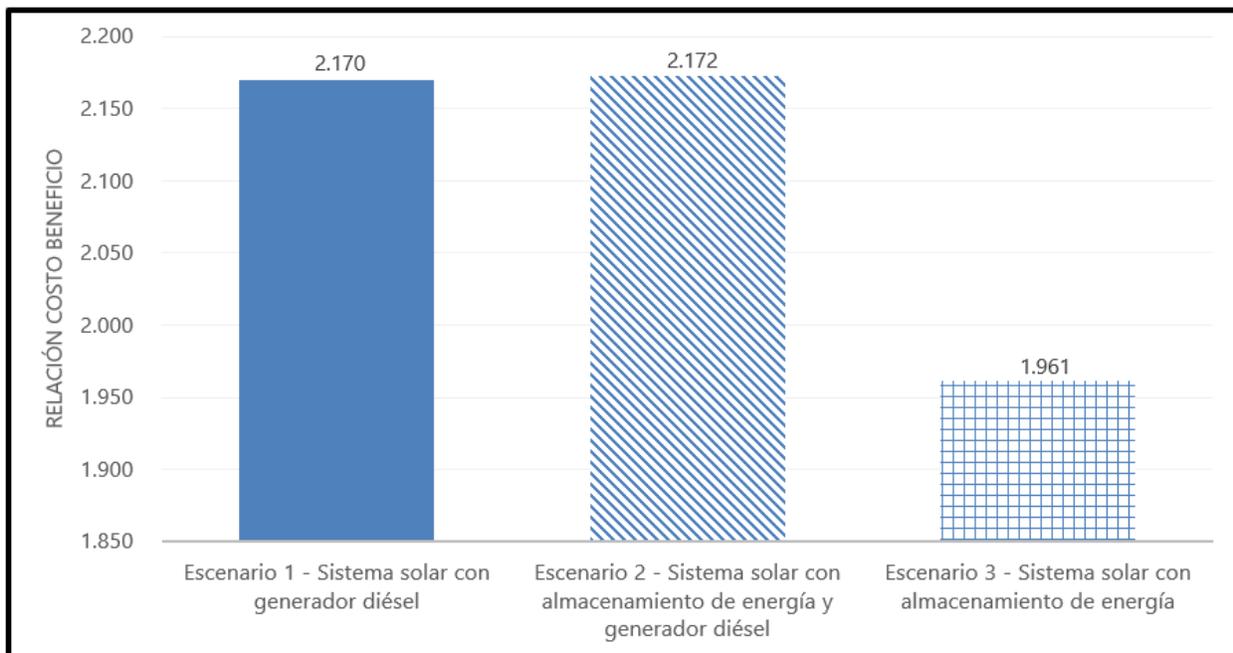


Ilustración 45. Comparación de relación Costo Beneficio de los escenarios propuestos.

Fuente: Elaboración propia.

Siguiendo la técnica de análisis de Costo Beneficio previamente establecida en el capítulo cuatro. Tenemos que el Costo Beneficio del escenario dos es la opción más viable para el cliente con una relación de 2.172, esta relación nos dice que por cada dólar invertido el sistema retorna 2.172 dólares como ganancia. Por lo tanto esta opción representa el mayor beneficio con respecto a sus costos al compararse con el escenario base en la proyección a 25 años del supermercado Coquin.

5.3.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para la realización del análisis de sensibilidad se analizan diferentes escenarios y se evalúa si el proyecto tiene sensibilidad hacia los supuestos cambios que se realizan a las variables. Dicho análisis permite determinar que tanto puede verse afectado el Costo Beneficio desarrollado de cada escenario ante los cambios en las variables que han sido consideradas para análisis.

5.3.7.1. ESCENARIO 1 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON GENERADOR DE RESPALDO

Para el escenario 1 las variables que se utilizaron se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28. Variables de sensibilidad del escenario 1.

Variable	Valor
Tasa de inflación [%/año]	2.30
Tasa de descuento nominal [%/año]	10.00
Precio del diesel [\$/L]	0.57
Tarifa por consumo de ENEE [\$/kWh]	0.23
Tasa de Interés del Préstamo [%]	15.00

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados que se obtuvieron de analizar 10,000 escenarios con simulaciones realizadas con el instrumento Crystal Ball para el análisis del Costo Beneficio del escenario 1 se muestran en la Ilustración 46, donde se muestra que el Costo Beneficio estará en el rango de 1 y 4.5 con un porcentaje de certeza del 77.1%.

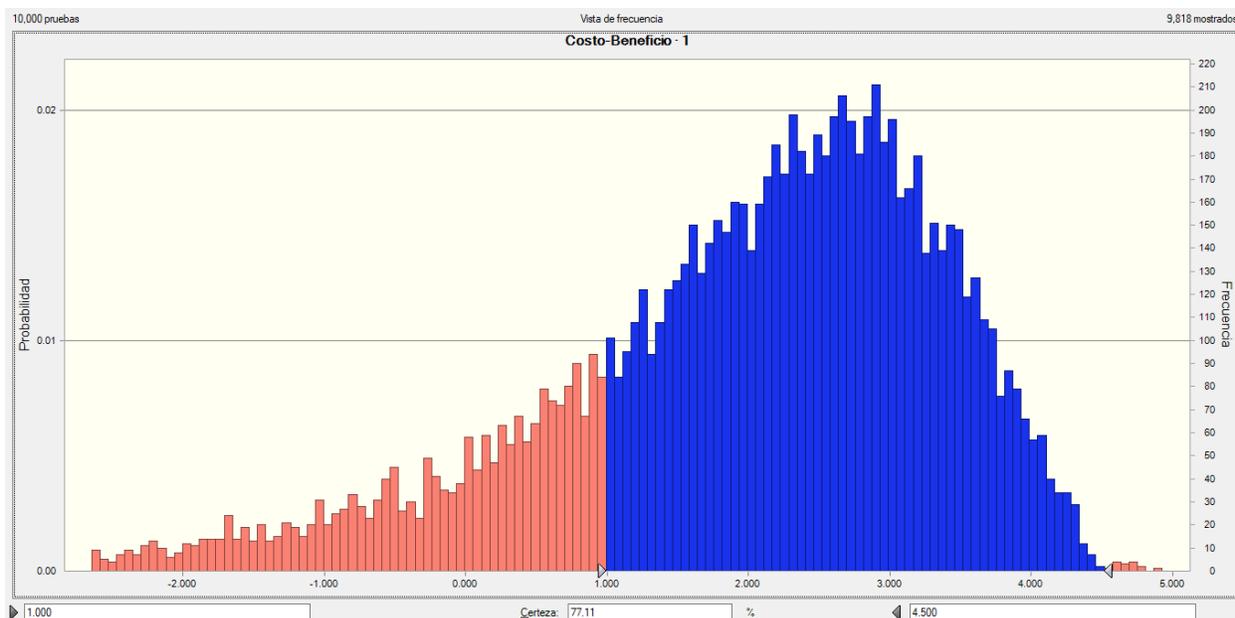


Ilustración 46. Análisis de sensibilidad para el costo beneficio del escenario 1.

Fuente: (Oracle, 2020).

Los porcentajes de afectación de las variables de análisis se muestran en la Ilustración 47, en el cual la variable tasa de inflación tiene la mayor afectación negativa con 40.6%. Esto nos dice que entre mayor sea la tasa de inflación, menor será el Costo Beneficio. La tasa de descuento nominal tiene la mayor afectación positiva con 36.3%. Por ende, entre mayor sea la tasa de descuento nominal, mayor será el Costo Beneficio. Estas dos siendo las variables con mayor afectación sobre el Costo Beneficio del escenario 1.

Las demás variables son la tarifa eléctrica con una afectación negativa de 22.5%. Tasa de interés del préstamo con una afectación negativa del 0.6%. Precio del diesel sin afectación alguna sobre el Costo Beneficio del escenario 1.

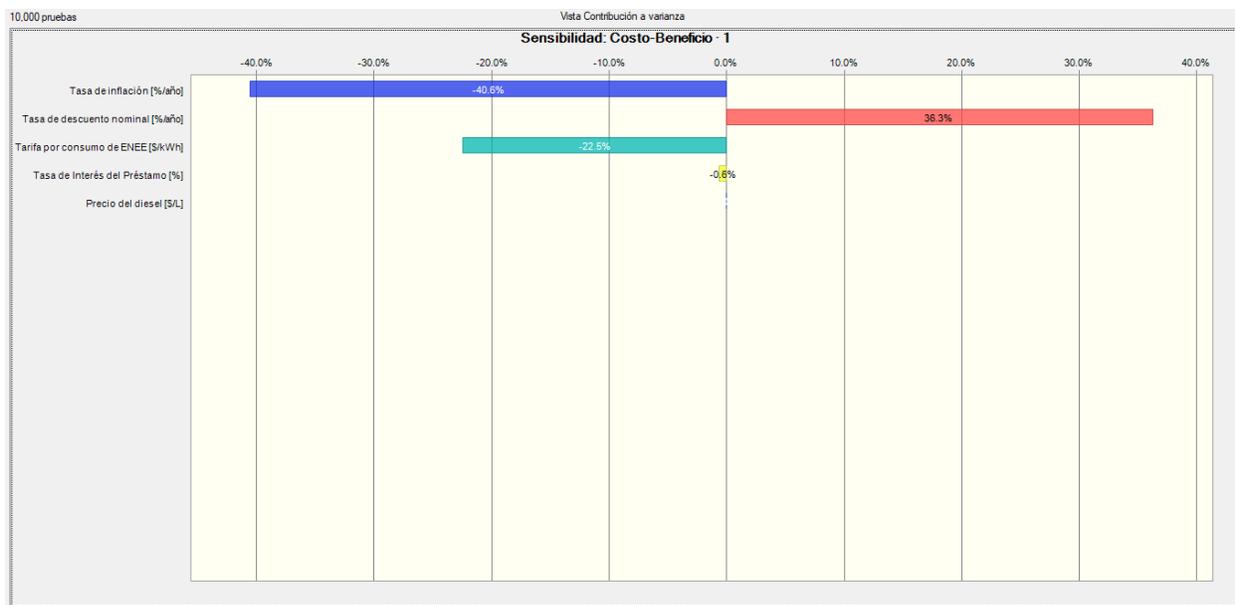


Ilustración 47. Porcentajes de afectación de variables de análisis de sensibilidad costo beneficio del escenario 1.

Fuente: (Oracle, 2020).

5.3.7.2. ESCENARIO 2 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y GENERADOR DE RESPALDO

Para el escenario 2 las variables que se utilizaron se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Variables de sensibilidad del escenario 2.

Variable	Valor
Tasa de inflación [%/año]	2.30
Tasa de descuento nominal [%/año]	10.00
Precio del diesel [\$/L]	0.57
Tarifa por consumo de ENEE [\$/kWh]	0.23
Tasa de Interés del Préstamo [%]	15.00
Costo por cada batería [\$]	137.05

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados que se obtuvieron de analizar 10,000 escenarios con simulaciones realizadas con el instrumento Crystal Ball para el análisis del Costo Beneficio del escenario 2 se muestran en la Ilustración 48, donde se muestra que el Costo Beneficio estará en el rango de 1 y 4.5 con un porcentaje de certeza del 77.08%.

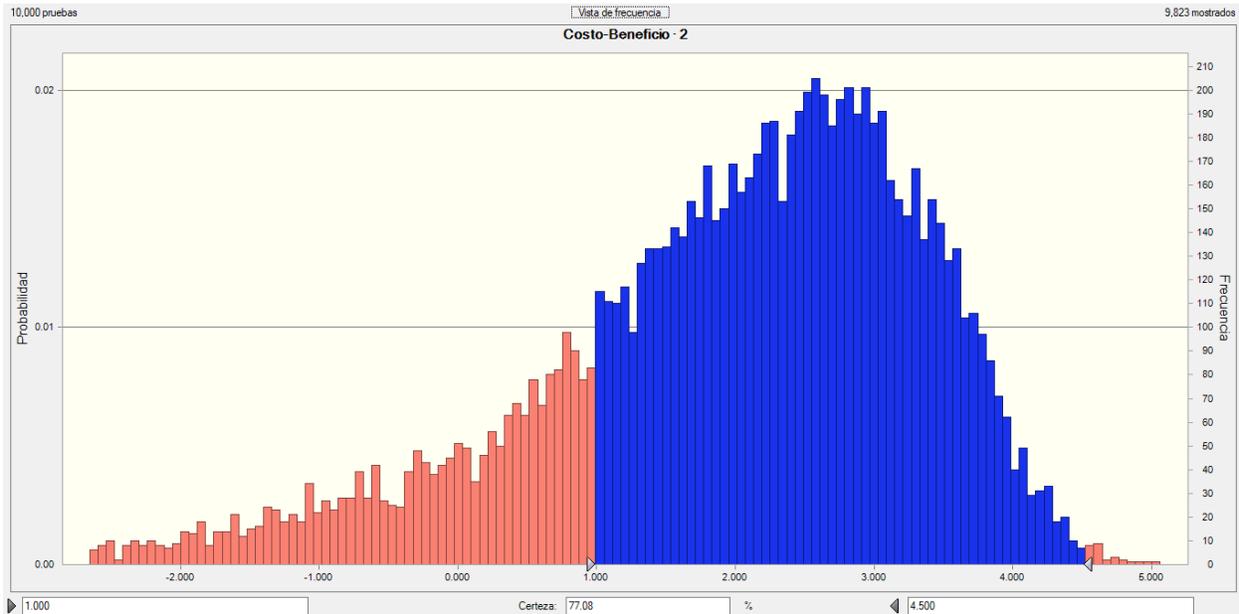


Ilustración 48. Análisis de sensibilidad para el costo beneficio del escenario 2.

Fuente: (Oracle, 2020).

Los porcentajes de afectación de las variables de análisis se muestran en la Ilustración 49, en el cual la variable tasa de inflación tiene la mayor afectación negativa con 42.6%. Esto nos dice que entre mayor sea la tasa de inflación, menor será el Costo Beneficio. La tasa de descuento nominal tiene la mayor afectación positiva con 36.5%. Por ende, entre mayor sea la tasa de descuento nominal, mayor será el Costo Beneficio. Estas dos siendo las variables con mayor afectación sobre el Costo Beneficio del escenario 2.

Las demás variables son la tarifa eléctrica con una afectación negativa de 20.5%. Tasa de interés del préstamo con una afectación negativa del 0.4%. Precio del diesel y el costo por cada batería sin afectación alguna sobre el Costo Beneficio del escenario 2.

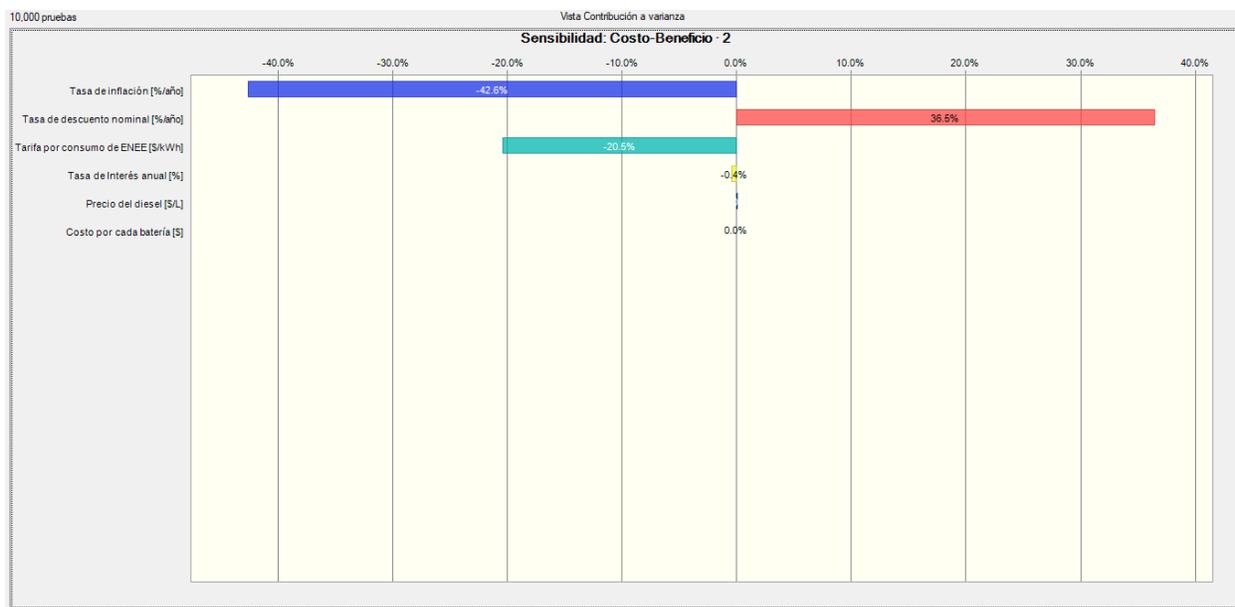


Ilustración 49. Porcentajes de afectación de variables de análisis de sensibilidad costo beneficio del escenario 2.

Fuente: (Oracle, 2020).

5.3.7.3. ESCENARIO 3 – SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Para el escenario 3 las variables que se utilizaron se muestran en la Tabla 30.

Tabla 30. Variables de sensibilidad del escenario 3.

Variable	Valor
Tasa de inflación [%/año]	2.30
Tasa de descuento nominal [%/año]	10.00
Tarifa por consumo de ENEE [\$/kWh]	0.23
Tasa de Interés del Préstamo [%]	15.00
Costo por cada batería [\$]	1,164.93
O&M por cada batería [\$/año]	4.00

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados que se obtuvieron de analizar 10,000 escenarios con simulaciones realizadas con el instrumento Crystal Ball para el análisis del Costo Beneficio del escenario 3 se muestran en la Ilustración 50, donde se muestra que el Costo Beneficio estará en el rango de 1 y 4.5 con un porcentaje de certeza del 80.16%.

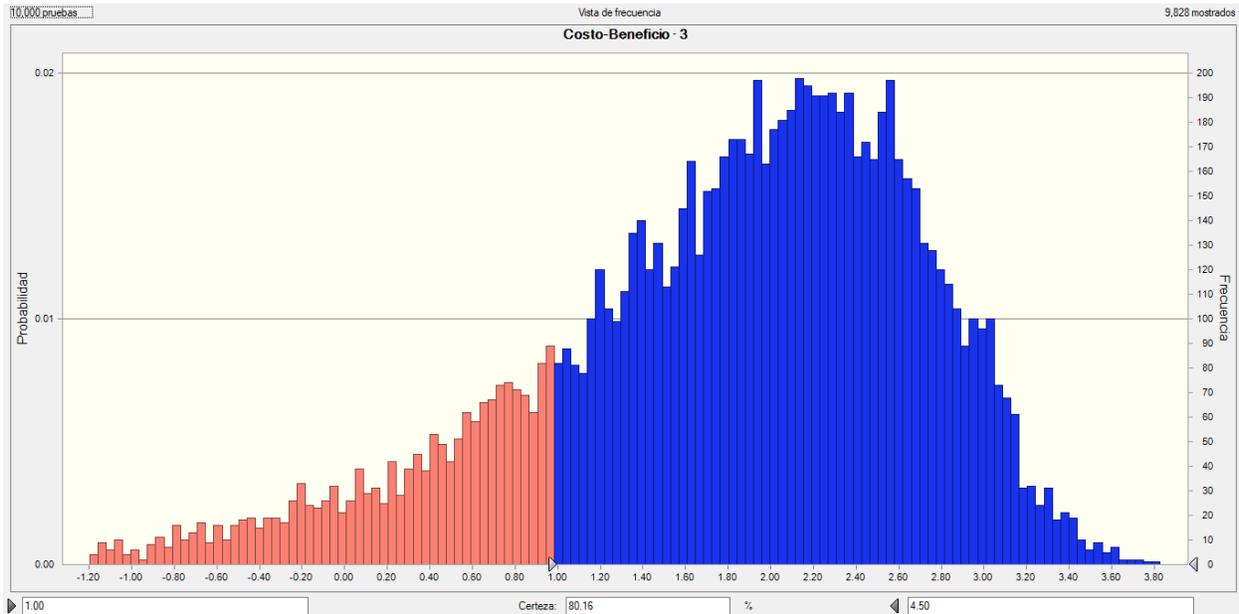


Ilustración 50. Análisis de sensibilidad para el costo beneficio del escenario 3.

Fuente: (Oracle, 2020).

Los porcentajes de afectación de las variables de análisis se muestran en la Ilustración 51, en el cual la variable tasa de inflación tiene la mayor afectación negativa con 45.4%. Esto nos dice que entre mayor sea la tasa de inflación, menor será el Costo Beneficio. La tasa de descuento nominal tiene la mayor afectación positiva con 39.2%. Por ende, entre mayor sea la tasa de descuento nominal, mayor será el Costo Beneficio. Estas dos siendo las variables con mayor afectación sobre el Costo Beneficio del escenario 3.

Las demás variables son tarifa por consumo de ENEE con una afectación negativa de 12.7%. Tasa de interés del préstamo con una afectación negativa del 1.5%. Costo por cada batería con una afectación negativa del 1.2% y el costo de O&M por cada batería sin afectación alguna sobre el Costo Beneficio del escenario 3.

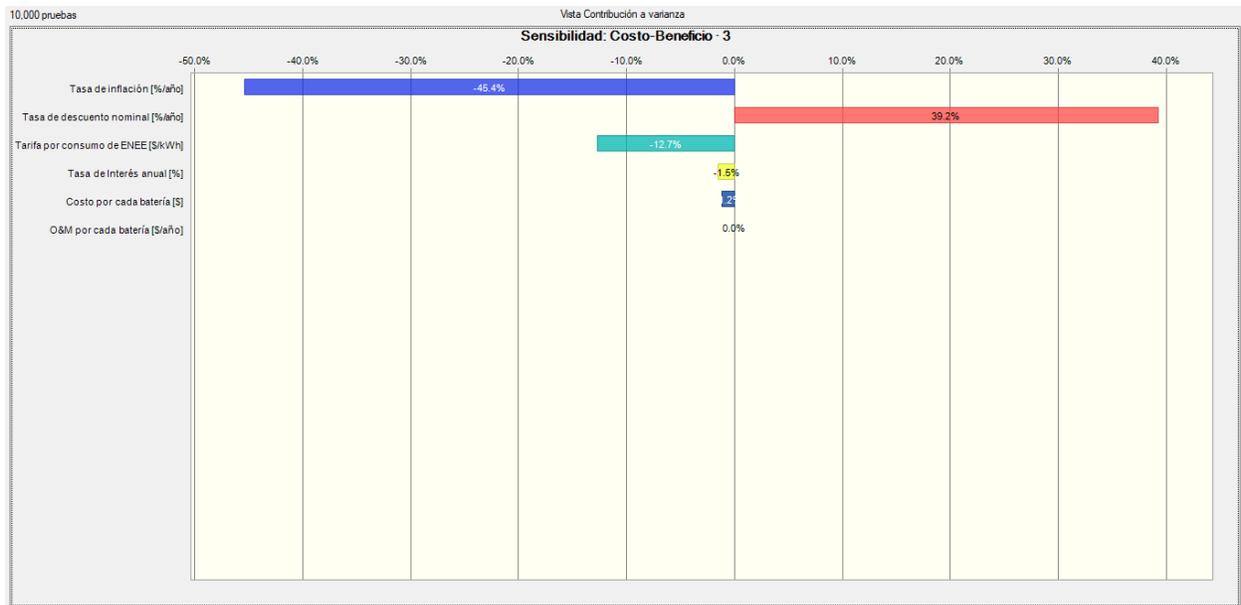


Ilustración 51. Porcentajes de afectación de variables de análisis de sensibilidad costo beneficio del escenario 3.

Fuente: (Oracle, 2020).

VI. CONCLUSIONES

Se realizó una comparación del Costos Beneficio de tres escenarios propuestos como mejora para el caso de estudio. El caso de estudio es el supermercado Coquin ubicado en Quimistán, Santa Bárbara. El primer escenario propone la implementación de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica con respaldo de un generador diesel. El segundo escenario propone un sistema solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía y respaldo de un generador diesel. El tercer escenario propone un sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica completamente respaldado por un sistema de almacenamiento de energía. Las conclusiones más relevantes se presentan a continuación:

1. La implementación del segundo escenario, siendo este un sistema solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía y respaldo de un generador diesel, es la mejor opción para el cliente. Puesto que presenta una relación Costo Beneficio de 2.172 y un VAN de \$ 273,595.25, es el escenario con los mayores ahorros con respecto a sus costos de implementación por lo que se rechaza la hipótesis nula.
2. El análisis de la situación actual reveló que el supermercado Coquin tiene un consumo promedio mensual de 23,182.84 kWh lo que conlleva un costo mensual de \$ 5,356.11.
3. El estudio técnico determinó que la potencia máxima del sistema solar fotovoltaico que se puede instalar en el supermercado Coquin es de 188.1 kWp, debido a las limitaciones de espacio sobre el techo del comercio.
4. El estudio económico determinó que el segundo escenario propuesto presenta los mejores parámetros financieros; con una TIR de 13.42%, un ROI de 390.73% y un periodo de recuperación simple de inversión de 10.96 años.

VII. RECOMENDACIONES

Para finalizar el proyecto se puede concluir que se cumplieron todos los objetivos propuestos y se respondieron todas las preguntas de investigación con éxito. Las recomendaciones principales se detallan a continuación:

1. Se recomienda al cliente implementar un sistema solar de 188.1 kWp y 4 baterías de 1 kWh que funcionen en conjunto con el generador diesel actual de 100 kW para obtener los mejores ahorros en consumo energético de los tres escenarios propuestos.
2. Realizar un estudio de campo en el supermercado con analizador de redes para determinar los datos reales del perfil de carga y los intervalos de interrupción en el suministro de energía eléctrica por parte de la ENEE. De esta manera poder realizar un análisis más preciso.
3. Realizar un estudio de viabilidad de las opciones presentadas y compararlas entre sí, de esta manera determinar si el segundo escenario es el más conveniente tanto en viabilidad como en relación Costo Beneficio.
4. Investigar más opciones de financiamiento local e internacional para poder realizar un análisis más a profundidad.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

Abdul Rahim, A. (2019). *Feasibility Study of Microgrid Application for Murdoch University*. Murdoch University.

AgroMet, M. (2019). *Proyecto Solar Fotovoltaico Aislado de la Red Eléctrica 4.76 kWp*. AgroMet.

Altamirano Ruíz, A. E. (2020). *COMPARACIÓN DE VIABILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED ELÉCTRICA VERSUS UNA EXTENSIÓN DE LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA PARA UNA RESIDENCIA DE CONSUMO ALTO EN MACUELIZO, SANTA BÁRBARA*. UNITEC.

Aponte Honores, L. M. (2020). *Diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con backup de batería de Li-Ion para mejorar el servicio eléctrico en la ciudad de San Antonio del Estrecho, Loreto, Perú*. UNIVERSIDAD NACIONAL "PEDRO RUIZ GALLO".

Arenas Alegría, L. E. (2019). *Determinación de la capacidad de un grupo electrógeno considerando la carga esencial en un hospital*. Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

Ayala, J. (2020). *Entrevista con el cliente y administradores de COQUIN* [Electrónico].

Baca Urbina, G. (2010). *Evaluación de proyectos* (6ta ed.). McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.

BAYOD RÚJULA, Á. A. (2009). *Sistemas fotovoltaicos*.

Bellini, E. (2019). *Los grandes actores dominan la solar en América Latina*. www.pv-magazine-latam.com

Chacón Serna, D. F., Moreno Amaya, C. M., & Hernández Mora, J. A. (2015). *Centrales fotovoltaicas: Contexto colombiano frente a latinoamérica continental de habla hispana*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

CREE. (2020). *HISTORIAL DE TARIFAS*. <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*. UNITEC.

Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2011). *Generación de energía eléctrica con fuentes renovables. Optimización de sistemas híbridos renovables con almacenamiento energético mediante algoritmos genéticos*. Editorial Académica Española.

Empleado EEH. (2020). *Entrevista con empleado de la EEH*. [Comunicación personal].

ENEE. (2019a). *Boletín de Datos Estadísticos Abril 2019*. ENEE.

ENEE. (2019b). *COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN HONDURAS AÑO 2018*. ENEE.

Flores Castro, W. (2016). *El sector energía de Honduras: Aspectos necesarios para su comprensión y estudio*.

Folsom Labs. (2019). *HelioScope*. <http://www.folsomlabs.com/about>

Hernández García, E. (2019). *Estudio de una instalación solar fotovoltaica para una vivienda unifamiliar aislada*. Universidad Politecnica de Valencia.

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la investigación* (6ta ed.). MCGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.

HOMER Energy LLC. (2020). *HOMER Grid 1.7.4*. <https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/latest/index.html>

IEA. (2019). *World Energy Outlook 2019*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>

INE. (2019). *QUIMISTAN, SANTA BARBARA, Información General*. INE.

Iorio, P., & Sanin, M. E. (2019). *Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe División de Energía*. BID.

IRENA. (2019). *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: Paper)*. International Renewable Energy Agency.

ITAZ ALCUACER, K. V. (2017). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO PARA BRINDAR SERVICIO AL EDIFICIO SEDE DE LA ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGIA*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

JACKSON RUÍZ, M. F. (2020). *EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN UNA SUPERFICIE PLANA PARA LAS ZONAS NORTE Y SUR DE HONDURAS*. UNITEC.

Jäger-Waldau, A. (2019). *PV Status Report 2019*. European Union.

Kaderbhai, M. (2017). *Understanding ISO 8528-1 Generator Set Ratings*. Cummins Inc.

Khatri, R. (2015). *Design and assessment of solar PV plant for girls hostel (GARGI) of MNIT University, Jaipur city: A case study*.

LADINO PERALTA, R. E. (2011). *LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO FACTOR DE DESARROLLO EN ZONAS RURALES DE COLOMBIA*. PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA.

Lillo, P. (2016). *Acceso a la energía para el Desarrollo Humano Sostenible. Análisis de proyectos con Energías Renovables y modelos de gestión comunitarios en zonas rurales*.

López Montesinos, G. (2019). *DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE ALTA TENSIÓN PARA AUTOCONSUMO INDUSTRIAL CON VERTIDO A RED*. UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.

Masson, G., & Kaizuka, I. (2019). *TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS 2019*. IEA PVPs.

Meteotest AG. (2020). *Meteonorm 7.3.4*. <https://meteonorm.com/en/meteonorm-features>

Nizamulmulk, G. (2020). *COST - BENEFIT ANALYSIS*.

OETEC-ID. (2016). *Relación entre el Índice de Desarrollo Humano y el consumo eléctrico por persona*. OETEC.

Oracle. (2020). *Oracle Crystal Ball*.

Prado Mora, C. R. (2008). *Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada*. Universidad de Costa Rica.

Proceso HN. (2020). *Precio histórico del diesel*.

Reuters. (2017). *El acceso universal a la energía. La electrificación rural aislada*. CNMC.

Reyes Duke, A. M., & Osorio Hernández, E. S. (2018). *Implementación de Sistema Híbrido Solar Fotovoltaico-Diesel en la municipalidad de Puerto Lempira*. UNITEC.

Sánchez Quiroga, D. (2012). *SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADO PARA VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA*. UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.

Schmela, M. (2019). *SolarPower Europe's Global Market Outlook 2019 – 2023*. SolarPower Europe.

Smartsolar. (2019). *Proyecto EMSULA*. http://smartsolar.hn/quienes_somos.html

Tobajas Vázquez, C. (2018). *Energía solar fotovoltaica*. Cano Pina.

TORRES RODRÍGUEZ, D. A. (2020). *EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS PARA ABASTECER EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UN SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA EN SANTA ROSA DE COPÁN*. UNITEC.

US Inflation Calculator. (2020). *Current US Inflation Rates: 2009-2020*. US Inflation Calculator. <https://www.usinflationcalculator.com/inflation/current-inflation-rates/>

IX. ANEXOS

Anexo 1. Ley marco del subsector eléctrico.

CAPITULO X

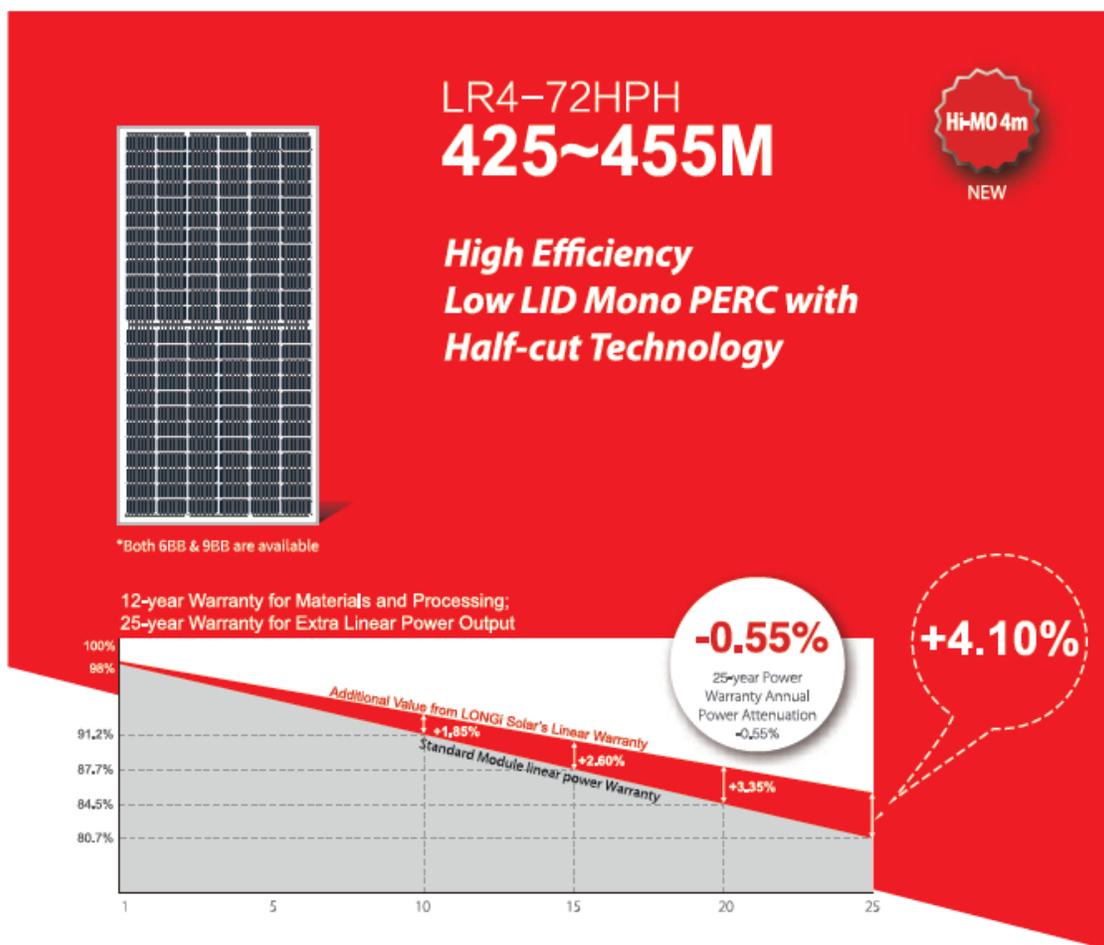
DEL REGIMEN FISCAL E IMPOSITIVO

Artículo 61.—Las empresas que se dediquen a una o más de las actividades regidas por esta Ley estarán sujetas al mismo régimen fiscal, aduanero e impositivo aplicable a cualquier otra sociedad mercantil. No se podrá dictar ninguna medida de carácter aduanero, impositivo o fiscal que discrimine en contra de las empresas del sector.

Artículo 62.—Créase un fondo social de desarrollo eléctrico que será administrado por ENEE y servirá para financiar los estudios y obras de electrificación que sean de interés social.

El fondo será capitalizado con un aporte anual del Gobierno Central, que no será menor de DIEZ MILLONES DE LEMPIRAS (Lps. 10,000,000.00) y aportes de las empresas del subsector, incluyendo ENEE, equivalentes al quince por ciento (15 %) de sus utilidades netas. Los cánones que se carguen por parte de las municipalidades a las empresas distribuidoras serán destinadas exclusivamente para proyectos de electrificación de las áreas marginales en sus respectivas áreas de influencia y se llevarán a cabo a través de ENEE. El costo de la energía producida por recursos renovables tales como la hidroeléctrica, geotérmica, biomasa, eólicas, sufrirá un recargo en su tarifa del cinco por ciento (5 %), fondos que se destinarán a la reforestación de sus áreas de influencia, proyectos a ser llevados a cabo a través de las ONGS

Anexo 2. Hoja de datos del módulo solar utilizado.



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests.
LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 20.9%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200401V11

Continuación de Anexo 2.

LR4-72HPH 425~455M

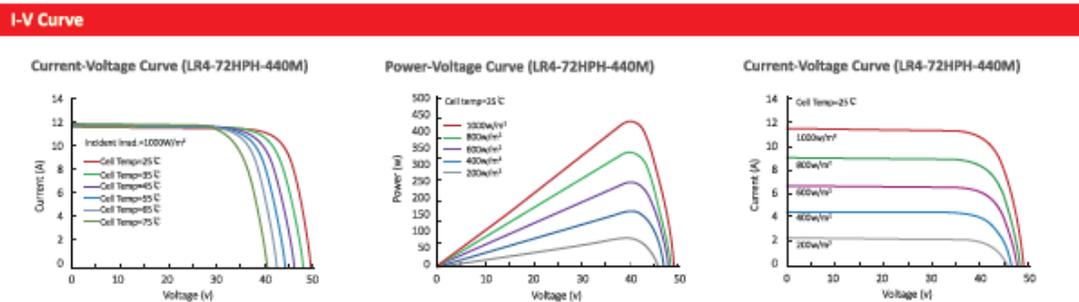
Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	<p>Cell Orientation: 144 (6x24)</p> <p>Junction Box: IP68, three diodes</p> <p>Output Cable: 4mm², 300mm in length, length can be customized</p> <p>Glass: Single glass 3.2mm coated tempered glass</p> <p>Frame: Anodized aluminum alloy frame</p> <p>Weight: 23.5kg</p> <p>Dimension: 2094x1038x35mm</p> <p>Packaging: 30pcs per pallet 150pcs per 20'GP 660pcs per 40'HQ</p>	<p>Operational Temperature: -40°C ~ +85°C</p> <p>Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W</p> <p>Voc and Isc Tolerance: ±3%</p> <p>Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)</p> <p>Maximum Series Fuse Rating: 20A</p> <p>Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C</p> <p>Safety Class: Class II</p> <p>Fire Rating: UL type 1 or 2</p>

Electrical Characteristics	Test uncertainty for Pmax: ±3%													
Model Number	LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M		LR4-72HPH-445M		LR4-72HPH-450M		LR4-72HPH-455M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.3	45.3	48.5	45.5	48.7	45.7	48.9	45.8	49.1	46.0	49.3	46.2	49.5	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	11.23	9.08	11.31	9.15	11.39	9.21	11.46	9.27	11.53	9.33	11.60	9.38	11.66	9.43
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.5	37.7	40.7	37.9	40.9	38.1	41.1	38.3	41.3	38.5	41.5	38.6	41.7	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.50	8.42	10.57	8.47	10.64	8.53	10.71	8.59	10.78	8.64	10.85	8.70	10.92	8.75
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

Temperature Ratings (STC)	Mechanical Loading		
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at any time without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200401V11

Anexo 3. Hoja de datos del inversor utilizado.



Smart String Inverter

SUN2000-33/36/40KTL-US



Smart

- 8 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart I-V Curve Diagnosis supported

Efficient

- Max. efficiency 98.9%
- CEC efficiency 98.5%
- 4 MPPT per unit, effectively reducing string mismatch

Safe

- DC AFCI compliant to UL 1699B Type I
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated inside
- Fuse free design

Reliable

- Natural cooling technology
- Protection degree of Type 4X
- Type II surge arresters for both DC and AC

Always Available for Highest Yields

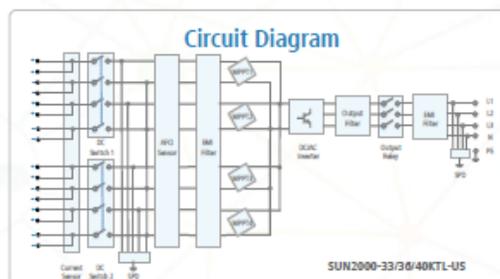
solar.huawei.com/na

Continuación del Anexo 3.

Smart String Inverter (SUN2000-33/36/40KTL-US)



Technical Specifications	SUN2000-33KTL-US	SUN2000-36KTL-US	SUN2000-40KTL-US
Efficiency			
Max. Efficiency	98.9%	98.9%	98.9%
CEC Efficiency	98.5%	98.5%	98.5%
Input			
Max. Input Voltage	1,000 V	1,000 V	1,000 V
Max. Current per MPPT	22 A	22 A	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A	30 A	30 A
Start Voltage	250 V	250 V	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V – 1,000 V	200 V – 1,000 V	200 V – 1,000 V
Number of Inputs	8	8	8
Number of MPP Trackers	4	4	4
Output			
Rated AC Active Power	33,300 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	36,600 VA	40,000 VA	44,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	36,600 W	40,000 W	44,000 W
Rated Output Voltage	480 V, 3W + PE / 3W + N + PE	480 V, 3W + PE / 3W + N + PE	480 V, 3W + PE / 3W + N + PE
Rated AC Grid Frequency	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Rated Output Current	40.1 A	43.4 A	48.2 A
Max. Output Current	44.1 A	48.2 A	53 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%	< 3%	< 3%
Protection			
DC Arc Fault Circuit Interrupter	Yes, compliant to UL 1699B Type I		
Input-side Disconnection Device	Yes		
Anti-islanding Protection	Yes		
DC Reverse-polarity Protection	Yes		
AC Overcurrent Protection	Yes		
PV-array String Fault Monitoring	Yes		
DC Surge Arrester	Type II		
AC Surge Arrester	Type II		
DC Insulation Resistance Detection	Yes		
Residual Current Monitoring Unit	Yes		
Communication			
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP		
USB	Yes		
RS-485	Yes		
Power Line Communication (PLC)	Yes		
General			
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 285 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)		
Weight (with mounting plate)	62 kg (137 lb.)		
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)		
Cooling Method	Natural Convection		
Relative Humidity	0 – 100%		
DC Connector	Amphenol Helios H4 or MC4		
AC Connector	Waterproof Cable Connector + OT Terminal		
Protection Degree	Type 4X		
Topology	Transformerless		
Standard Compliance (more available upon request)			
Certificate	UL 1741, UL 1699B, UL 1741 SA, CSA C22.2 #107.1-01, FCC Part 15		
Grid Code	IEEE 1547, IEEE 1547e		



Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com/na

Anexo 4. Reporte de HelioScope del sistema solar.

HelioScope
Annual Production Report produced by Andres Altamirano

Design 2 alt Proyecto Fase 2, 15.349361, -88.403358

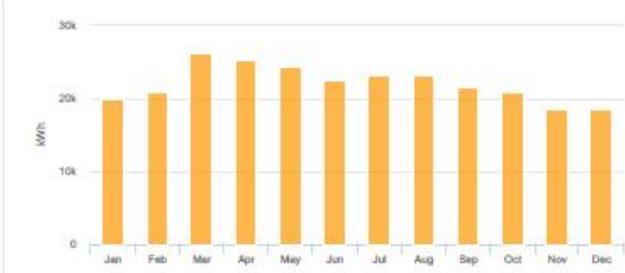
Report	
Project Name	Proyecto Fase 2
Project Description	Proyecto sobre techo supermercado Coquin
Project Address	15.349361, -88.403358
Prepared By	Andres Altamirano andrew.eduardo@unitec.edu

System Metrics	
Design	Design 2 alt
Module DC Nameplate	188.1 kW
Inverter AC Nameplate	152.0 kW Load Ratio: 1.24
Annual Production	265.0 MWh
Performance Ratio	76.1%
kWh/kWp	1,408.6
Weather Dataset	TMY, San Pedro Sula, Honduras, null (custom)
Simulator Version	a86fd0ec5-b8b6e3e46b-ed2627e2fa-f2bc0b0bf8

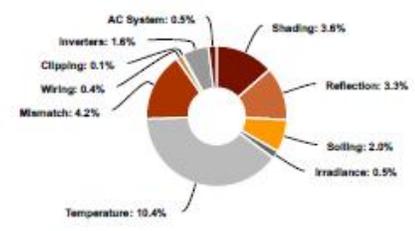
Project Location



Monthly Production



Sources of System Loss



Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,851.0	
	POA Irradiance	1,852.0	-0.1%
	Shaded Irradiance	1,785.4	-3.6%
	Irradiance after Reflection	1,726.9	-3.3%
	Irradiance after Soiling	1,692.4	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,692.4	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	318,538.2	
	Output at Irradiance Levels	317,012.7	-0.5%
	Output at Cell Temperature Derate	283,911.2	-10.4%
	Output After Mismatch	271,899.6	-4.2%
	Optimal DC Output	270,904.2	-0.4%
	Constrained DC Output	270,709.0	-0.1%
	Inverter Output	266,296.0	-1.6%
	Energy to Grid	264,964.0	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		26.0 °C
	Avg. Operating Cell Temp		43.2 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4335	
	Solved Hours	4335	

© 2020 Folsom Labs
1/3
June 01, 2020

Continuación de Anexo 4.

Condition Set												
Description	Condition Set 2											
Weather Dataset	TMY, San Pedro Sula, Honduras, null (custom)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
	East-West	-3.56	-0.075	3°C								
	Carport	-3.56	-0.075	3°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module Characterizations	Module	Uploaded By	Characterization									
	LR4-72HPH-450M (Longi Solar)	Folsom Labs	Spec Sheet Characterization, PAN									
Component Characterizations	Device	Uploaded By	Characterization									
	SUN2000-42KTL (Huawei)	Folsom Labs	Spec Sheet									
	SUN2000-30KTL-US (Huawei)	Folsom Labs	Spec Sheet									
	SUN2000-40KTL-US (Huawei)	Folsom Labs	Spec Sheet									

Components		
Component	Name	Count
Inverters	SUN2000-42KTL (Huawei)	1 (42.0 kW)
Inverters	SUN2000-30KTL-US (Huawei)	1 (30.0 kW)
Inverters	SUN2000-40KTL-US (Huawei)	2 (80.0 kW)
Strings	10 AWG (Copper)	25 (1,115.2 m)
Module	Longi Solar, LR4-72HPH-450M (450W)	418 (188.1 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	12	7-19	Along Racking
Wiring Zone 2	12	7-19	Along Racking
Wiring Zone 3	12	15-21	Along Racking
Wiring Zone 4	12	14-19	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Flush Mount	Portrait (Vertical)	15°	94°	0.0 m	1x1	82	82	36.9 kW
Field Segment 2	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	15°	274°	0.0 m	1x1	70	70	31.5 kW
Field Segment 3	Flush Mount	Portrait (Vertical)	15°	185°	0.0 m	1x1	120	120	54.0 kW
Field Segment 4	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	15°	94°	0.0 m	1x1	37	37	16.7 kW
Field Segment 5	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	94°	0.0 m	1x1	109	109	49.1 kW

Continuación de Anexo 4.



Anexo 5. Cotización de equipo de sistema solar fotovoltaico.

San Pedro Sula, Cortes
16 de marzo del 2020

Buenas tardes,

Le adjunto la cotización en el siguiente cuadro detallado.

Equipo	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (\$)	Precio Total (\$)	Total Ajustado por Importación
Bateria Trojan de Ciclo Profundo 2V, 1255Ah	C/U	24	344.00	8,256.00	\$ 12,093.95
Inversor Hibrido Mpp Solar 5kW, 48V	C/U	2	1,092.00	2,184.00	\$ 2,781.97
Panel Solar Csun 450W Mono Perc	C/U	26	114.00	2,964.00	\$ 3,775.54
Estructura Tamarack flush mounted 4 paneles	C/U	7	150.00	1,050.00	\$ 1,337.49
Cable Solar 10AWG 30pies	C/U	1	37.99	37.99	\$ 48.39
				Total	\$ 20,037.34

Saludos

Lucy Euceda

Agencia aduanera Oceano

San Pedro Sula, Honduras

Cel: (504)3174-4329



Anexo 6. Cotización de generador diesel.



DISTRIBUIDORA CUMMINS CENTROAMÉRICA HONDURAS S. DE RL.

COTIZACIÓN # MC 5219-010620

1 junio de 2020



ANDRES ALTAMIRANO
Andrew.eduardo@hotmail.com
Lugar del Proyecto: Santa Barbara
96510030

En atención a su solicitud de cotización tengo el agrado de presentarle una solución de energía de respaldo para su proyecto. De acuerdo a la información suministrada en la solicitud, nos permitimos poner a su consideración nuestra propuesta, la cual incluye las especificaciones técnicas y comerciales requeridas.

Esperamos responder a sus expectativas y poder acompañarlos en este importante proyecto. Quedamos pendientes de ustedes, para cualquier información adicional que requieran.

Capacidad: 100kW/125kVA	Modelo: C100D6	Motor: Cummins
Voltaje: 208/120Vac	Alternador: Stamford	Modelo: 6BTA5.9G6
Conexión: Trifásico	Insulacion: Clase H	CERRADO

Distribuidora Cummins Centroamérica Honduras S de R.L
Desvío Col. La Pradera, contiguo a Gasolinera Uno Laeisz
Comayaguela, FM
Honduras C.A.
Tel +50 42 275 9010
Fax +50 42 233 1130
cummins.com

Cummins Centroamérica; Unidad de Negocio de Cummins Inc.; RTN 08019011442659

Continuación de Anexo 6.



OPCION 2:

Equipo	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Generador Cummins C100D6-E 100kW/125kVA trifásico 120/208Vac Abierto	1	\$ 20,450.00	\$ 20,450.00
Transferencia automática CUMMINS 500Amp	1	\$ 3,800.00	\$ 3,800.00
TOTAL			\$ 24,250.00

*Incluye contrato de mantenimiento **ORO**, 4 visitas en 1 año (Mano de Obra).

*Valores **NO INCLUYE** 15% de ISV.

FORMA DE PAGO:

- 40% de anticipo para reserva de equipo.
- 60% previo entrega.

DISPONIBILIDAD:

- Los grupos electrógenos C100D6 y las transferencias automáticas tiene un tiempo de entrega 1 semana, hasta agotar existencias.

VALIDEZ DE LA OFERTA:

- La presente propuesta será válida por 20 días.

NOTAS IMPORTANTES:

- Los precios indicados anteriormente no incluyen el impuesto sobre ventas
- El Impuesto Sobre Ventas (I.S.V.) será pagado por el cliente de acuerdo a la legislación vigente en el momento de su causación
- Estos precios no incluyen materiales ni mano de obra para la instalación, salvo que se indique expresamente en esta oferta.
- Una vez que el equipo esté debidamente instalados la puesta en marcha del mismo para la inicialización de la garantía por parte del fabricante será efectuada por uno de nuestros técnicos. El técnico verificara el cumplimiento de las condiciones eléctricas y físicas de operación recomendadas por el fabricante del equipo.
- En caso de obras civiles o instalaciones electromecánicas no realizadas por Distribuidora Cummins Centroamerica Honduras S de RL, la garantía empezara a correr al momento de la puesta en marcha, o 30 días después de la facturación lo que suceda primero. Si por decisión del cliente, se demorara el arranque del equipo, el cliente deberá solicitar una extensión para el arranque por escrito y la cual deberá ser autorizada por Distribuidora Cummins Centroamérica Honduras S de RL.
- Ofrecemos contratos de mantenimiento preventivo para los equipos cotizados y asesoría técnica para el planeamiento de la instalación.

Anexo 7. Proyección de costos del escenario base.

Costos Anuales													
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Generador Diesel													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	-\$370	-\$388	-\$408	-\$428	-\$450	-\$472	-\$496	-\$521	-\$547	-\$574	-\$603	-\$633
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Generador Diesel	\$0	-\$426	-\$444	-\$464	-\$484	-\$506	-\$528	-\$552	-\$577	-\$603	-\$630	-\$659	-\$689
Red de ENEE													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$63,898	-\$68,500	-\$73,435	-\$78,727	-\$84,400	-\$90,483	-\$97,005	-\$103,998	-\$111,496	-\$119,535	-\$128,154	-\$137,396
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Red de ENEE Total	\$0	-\$63,898	-\$68,500	-\$73,435	-\$78,727	-\$84,400	-\$90,483	-\$97,005	-\$103,998	-\$111,496	-\$119,535	-\$128,154	-\$137,396
Costo Total Nominal	\$0	-\$64,324	-\$68,945	-\$73,899	-\$79,211	-\$84,906	-\$91,011	-\$97,557	-\$104,574	-\$112,098	-\$120,165	-\$128,813	-\$138,085
Costo Total Descontado	\$0	-\$59,821	-\$59,630	-\$59,441	-\$59,254	-\$59,068	-\$58,883	-\$58,700	-\$58,518	-\$58,337	-\$58,158	-\$57,979	-\$57,802

Continuación del Anexo 7.

Costos Anuales													
Año	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Generador Diesel													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56	-\$56
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25,285
Combustible	-\$664	-\$698	-\$732	-\$769	-\$808	-\$848	-\$890	-\$935	-\$982	-\$1,031	-\$1,082	-\$1,136	-\$1,193
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Generador Diesel	-\$720	-\$754	-\$788	-\$825	-\$864	-\$904	-\$946	-\$991	-\$1,038	-\$1,087	-\$1,138	-\$1,192	\$24,036
Red de ENEE													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$147,306	-\$157,930	-\$169,322	-\$181,536	-\$194,632	-\$208,674	-\$223,729	-\$239,872	-\$257,180	-\$275,737	-\$295,635	-\$316,969	-\$339,843
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Red de ENEE Total	-\$147,306	-\$157,930	-\$169,322	-\$181,536	-\$194,632	-\$208,674	-\$223,729	-\$239,872	-\$257,180	-\$275,737	-\$295,635	-\$316,969	-\$339,843
Costo Total Nominal	-\$148,026	-\$158,684	-\$170,110	-\$182,361	-\$195,496	-\$209,578	-\$224,676	-\$240,863	-\$258,217	-\$276,824	-\$296,773	-\$318,161	-\$315,807
Costo Total Descontado	-\$57,626	-\$57,451	-\$57,276	-\$57,103	-\$56,931	-\$56,759	-\$56,589	-\$56,419	-\$56,251	-\$56,083	-\$55,916	-\$55,749	-\$51,463

Anexo 8. Proyección de costos del escenario 1.

Costos Anuales													
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Generador Diesel													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	-\$180	-\$189	-\$198	-\$208	-\$218	-\$229	-\$241	-\$253	-\$265	-\$279	-\$292	-\$307
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Generador Diesel	\$0	-\$213	-\$222	-\$231	-\$241	-\$251	-\$262	-\$274	-\$286	-\$298	-\$312	-\$325	-\$340
Sistema Solar													
Capital	-\$232,661	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Sistema Solar	-\$232,661	-\$1,505											
Red de ENEE													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$25,590	-\$27,885	-\$30,376	-\$33,078	-\$36,008	-\$39,186	-\$42,632	-\$46,367	-\$50,414	-\$54,800	-\$59,552	-\$64,699
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Red de ENEE Total	\$0	-\$25,590	-\$27,885	-\$30,376	-\$33,078	-\$36,008	-\$39,186	-\$42,632	-\$46,367	-\$50,414	-\$54,800	-\$59,552	-\$64,699
Financiamiento													
Anualidad	\$0	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	-\$32,451	\$0
Total por financiamiento	\$0	-\$32,451	\$0										
Costo Total Nominal	-\$232,661	-\$59,758	-\$62,062	-\$64,562	-\$67,274	-\$70,215	-\$73,404	-\$76,861	-\$80,608	-\$84,668	-\$89,068	-\$93,382	-\$97,544
Costo Total Descontado	-\$232,661	-\$55,575	-\$53,678	-\$51,931	-\$50,324	-\$48,848	-\$47,492	-\$46,247	-\$45,107	-\$44,062	-\$43,107	-\$42,228	-\$41,415
Costo Descontado de Escenario Base	-\$232,661	-\$59,821	-\$59,630	-\$59,441	-\$59,254	-\$59,068	-\$58,883	-\$58,700	-\$58,518	-\$58,337	-\$58,158	-\$57,979	-\$57,802
Flujo de Caja Descontado	-\$232,661	\$4,246	\$5,953	\$7,510	\$8,929	\$10,220	\$11,392	\$12,453	\$13,411	\$14,275	\$15,050	\$30,351	\$29,947

Continuación del Anexo 8.

Costos Anuales													
Año	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Generador Diesel													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33	-\$33
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$26,354
Combustible	-\$322	-\$339	-\$355	-\$373	-\$392	-\$412	-\$432	-\$454	-\$476	-\$500	-\$525	-\$551	-\$579
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Generador Diesel	-\$355	-\$372	-\$388	-\$406	-\$425	-\$445	-\$465	-\$487	-\$509	-\$533	-\$558	-\$584	\$25,742
Sistema Solar													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,554
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	-\$33,197	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Sistema Solar	-\$34,702	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	\$1,049
Red de ENEE													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$70,273	-\$76,308	-\$82,843	-\$89,916	-\$97,570	-\$105,854	-\$114,817	-\$124,512	-\$135,000	-\$146,342	-\$158,607	-\$171,868	-\$186,204
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Red de ENEE Total	-\$70,273	-\$76,308	-\$82,843	-\$89,916	-\$97,570	-\$105,854	-\$114,817	-\$124,512	-\$135,000	-\$146,342	-\$158,607	-\$171,868	-\$186,204
Financiamiento													
Anualidad	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total por financiamiento	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo Total Nominal	-\$105,330	-\$78,185	-\$84,736	-\$91,827	-\$99,500	-\$107,803	-\$116,786	-\$126,504	-\$137,014	-\$148,380	-\$160,670	-\$173,957	-\$159,413
Costo Total Descontado	-\$41,004	-\$28,306	-\$28,531	-\$28,754	-\$28,976	-\$29,196	-\$29,415	-\$29,632	-\$29,847	-\$30,061	-\$30,272	-\$30,481	-\$25,977
Costo Descontado de Escenario Base	-\$57,626	-\$57,451	-\$57,276	-\$57,103	-\$56,931	-\$56,759	-\$56,589	-\$56,419	-\$56,251	-\$56,083	-\$55,916	-\$55,749	-\$51,463
Flujo de Caja Descontado	\$16,621	\$29,144	\$28,746	\$28,349	\$27,955	\$27,563	\$27,174	\$26,787	\$26,403	\$26,022	\$25,643	\$25,268	\$25,486

Anexo 9. Proyección de costos del escenario 2.

Costos Anuales													
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sistema de Almacenamiento													
Capital	-\$548	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$548	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$548	\$0	\$0
Total Sistema de Almacenamiento	-\$548	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$564	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$564	-\$16	-\$16
Generador Diesel													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	-\$175	-\$184	-\$193	-\$203	-\$213	-\$223	-\$235	-\$246	-\$259	-\$271	-\$285	-\$299
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Generador Diesel	\$0	-\$207	-\$216	-\$225	-\$235	-\$245	-\$255	-\$267	-\$278	-\$291	-\$303	-\$317	-\$331
Sistema Solar													
Capital	-\$232,661	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Sistema Solar	-\$232,661	-\$1,505											
Inversor Cargador													
Capital	-\$198	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Inversor Cargador	-\$198	-\$7											
Red de ENEE													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$25,412	-\$27,694	-\$30,171	-\$32,858	-\$35,772	-\$38,933	-\$42,361	-\$46,076	-\$50,103	-\$54,466	-\$59,194	-\$64,315
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Red de ENEE Total	\$0	-\$25,412	-\$27,694	-\$30,171	-\$32,858	-\$35,772	-\$38,933	-\$42,361	-\$46,076	-\$50,103	-\$54,466	-\$59,194	-\$64,315
Financiamiento													
Anualidad del préstamo [\$]	\$0	-\$32,555	-\$32,555	-\$32,555	-\$32,555	-\$32,555	-\$32,555	-\$32,555	-\$32,555	-\$32,555	-\$32,555	\$0	\$0
Total por financiamiento	\$0	-\$32,555	\$0	\$0									
Costo Total Nominal	-\$233,407	-\$59,701	-\$61,992	-\$64,478	-\$67,175	-\$70,648	-\$73,272	-\$76,710	-\$80,437	-\$84,476	-\$89,401	-\$61,039	-\$66,174
Costo Total Descuento	-\$233,407	-\$55,522	-\$53,617	-\$51,864	-\$50,250	-\$49,149	-\$47,406	-\$46,157	-\$45,011	-\$43,962	-\$43,268	-\$27,474	-\$27,700
Costo Descuento de Escenario Base	-\$233,407	-\$59,821	-\$59,630	-\$59,441	-\$59,254	-\$59,068	-\$58,883	-\$58,700	-\$58,518	-\$58,337	-\$58,158	-\$57,979	-\$57,802
Flujo de Caja Descuento	-\$233,407	\$4,299	\$6,013	\$7,578	\$9,003	\$9,919	\$11,477	\$12,543	\$13,507	\$14,375	\$14,889	\$30,505	\$30,102

Continuación del Anexo 9.

Costos Anuales													
Año	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Sistema de Almacenamiento													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	-\$548	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$548	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Sistema de Almacenamiento	-\$16	-\$16	-\$564	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$564	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16	-\$16
Generador Diesel													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32	-\$32
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$26,400
Combustible	-\$314	-\$330	-\$346	-\$364	-\$382	-\$401	-\$421	-\$442	-\$464	-\$488	-\$512	-\$537	-\$564
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Generador Diesel	-\$346	-\$362	-\$378	-\$396	-\$414	-\$433	-\$453	-\$474	-\$496	-\$520	-\$544	-\$569	\$25,804
Sistema Solar													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,554
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	-\$33,197	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Sistema Solar	-\$34,702	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	\$1,049
Inversor Cargador													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$15
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	-\$198	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Inversor Cargador	-\$205	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	-\$7	\$8
Red de ENEE													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$69,861	-\$75,867	-\$82,369	-\$89,408	-\$97,026	-\$105,270	-\$114,191	-\$123,841	-\$134,280	-\$145,570	-\$157,780	-\$170,981	-\$185,253
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Red de ENEE Total	-\$69,861	-\$75,867	-\$82,369	-\$89,408	-\$97,026	-\$105,270	-\$114,191	-\$123,841	-\$134,280	-\$145,570	-\$157,780	-\$170,981	-\$185,253
Financiamiento													
Anualidad del préstamo [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total por financiamiento	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo Total Nominal	-\$105,130	-\$77,757	-\$84,824	-\$91,332	-\$98,968	-\$107,232	-\$116,172	-\$126,392	-\$136,305	-\$147,618	-\$159,852	-\$173,078	-\$158,409
Costo Total Descontado	-\$40,927	-\$28,151	-\$28,560	-\$28,599	-\$28,821	-\$29,041	-\$29,260	-\$29,606	-\$29,693	-\$29,906	-\$30,118	-\$30,327	-\$25,814
Costo Descontado de Escenario Base	-\$57,626	-\$57,451	-\$57,276	-\$57,103	-\$56,931	-\$56,759	-\$56,589	-\$56,419	-\$56,251	-\$56,083	-\$55,916	-\$55,749	-\$51,463
Flujo de Caja Descontado	\$16,699	\$29,299	\$28,716	\$28,504	\$28,110	\$27,718	\$27,329	\$26,814	\$26,558	\$26,176	\$25,798	\$25,422	\$25,649

Anexo 10. Proyección de costos del escenario 3.

Costos Anuales													
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sistema de Almacenamiento													
Capital	-\$65,237	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$65,237	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$65,237	\$0	\$0
Total Sistema de Almacenamiento	-\$65,237	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$67,141	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$67,141	-\$1,904	-\$1,904
Sistema Solar													
Capital	-\$232,661	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Sistema Solar	-\$232,661	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505
Inversor Cargador													
Capital	-\$13,426	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Inversor Cargador	-\$13,426	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492
Red de ENEE													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	-\$14,361	-\$15,846	-\$17,467	-\$19,237	-\$21,168	-\$23,275	-\$25,572	-\$28,075	-\$30,802	-\$33,772	-\$37,005	-\$40,524
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Red de ENEE Total	\$0	-\$14,361	-\$15,846	-\$17,467	-\$19,237	-\$21,168	-\$23,275	-\$25,572	-\$28,075	-\$30,802	-\$33,772	-\$37,005	-\$40,524
Financiamiento													
Anualidad del préstamo [\$]	\$0	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	\$0	\$0
Total por financiamiento	\$0	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	-\$40,716	\$0	\$0
Costo Total Nominal	-\$291,924	-\$58,978	-\$60,463	-\$62,084	-\$63,854	-\$131,022	-\$67,892	-\$70,189	-\$72,692	-\$75,419	-\$143,626	-\$40,906	-\$44,425
Costo Total Descontado	-\$291,924	-\$54,850	-\$52,294	-\$49,938	-\$47,766	-\$91,151	-\$43,926	-\$42,233	-\$40,677	-\$39,249	-\$69,512	-\$18,412	-\$18,596
Costo Descontado de Escenario Base	-\$291,924	-\$59,821	-\$59,630	-\$59,441	-\$59,254	-\$59,068	-\$58,883	-\$58,700	-\$58,518	-\$58,337	-\$58,158	-\$57,979	-\$57,802
Flujo de Caja Descontado	-\$291,924	\$4,971	\$7,336	\$9,504	\$11,488	-\$32,083	\$14,958	\$16,467	\$17,841	\$19,088	-\$11,355	\$39,567	\$39,206

Continuación del Anexo 10.

Costos Anuales													
Año	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Sistema de Almacenamiento													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	-\$65,237	\$0	\$0	\$0	\$0	-\$65,237	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Sistema de Almacenamiento	-\$1,904	-\$1,904	-\$67,141	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$67,141	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904	-\$1,904
Sistema Solar													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,554
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	-\$33,197	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Sistema Solar	-\$34,702	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	-\$1,505	\$1,049
Inversor Cargador													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,033
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	-\$13,426	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Inversor Cargador	-\$13,918	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	-\$492	\$541
Red de ENEE													
Capital	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	-\$44,353	-\$48,517	-\$53,045	-\$57,966	-\$63,314	-\$69,125	-\$75,435	-\$82,288	-\$89,726	-\$97,800	-\$106,560	-\$116,063	-\$126,370
Recuperable	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total Red de ENEE Total	-\$44,353	-\$48,517	-\$53,045	-\$57,966	-\$63,314	-\$69,125	-\$75,435	-\$82,288	-\$89,726	-\$97,800	-\$106,560	-\$116,063	-\$126,370
Financiamiento													
Anualidad del préstamo [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total por financiamiento	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo Total Nominal	-\$94,876	-\$52,418	-\$122,182	-\$61,867	-\$67,215	-\$73,025	-\$79,336	-\$151,425	-\$93,627	-\$101,700	-\$110,461	-\$119,964	-\$126,684
Costo Total Descontado	-\$36,935	-\$18,977	-\$41,139	-\$19,372	-\$19,574	-\$19,777	-\$19,982	-\$35,470	-\$20,396	-\$20,604	-\$20,812	-\$21,020	-\$20,644
Costo Descontado de Escenario Base	-\$57,626	-\$57,451	-\$57,276	-\$57,103	-\$56,931	-\$56,759	-\$56,589	-\$56,419	-\$56,251	-\$56,083	-\$55,916	-\$55,749	-\$51,463
Flujo de Caja Descontado	\$20,691	\$38,473	\$16,138	\$37,731	\$37,357	\$36,982	\$36,607	\$20,950	\$35,855	\$35,479	\$35,103	\$34,729	\$30,819