



UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO

Campus Irapuato - Salamanca
División de Ingenierías

**“Dimensionamiento óptimo de micro-red para la
DICIS Sede Salamanca”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
Licenciada en Ingeniería Eléctrica

PRESENTA:
Melanny Julisa Ramírez Lara

DIRECTOR DE TESIS:
Dr. José Merced Lozano García

CODIRECTOR DE TESIS:
Dra. Xiomara González Ramírez

Salamanca, Guanajuato.

Noviembre de 2021

AGRADECIMIENTOS

Melanny Julisa Ramírez Lara

Primeramente, gracias a Dios por ponerme en el lugar donde ahora me encuentro, por los retos y desafíos que gracias a Él pude cumplir, por todos los obstáculos y pruebas que hubo en mi camino durante estos cinco años los cuales derribé con mi fe y mis creencias, porque gracias a mis inclemencias y oraciones pude sentir que estaba a mi lado y que este sueño podía ser posible.

Gracias a mis padres, José Antonio Ramírez Bélman y María Guadalupe Lara Almanza que son lo mejor que puede haber en mi vida, mi mayor soporte y más grande motivación. Por su apoyo incondicional para este sueño que está culminando, por nunca dejar de creer y confiar en mí hasta con los ojos cerrados, por hacer lo posible y muchas veces hasta lo imposible por que no me falte nada, por todo el esfuerzo que día a día conlleva dirigir nuestra familia, por el amor incondicional que siempre tienen para mí, por sus consejos y palabras de aliento para no darme por vencida, por ser mi motor para seguir adelante y lograr que se sientan orgullosos de ser mis padres, no existen palabras para decirles todo lo que significan en mi vida, muchas gracias por ser mi ejemplo a seguir, muchas gracias por creer en mí e impulsarme siempre a seguir persiguiendo mis sueños y cumplir metas.

Agradezco a mis hermanos Eduardo y Mailen, y a mi sobrina Sofía Antonella por la paciencia, el amor y el buen sentido del humor que muchas veces sin pedírselos me daban, porque al igual que mis padres ustedes son lo mejor que Dios me pudo haber dado, gracias por alegrarme los días y creer en todo lo que soy capaz, gracias por tener la paciencia y la tolerancia que muchas veces yo no podía tenerles, son el mejor regalo que mis padres me pudieron haber dado y espero que siempre me superen y sean los mejores en todo lo que hacen y decidan hacer.

Y a toda mi familia en general, porque estoy rodeada de gente emprendedora, luchona y capaz de muchas cosas, porque nunca esta demás un consejo de las personas que me vieron crecer en todos los sentidos, gracias a ustedes por sus palabras de aliento y por siempre contar con su apoyo.

Gracias a mis asesores, el Dr. José Merced Lozano García y a la Dra. Xiomara González Ramírez, por ayudarme a concluir de la mejor manera mi formación académica, por su apoyo, por compartir conmigo su experiencia académica y laboral, por haber dedicado parte de su tiempo en este trabajo de tesis, pero sobre todo por confiar en mi capacidad para desarrollar este trabajo, muchas gracias.

Gracias a mis maestros por compartir e impartir sus conocimientos, experiencia y alguna que otra buena anécdota, por impulsarnos con regaños si era necesario y por hacernos creer muchas veces en nosotros mismos y en lo que podíamos lograr.

Gracias a los compañeros que compartieron su tiempo conmigo en las muchas clases, por compartir también sus conocimientos y por formar parte de lo que fue mi segundo hogar estos cinco años, por todas las noches de desvelo, ahora en su gran mayoría mis colegas a quienes les deseo el mayor de los éxitos personal y profesionalmente. ¡SI SE PUDO!

Agradecida con la Universidad de Guanajuato y muy orgullosa de pertenecer a esta comunidad. Para mí ser UG es significado de trascendencia y compromiso con la sociedad, mi estado y mi nación, es tener sentido de pertenencia a esta gran familia que además de formarme académicamente, también me ayudó a crecer y mejorar de manera personal para dar siempre lo mejor de mí. Haberme formado como ingeniera en la Máxima Casa de Estudios del estado de Guanajuato, representa para mí la libertad y oportunidad de abrir nuevas puertas, panoramas e ideas en el ámbito académico y laboral demostrando con esto que todos tenemos las mismas oportunidades de aprender, crecer, desarrollar habilidades, y ejercer nuestros estudios. Una vez abeja, siempre seremos abejas.

Resumen

Actualmente, el cambio climático es el mayor problema de la naturaleza que nos involucra y afecta a todos los habitantes del planeta desde cualquier región, posición, actividad, y se manifiesta en un sinnúmero de desastres naturales vistos también desde cualquier parte de la Tierra de acuerdo a las condiciones climatológicas de cada lugar. Uno de los principales causantes de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) es el continuo crecimiento de la población mundial y con ello, la demanda de energía eléctrica para su propio consumo, dichos factores influyen de manera importante en el calentamiento global. Es por ello, que en este siglo XXI se le da una oportunidad inmensa a la generación de energía limpia aprovechando las fuentes de energía renovables e inagotables, con el propósito de utilizar en menor medida la generación convencional con recursos fósiles, manteniendo precios competitivos, calidad y eficiencia energética. Por esta razón, en el presente trabajo de tesis, se propone el diseño de una micro-red mediante el software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), para abastecer el consumo de energía de energía en la División de Ingenierías del Campus Irapuato – Salamanca. El software HOMER en su versión Pro, es una de las herramientas más empleadas para el dimensionamiento óptimo y el análisis técnico – económico de generación con fuentes de energía renovables. Además, del diseño óptimo de la micro-red para la DICIS, el presente trabajo tiene como finalidad el crear una referencia básica para consulta de estudiantes y profesores que tengan el interés aprender a utilizar esta herramienta de simulación. Para el estudio energético de la DICIS, se analizó el consumo mensual, tipo de tarifa eléctrica contratada, carga conectada, condiciones climatológicas, etc., aspectos que serán explicados dentro del cuerpo de este trabajo. Por último, en la sección de resultados, de acuerdo con el estudio energético realizado y con el dimensionamiento óptimo realizado por el software, se determinan las fuentes renovables de energía más adecuadas para la localización del sistema bajo análisis, y se establece la mejor configuración de una micro-red en DICIS.

Abstract

Currently, climate change is the biggest problem in nature that involves us and affects all the inhabitants of the planet from any region, position, activity, and manifests itself in different natural disasters also seen from any part of the Earth depending on the climate and conditions of each place. One of the main causes of the emission of Greenhouse Gases (GHG) is the continuous growth of the world population and with it, the demand for electrical energy for its own consumption, these factors have an important influence on global warming. That is why in this 21st century an immense opportunity is given to the generation of clean energy, taking advantage of renewable and inexhaustible energy sources, with the purpose of using conventional generation with fossil resources to a lesser extent, maintaining competitive prices, quality and efficiency. In this thesis work, the HOMER modeling software (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) Pro version will be used, one of the most used software for modeling and analysis of generation with renewable energy sources, creating with this work a manual of Basic use for consultation of students and teachers who are interested in knowing and learning more about this simulation tool. For the energy study of the Division de Ingenierias, Campus Irapuato – Salamanca (DICIS), the monthly consumption, type of contracted electricity tariff, connected load, weather conditions, etc., aspects that will be explained within the body of this work were analyzed. Finally, you will find the results section that according to the energy study carried out and with the optimization of HOMER Pro, the renewable energy source that will be used and the best design proposal for a micro-grid installed in DICIS will be analyzed.

Índice general

1. Introducción.	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Justificación	2
1.4. Estructura del trabajo	4
2. Fuentes de energía utilizadas en los sistemas eléctricos.	5
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia	5
2.2. Sistemas de Generación de Energía Eléctrica	6
2.2.1. Sistemas de Generación Convencional de Energía Eléctrica	6
2.2.1.1. Energía por transformación de combustibles fósiles	7
2.2.1.2. Energía por transformación de combustibles nucleares	7
2.2.1.3. Ventajas y desventajas de la Generación Convencional	8
2.2.2. Sistemas de Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables	9
2.3. Energía Solar	10
2.3.1. Energía solar térmica	10
2.3.2. Energía solar fotovoltaica	10

2.3.2.1. Componentes de un sistema fotovoltaico	11
3. Análisis de la Tarifa Eléctrica GDMTH	15
3.1. Tarifas del suministrador de energía	15
3.2. Estudio Tarifario	16
4. Software HOMER Pro	25
4.1. Introducción a HOMER Pro	25
4.2. Ubicación	26
4.3. Proceso de optimización de HOMER Pro	27
4.4. Parámetros de la micro-red	28
4.5. Diseño de la micro-red	30
4.6. Métricas económicas	35
4.7. Ejemplo de diseño de micro-red	38
5. Dimensionamiento óptimo de Micro-red	48
5.1. Caso de estudio	48
5.2. Diseño y Ubicación	48
5.3. Modelado de la micro-red en HOMER Pro	50
5.4. Resultados	60
6. Conclusiones y trabajos futuros	68
6.1. Conclusiones	68
7. BIBLIOGRAFÍA	71

Índice de figuras

Figura	Nombre	Pág.
Figura 2.1.	Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia	6
Figura 2.2.	Componentes de una instalación fotovoltaica aislada y conectada a la red	12
Figura 3.1.	Tarifa para el suministro y venta de Energía Eléctrica en México	15
Figura 3.2.	Recibo emitido por CFE para un tarifa en media tensión horaria	17
Figura 3.3.	Modelo de facturación de energía eléctrica	21
Figura 4.1.	Ventana de inicio a nuevo proyecto en HOMER Pro	25
Figura 4.2.	Ubicación del proyecto para la micro-red	26
Figura 4.3.	Diagrama del funcionamiento básico del algoritmo de optimización de HOMER	27
Figura 4.4.	Selección para el perfil de carga del nuevo proyecto	28
Figura 4.5.	Diagrama para el comportamiento de la carga eléctrica a lo largo de un año	29
Figura 4.6.	Perfil de la carga eléctrica, de acuerdo al consumo de cada mes.	29
Figura 4.7.	Componentes de la micro-red	30
Figura 4.8.	Convertidor para la propuesta de diseño en HOMER Pro	31
Figura 4.9.	Esquemático final para el diseño de la micro-red	31
Figura 4.10.	Configuración de los costos para cada tarifa de acuerdo al horario de consumo durante un año	32
Figura 4.11.	Parámetros de entrada de acuerdo al costo de la demanda contratada durante las 24 horas del día en un año	32
Figura 4.12.	Opción 'calculate' para ver los resultados obtenidos de la propuesta simulada	33
Figura 4.13.	Gráfica de resultados del flujo de efectivo nominal durante el tiempo de vida útil del proyecto	34
Figura 4.14.	Resumen de costos	35

Figura 4.15.	Tabla de resultados	36
Figura 4.16.	Cálculo de resultados de HOMER Pro	37
Figura 4.17.	Resultados de la simulación del modelo seleccionado por HOMER Pro.	37
Figura 4.18.	Distribución del consumo diario, empresa Daltile durante una semana del mes de enero 2017	38
Figura 4.19.	Histórico promedio por hora durante un año para la irradiación solar	39
Figura 4.20.	Selección para el nivel de carga en el sistema	40
Figura 4.21.	Diagrama para el perfil de carga	40
Figura 4.22.	Perfil de la carga eléctrica, de acuerdo con el consumo de cada mes	41
Figura 4.23	Configuración de los parámetros para la red	
Figura 4.24.	Coordinación de las tres tarifas de acuerdo con los tiempos de uso y costos a lo largo de un año para la empresa Daltile.	42
Figura 4.25	Parámetros de entrada de acuerdo con el costo de la demanda contratada durante las 24 horas del día en un año.	43
Figura 4.26	Recibo consultado para la estimación de costos por el suministrador de energía	43
Figura 4.27.	Componentes y fuentes renovables disponibles en la librería que ofrece HOMER Pro	44
Figura 4.28.	Configuración para el panel solar propuesto por HOMER Pro	44
Figura 4.29.	Configuración del Convertidor propuesto por HOMER Pro	45
Figura 4.30.	Esquemático final de diseño de la micro-red en HOMER Pro	46
Figura 4.31	Resultados de HOMER Pro	46
Figura 5.1.	Arquitectura de la micro-red no aislada modelada en HOMER Pro	48
Figura 5.2.	Ubicación del proyecto para la micro-red, comunidad Palo Blanco, Salamanca, Guanajuato, México	49
Figura 5.3.	Ventana para crear un Nuevo Proyecto, donde se ingresan parámetros económicos	50
Figura 5.4.	Perfil seleccionado de carga: Industrial	50

Figura 5.5.	Diagrama del comportamiento de la carga eléctrica a lo largo de un año	51
Figura 5.6.	Perfil de la carga eléctrica, de acuerdo con el consumo de cada mes	52
Figura 5.7	Recibo emitido por Comisión Federal de Electricidad según el contrato con la División de Ingenierías	
Figura 5.8.	Parámetros agregados para la conexión a la red	53
Figura 5.9.	Configuración de los costos para cada tarifa de acuerdo con el horario de consumo durante un año	55
Figura 5.10.	Parámetros de entrada de acuerdo con el costo de la demanda contratada durante las 24 horas del día en un año	57
Figura 5.11.	Componentes y fuentes renovables disponibles en la librería que ofrece HOMER Pro.	58
Figura 5.12.	Configuración para el panel solar propuesto por HOMER	58
Figura 5.13.	Configuración del Convertidor propuesto por HOMER de acuerdo con Panel Fotovoltaico (PV) seleccionado	59
Figura 5.14.	Configuración para el Generador propuesto por HOMER Pro	60
Figura 5.15.	Configuración para el banco de baterías implementado a la micro-red	60
Figura 5.16.	Esquemático del diseño de la micro-red en HOMER Pro	61
Figura 5.17.	Gráfica de resultados del flujo de efectivo nominal durante el tiempo de vida útil del proyecto	61
Figura 5.18.	Comparación de costos entre caso base y caso ganador	63
Figura 5.19.	Tabla de resultados	65
Figura 5.20.	Cálculo de resultados de Homer	66
Figura 5.21.	Resultados de la simulación del modelo seleccionado por Homer	66

Índice de tablas

Tabla	Nombre	Pág.
Tabla 2.1.	Vida útil de la batería en función de la profundidad de descarga	14
Tabla 3.1.	Niveles de Tensión Eléctrica	15
Tabla 3.2.	Costos unitarios para la tarifa GDMTH	16
Tabla 3.3.	Horarios establecidos para las Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur	18
Tabla 3.4.	Factor de Carga	19
Tabla 3.5.	Costo de la demanda (\$/kWh-mes)	21
Tabla 3.6.	Costos de la Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista mostrados en el recibo facturado	21
Tabla 3.7.	Desglose del importe a pagar	22
Tabla 3.8.	Resumen del consumo del periodo facturado para este caso de estudio	22
Tabla 3.9.	Cálculos realizados para el desglose de costos de la Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista en el periodo facturado	22
Tabla 3.10.	Cálculos para el desglose del importe a pagar	23
Tabla 4.1.	Parámetros económicos para la optimización del sistema	40
Tabla 4.2.	Datos para la simulación	40
Tabla 4.3.	Límites y tamaños de paso para las entradas de decisión	40
Tabla 4.4.	Cálculo de la cantidad de equipos a ubicar	41
Tabla 4.5.	Concentración de resultados del caso de estudio para un sistema no aislado	48
Tabla 4.6.	Concentración de resultados para el caso de estudio presentado	48
Tabla 5.1.	Historial de consumo	54
Tabla 5.2.	Costos para la tarifa GDMTH	54
Tabla 5.3.	Costo final para la Tarifa base, Tarifa Intermedia y Tarifa Punta	55
Tabla 5.4.	Horarios establecidos para las Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur	56

Capítulo 1

Introducción

1.1. ANTECEDENTES

El cambio climático es un problema de dimensiones considerables, debido a que la población mundial continúa creciendo y con ello la demanda de energía; aspecto que se ha convertido en el principal causante de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que favorecen el calentamiento global. A nivel mundial se ha registrado al 2017, un total de 32,840 millones de toneladas equivalentes de petróleo, lo que representa un aumento de casi un 212% en comparación con 1973 [1]. Por otro lado, México emitió 683 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente de GEI en el 2015 [2].

En el siglo XX se trabajó con energías contaminantes tales como el petróleo, el gas o el carbón. En el siglo XXI se abren las puertas a las energías renovables, que además de limpias son inagotables, y se perfilan como la gran solución para un mundo donde el consumo de energía es indispensable. En general, los objetivos primordiales de las naciones en cuanto a recursos energéticos radican en abastecer de energía a todas sus comunidades con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, por lo que se hace necesario promover el uso eficiente de la energía, así como el desarrollo y aprovechamiento eficiente de fuentes de energías renovables. En particular, México estableció el compromiso ante la Convención Marco de las Naciones Unidas de reducir en un 25% sus emisiones de GEI para el 2030 [3]. Esta meta aspiracional implica retos que no son fáciles de alcanzar, pero sin duda constituye una excelente oportunidad para que desde todos los ámbitos de actuación se desarrollen iniciativas de carácter innovador, incluyentes, replicables y sobre todo sustentables que contribuyan a la protección y preservación del planeta. Uno de esos ámbitos es el energético, en el que ya se vienen desarrollando importantes programas y reformas en el país; de los cuales se abarcan no solo el uso de tecnologías renovables sino también la implementación de programas y medidas de eficiencia energética.

Uno de los desarrollos energéticos en auge por su innovación, que permiten la generación de energía limpia con fuentes inagotables, son las micro-redes, las cuales son pequeñas redes, o circuitos capaces de generar energía, y que, además, también pueden funcionar de manera autónoma. Hoy en día, las micro-redes están llamadas a jugar un papel importantísimo en un futuro cercano. No solo sirven para optimizar esa generación de energía o llevarla a lugares de difícil acceso, sino que también son una pieza importante para un futuro más sostenible. Las micro-redes, pueden operar a la red eléctrica, es decir, interconectadas a la red, pero también pueden funcionar por sí solas, aisladas de la red general. Por lo tanto, si hay un corte en el servicio o una avería de cualquier tipo, la micro-red puede seguir generando electricidad.

Las micro-redes se conectan a la red general a través de un punto que mantiene el voltaje al mismo nivel, pero si detecta problemas, se puede desconectar y no verse afectada. Todo de las fuentes de energía que van a suministrar a las micro-redes. Estas pueden recibir energía de paneles solares, baterías o generadores distribuidos [4].

Durante la última década se han realizado numerosos estudios, que modelan la operación de diferentes sistemas energéticos renovables, siendo el software HOMER (Hybrid Optimization Model

for Electric Renewables) uno de los más empleados. Entre dichos estudios se encuentran el estudio de factibilidad de un sistema híbrido eólico donde se puede evaluar la influencia de la velocidad del viento, del costo fotovoltaico y del precio del diésel en soluciones óptimas [5]. El simulador HOMER también se ha usado para realizar el análisis económico de un sistema híbrido eólico-diésel autónomo y se ha comparado con la opción de utilizar sólo la red eléctrica convencional [6]. En otro estudio, se han evaluado las condiciones bajo las cuales los sistemas fotovoltaicos distribuidos con sistema de almacenamiento competirían con la red eléctrica convencional [7], o qué tanto se podría sustituir con ellos el suministro de electricidad proveniente de la red [8]. Actualmente los softwares para simular la integración de fuentes renovables de energía dentro de Sistemas Eléctricos de Potencia, ofrecen diversas herramientas para diseñar, simular y analizar el comportamiento completo del sistema resultante; no obstante, el software es una herramienta muy completa para estudios relacionados con el dimensionamiento óptimo de micro-redes basadas en energía renovables. Por esta razón en el presente trabajo se ha optado por la utilización del software HOMER en su versión Pro para el análisis y diseño de una micro-red para la División de Ingenierías del Campus Irapuato-Salamanca (DICIS).

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar y proponer una configuración óptima de micro-red para la División de Ingenierías del Campus Irapuato – Salamanca (DICIS) de la Universidad de Guanajuato, desarrolladas mediante el Software HOMER, con la finalidad de obtener el mayor beneficio económico durante la vida útil de la micro-red.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar el análisis de la tarifa eléctrica GDMTH de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).
2. Revisión de los históricos de consumo y demanda de la DICIS.
3. Modelar y simular la operación del Sistema Eléctrico de la División de Ingenierías del Campus Irapuato – Salamanca en el software de modelación HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), incluyendo una micro-red conformada por fuentes renovables de energía, a fin de determinar la configuración óptima desde el punto de vista económico.
4. Desarrollar, analizar y proponer diversas configuraciones de micro-red dimensionadas de manera óptima para el sistema de suministro eléctrico de la DICIS.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Actualmente, los edificios de la División de Ingenierías, Sede Salamanca, cuentan con 15 años desde su inauguración, por lo que resulta necesario realizar un estudio enfocado al impacto que tendría complementar el sistema de suministro de energía eléctrica a partir de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Lo anterior, como propuesta de actualización y modernización del sistema eléctrico que se encuentra instalado. Un estudio de este tipo implicaría determinar la influencia de variables como costos capitales, reemplazamiento de los módulos fotovoltaicos, precio de la electricidad comprada a CFE (Comisión Federal de Electricidad), tasa de interés anual, carga promedio de consumo y radiación solar promedio diaria. El llegar a implementar un proyecto de esta magnitud, coadyuva con el cumplimiento de las metas nacionales en materia energética, además de que, contribuiría con la

reducción de emisiones contaminantes a nivel local. En lo que respecta a la comunidad estudiantil de la División de Ingeniería, en el año 2010, se tenía un total de 1,909 alumnos de licenciatura y 135 alumnos en posgrado, al año 2014 la oferta educativa ofrecía 8 licenciaturas en Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Mecánica, Ingeniería en Comunicaciones y Electrónica, Ingeniería en Sistemas Computacionales, Ingeniería en Mecatrónica, Enseñanza del inglés, Artes digitales y Gestión empresarial; y 6 programas a nivel de posgrado los cuales son Doctorado en Ingeniería Mecánica, Doctorado en Ingeniería Eléctrica, Maestría en Ingeniería Eléctrica (Instrumentación y Sistemas Digitales), Maestría en Ingeniería Electrónica Aplicada, Maestría en Ingeniería Mecánica, y Maestría en Administración de Tecnología de Información, con un total de 118 profesores de tiempo completo. En el año 2015, ya se tenía un total de 2,700 estudiantes de licenciatura y 115 de posgrado, para el año 2017 se esperaba un incremento de matrícula del 10% a nivel licenciatura y hasta un 40% en posgrado [9]. Cabe destacar que el objetivo de esta investigación y trabajo de tesis es proponer un sistema de suministro de energía eléctrica que beneficiaría a un aproximado de 3 mil 300 integrantes de la comunidad de alumnos, así como profesores y trabajadores de la División de Ingenierías de la Sede Salamanca, pues se esperaba que fuera óptimo, eficiente, y seguro para la comunidad universitaria, desde el punto de vista económico, ambiental y operativo.

Por tanto, conociendo las bondades que tiene el software HOMER se buscará representar las características del consumo del Sistema Eléctrico de la DICIS, además de condiciones tarifarias que se tienen contratadas, con el objetivo de analizar la configuración óptima para la red de suministro eléctrico de acuerdo con las herramientas que ofrece el software HOMER. Las actividades principales que se realizan en la División de Ingenierías, son actividades académicas, de investigación y administrativas, las cuales para su desarrollo cuentan con los siguientes espacios físicos: Un edificio central que en su parte exterior tiene salones de clase y dos auditorios, en su parte interior funcionan las oficinas administrativas, los cubículos de profesores y pequeñas salas de juntas. Se cuenta además con una biblioteca de dos niveles, que incluye las oficinas de rectoría, una sala de capacitación, salas de estudio para grupos pequeños y medianos, y dos salas de estudio generales. Las instalaciones, además, incluyen dos alas de laboratorios pequeños y pesados, que comprenden centros de cómputo para licenciatura y posgrado, laboratorios de física, química, materiales, vibraciones mecánicas, procesamiento de señales, ingeniería electrónica, ingeniería eléctrica, manufactura, termofluidos y un taller mecánico. Las instalaciones también incluyen una cafetería, canchas para basquetbol y fútbol, y un área de activación física.

En relación con el tema energético y su constante uso y/o necesidad, el sistema eléctrico de toda esta infraestructura tiene un uso aproximado de 12 horas diarias, incluyendo equipos e instrumentos de los edificios y laboratorios. Por esta razón, y al ser una verdadera necesidad para el desarrollo de actividades académicas, de investigación y administrativas, tanto para alumnos y docentes, como para personal administrativo, se considera muy importante hacer un estudio de gestión energética para esta División. Para tal propósito, dentro del problema de dimensionamiento óptimo de la micro-red se deberán tomar en cuenta los siguientes aspectos: predicción de las condiciones climatológicas en la zona de instalación, condiciones de operación, topología de la red convencional, tipo de tarifa eléctrica contratada, datos de consumos, entre otros. Finalmente, mediante la simulación del sistema eléctrico, en términos de su consumo energético a lo largo del día, y de las condiciones meteorológicas locales, se obtendrán diferentes topologías para la micro-red, capaces de abastecer en su totalidad la demanda energética. A partir de estas configuraciones se analizará la más conveniente desde el punto de vista económico, ambiental y operativo.

1.4. ESTRUCTURA DEL TRABAJO

El presente trabajo de tesis se encuentra estructurado en seis capítulos, a continuación, se presenta una breve explicación de cada uno de ellos.

- ◆ Capítulo 1. En este primer capítulo se explican los objetivos y alcances de este trabajo de tesis, así como los antecedentes y justificación que permiten argumentar la realización del mismo.
- ◆ Capítulo 2. En el segundo capítulo se presentan de manera breve algunos conceptos básicos asociados a los Sistemas Eléctricos de Potencia y de las fuentes de energías renovables, haciendo énfasis en las ventajas y desventajas de estas versus fuentes de energía convencionales. Asimismo, se describen las características y parámetros necesarios a considerar para la utilización de las fuentes de energías renovables, en particular de la energía solar fotovoltaica.
- ◆ Capítulo 3. El tercer capítulo presenta el análisis de la tarifa eléctrica GDMTH de la CFE, dado que es la tarifa contratada para la DICIS.
- ◆ Capítulo 4. El cuarto capítulo de este trabajo de tesis, a manera de manual se explica el manejo de algunas herramientas con las que cuenta el software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) en su versión Pro. Además, se presenta un ejemplo de diseño de micro-red para ilustrar el proceso de operación del software.
- ◆ Capítulo 5. En el quinto capítulo se formula el dimensionamiento óptimo con el modelado del sistema eléctrico de la División de Ingenierías del Campus Irapuato – Salamanca en el software HOMER Pro, definiendo los criterios y parámetros considerados para este modelado. Finalmente, se incluyen resultados con las configuraciones de la micro-red determinadas por el software y se presenta la discusión de los resultados obtenidos.
- ◆ Capítulo 6. Finalmente, en el capítulo número seis, se establecen las conclusiones generales del trabajo y se proponen algunos puntos base para trabajos futuros, derivados de este trabajo realizado, con el propósito de seguir explotando el software HOMER, y continuar con el desarrollo de temas de dimensionamiento óptimo de micro-redes utilizando fuentes de energías renovables.

Capítulo 2

Fuentes de energía utilizadas en los sistemas eléctricos

En este capítulo se presenta una breve explicación de los principales conceptos básicos asociados a los Sistemas Eléctricos de Potencia, así como de las fuentes de energías renovables, haciendo énfasis en las ventajas y desventajas que representan estas tecnologías versus las fuentes de energía convencionales. De igual forma, se mencionan las características y parámetros necesarios para la utilización y aprovechamiento de las fuentes de energías renovables, particularmente de la energía solar fotovoltaica.

2.1. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son claves para el bienestar y el progreso de la sociedad moderna. Estos sistemas proporcionan el suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada para operar los sistemas industriales, residenciales, comerciales, entre otros, además de suministrar energía a los sistemas de telecomunicaciones y cómputo. El punto de inicio de los sistemas eléctricos son las plantas generadoras que generalmente convierten la energía mecánica a energía eléctrica; esta energía es entonces transmitida a través de grandes distancias hacia los centros de consumo mediante sistemas de transmisión, para finalmente ser entregada a los usuarios a través de las redes de distribución [11].

El suministro de energía eléctrica en forma confiable y de calidad es fundamental, ya que con cualquier interrupción en el servicio o la entrega de energía de mala calidad se podrían causar inconvenientes mayores a los usuarios, provocando situaciones de riesgo y, a nivel industrial, ocasionarían severos problemas técnicos y de producción. Invariablemente, en tales circunstancias, la pérdida del suministro repercute en grandes cantidades de pérdidas económicas. Estos aspectos dejan en claro la importancia de los procesos de diseño, operación y control de los sistemas de suministro eléctrico, los cuales deben llevarse a cabo en forma precisa, segura, confiable y continua. Para lograr este objetivo, se necesita un personal altamente capacitado en el modelado matemático y simulación en computadora, tanto de dispositivos eléctricos como de grandes redes eléctricas. En la Figura 2.1 se muestra un esquema general de la estructura de un SEP.

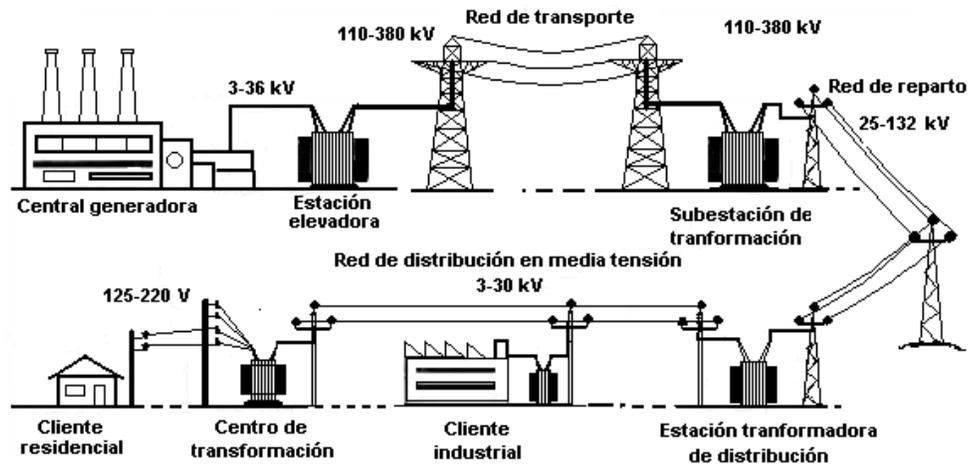


Figura 2.1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia [11].

2.2. SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Existe una gran variedad de sistemas de generación de energía eléctrica, éstos son empleados en función de sus costos y eficiencia operativa, ubicación geográfica, entre otros factores. Entre los sistemas de generación más destacados se tienen los siguientes [12]: sistemas hidráulicos, eólicos, oceánicos, solares, de biomasa, geotérmicos, basados en petróleo y carbón, de ciclo combinado y nucleares. La primera fuente de energía utilizada por el hombre fue la solar, luego se reporta el uso de la energía hidráulica, y posteriormente la energía eólica. Éste último tipo de energía, aparentemente, tiene su origen en el siglo VII, a través de los molinos de viento, y no fue sino hasta el año 1973 cuando se impulsó el desarrollo de los sistemas eólicos a causa de la fuerte crisis petrolera acontecida en ese entonces. A medida que se han generado desarrollos industriales, han aparecido algunas otras fuentes de generación de energía como el carbón mineral, conocido hace 300 años, el cual fue una de las fuentes supremas de energía y riqueza del mundo, factor muy importante en la revolución industrial [12].

El petróleo a finales del siglo XIX, y con gran auge en el siglo XX impulsó al mundo a un desarrollo acelerado y sin precedentes en la historia. Finalmente, entre otras fuentes de energía, utilizadas en la actualidad, la energía nuclear apareció tres meses después del final de la Segunda Guerra Mundial [12].

2.2.1. SISTEMAS DE GENERACIÓN CONVENCIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía convencional es aquella energía eléctrica generada a partir de fuentes no renovables; es decir, que no pueden producirse o extraerse infinitamente de la naturaleza. Además, las energías convencionales se pueden comercializar como fuentes de suministro de energía eléctrica para suplir grandes demandas de potencia a nivel mundial. Es sabido que, el uso de los recursos convencionales es limitado, y que su indiscriminada ha inducido progresivamente la escasez de las materias primas asociadas. La energía convencional puede ser suministrada mediante dos tipos de combustibles: fósiles y nucleares.

Los combustibles fósiles son sustancias de alto contenido energético presentes en la naturaleza de forma finita, como el carbón, el gas natural, el petróleo y sus derivados (diésel y gasolina, por ejemplo).

Los combustibles nucleares son materiales empleados para la generación de energía nuclear, como combustibles para reactores nucleares de investigación u otros similares a base de óxidos.

Las características más destacables de un sistema de generación convencional se explican a continuación:

- La energía convencional es producida mediante la conversión de recursos no renovables en energía eléctrica, a través de la implementación de mecanismos térmicos, químicos o de ciclo combinado, incluyendo la conversión de la energía mecánica a energía eléctrica.
- Los recursos empleados en la generación convencional tienen presencia limitada en la naturaleza. Esto hace que los niveles de explotación a nivel mundial sean cada vez más elevados.
- En su mayoría, las fuentes de energía convencional suelen ser altamente contaminantes, ya que el proceso de conversión implica la emisión de gases que afectan directamente a la pureza del ambiente, esto incide en el aumento del calentamiento global, debido a la afectación de la capa de ozono y el incremento del efecto invernadero.

A lo largo de la historia, el principio básico de generación de energía convencional se ha mantenido relativamente constante en el tiempo, salvo implementaciones tecnológicas en la automatización de los tableros, mecanismos de on/off y las protecciones eléctricas; no obstante, el principio de funcionamiento de las plantas generadoras es, en esencia, el mismo de hace 50 años atrás [13]. Las máquinas térmicas también han mejorado considerablemente su eficiencia a lo largo de los años, lo cual ha permitido maximizar el rendimiento obtenido de los procesos de generación eléctrica por quema de combustible.

2.2.1.1. Energía por transformación de combustibles fósiles

Los combustibles fósiles se encuentran en la naturaleza debido a la acción de variaciones de presión y temperatura, sobre la biomasa desde hace millones de años. Diversos procesos de transformación dieron pie a la formación de estos recursos no renovables de importantes propiedades energéticas. Los combustibles fósiles más reconocidos a nivel mundial son el gas natural, el carbón y el petróleo. Según sea el caso, cada combustible es utilizado en la generación de energía mediante un proceso distinto.

El carbón es la materia prima por excelencia de las plantas de generación termoeléctrica, el combustible (carbón, petróleo o gas natural) se quema, y el proceso de combustión transforma el agua en vapor con altos niveles de temperatura y presión. El vapor de agua producido, si es conducido a una presión apropiada, induce movimiento sobre una turbina conectada, a su vez a un generador eléctrico.

2.2.1.2. Energía por transformación de combustibles nucleares

Los combustibles nucleares son aquellos materiales que pueden ser empleados para generación de energía nuclear, bien sea en estado puro (fisión) o al mezclarse con otro componente (fusión). Este tipo de generación tiene lugar debido a las reacciones que ocurren en el núcleo atómico de los combustibles nucleares. Los combustibles nucleares más empleados en la actualidad son el Plutonio y el Uranio [13].

Durante este proceso buena parte de la masa de las partículas se transforma en energía. La liberación de energía durante las conversiones nucleares es aproximadamente un millón de veces superior a la que se produce en las reacciones químicas convencionales. En este tipo de generación de energía convencional se distinguen dos tipos de reacciones:

- **Fisión nuclear:** consiste en la división del núcleo atómico pesado. La ruptura del núcleo trae consigo la emisión de una potente radiación, junto con la liberación de una importante cantidad de energía. Finalmente, esta energía se transforma en calor, el principio de acción de la mayoría de los reactores nucleares a nivel mundial.
- **Fusión nuclear:** se trata del proceso contrario a la fisión; es decir, es la fusión de dos núcleos atómicos livianos, que juntos conforman un núcleo atómico más pesado y estable. Análogamente, este proceso implica una liberación de energía considerablemente elevada en comparación con procesos de generación eléctrica conservadores.

2.2.1.3. Ventajas y Desventajas de la Generación Convencional

Las ventajas más representativas de las energías convencionales son las siguientes [13]:

- La extracción de combustibles fósiles suele ser relativamente sencilla, igual que el almacenaje y el transporte de estos materiales.
- Debido a la masificación de este tipo de métodos, los costos asociados (extracción, infraestructura, transporte) son considerablemente más bajos en comparación con la estructura de costos de las energías alternativas.
- La energía convencional se emplea de forma extensiva a lo largo y ancho del planeta, lo que la ha consolidado como un proceso común, y validado de generación de energía eléctrica a nivel mundial.

Las desventajas más importantes en la implementación de este tipo de energías se detallan a continuación [13]:

- Las fuentes de extracción de los recursos no renovables son cada vez más limitadas. Deben tomarse medidas para cuando se acentúe la escasez de estos insumos.
- Las plantas de generación termoeléctrica producen emisiones de gases contaminantes durante el proceso de combustión, por ejemplo: gas metano y dióxido de carbono.
- En el caso de las plantas de generación nuclear, este tipo de procesos pueden producir residuos radioactivos de alto impacto para la humanidad, si el proceso no es debidamente monitoreado y controlado.

2.2.2. SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES RENOVABLES

Las energías renovables o también llamadas energías limpias son aquellas procedentes de procesos limpios y fuentes inagotables, porque son capaces de regenerarse de manera natural. Cada vez está más cerca el punto de no retorno del cambio climático en nuestro planeta, por tal motivo, considerar la generación mediante energías limpias debe ser motivo de estudio e interés para cualquier usuario, desde niveles industriales hasta nivel residencial. Es importante conocer y saber que, reducir el

impacto ambiental en nuestro planeta está en nuestras manos, así como reducir las emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero. Una forma para tal objetivo es consumir electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables. Pero, ¿Qué tipos de energías limpias existen para la generación de electricidad? A continuación, se presenta una breve descripción de algunas de ellas [14].

- *Energía eólica*: la energía eólica utiliza la fuerza y velocidad del viento o la energía cinética del mismo mediante la implementación de turbinas eólicas llamadas aerogeneradores, los cuales pueden ser de eje vertical o eje horizontal, dependiendo de la ubicación de su rotor.
- *Energía hidráulica*: es aquella energía que aprovecha la fuerza del agua en movimiento para producir y/o almacenar la electricidad, para conseguirlo utiliza el agua de ríos o arroyos que descienden de las montañas.
- *Biomasa*: también se tiene la biomasa como fuentes de energía, esta tecnología utiliza la materia orgánica como fuente de energía. La materia orgánica puede ser natural residual o procedente de cultivos energéticos. Gracias a la combustión de la biomasa se genera calor con el que se calienta agua, y esta a su vez, se convierte en vapor que genera la electricidad a partir de la operación de turboalternadores.
- *Energía geotérmica*: esta fuente se obtiene al aprovechar el calor interno de la tierra que transmiten las capas internas. Se perfora el terreno y se instalan tuberías por las que se hace pasar agua que, una vez que se calienta, se transforma en vapor de agua; este vapor pasa a través de un sistema de turbinas que genera electricidad.
- *Energía mareomotriz*: esta energía aprovecha el ascenso y descenso del agua del mar que se produce por la acción gravitatoria del sol y de la luna, es decir, se utiliza la energía de las mareas que se producen en los océanos.
- *Energía undimotriz*: la energía undimotriz es aquella que se obtiene gracias a las olas del mar, según la tecnología que se utilice esta energía puede ser obtenida en la superficie o en el fondo del mar, gracias a la fuerza del agua.
- *Energía solar*: proveniente del aprovechamiento de la luz solar. Existe la energía solar térmica que es la que concentra con espejos la radiación solar para calentar fluido con el que se pueda producir vapor y con este a su vez, electricidad. También se tiene la energía solar fotovoltaica, esta energía convierte directamente la radiación solar en electricidad gracias a paneles solares integrados por células fotovoltaicas, posiblemente la fuente de energía renovable mayormente conocida. El desarrollo tecnológico alcanzado en los sistemas fotovoltaicos, además de su facilidad de implementación, los convierten en una opción atractiva a considerar para el presente proyecto, considerando también el gran potencial energético solar que se tiene en la región. Por tal motivo, se hará mayor énfasis en este tipo de energía en el presente trabajo de tesis.

2.3. ENERGÍA SOLAR

El Sol es una esfera gaseosa formada, fundamentalmente, por helio, hidrógeno y carbono. Su masa es 330,000 veces la masa de la Tierra y se estima que su edad es de unos 6,000 millones de años [14].

El Sol se comporta como un reactor nuclear que transforma la energía nuclear en energía de radiación, sin embargo, no toda la energía que se produce en el Sol llega a la superficie terrestre. Al atravesar la atmósfera, la radiación pierde intensidad a causa de la absorción, la difusión y la reflexión por acción de gases, vapor de agua y partículas en suspensión de la atmósfera [13]. Así, la radiación que la Tierra recibe del Sol se puede dividir en:

- *Radiación directa*: es aquella que logra atravesar la atmósfera sin ningún cambio de dirección.
- *Radiación dispersa o difusa*: es aquella que se mantiene luego de sufrir los fenómenos de difusión y reflexión.
- *Albedo*: es la radiación que se genera en horas pico solares del día.

Se podría decir que a la Tierra llega una gran cantidad de energía solar en forma de radiaciones, por esta razón la energía solar es un recurso energético importante para tener en cuenta. Asimismo, es una constante con la que se cuenta que posea una disponibilidad diaria del mismo y cuya geografía no presente barreras para la instalación y adecuación de los paneles solares.

2.3.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

El aprovechamiento de la energía solar térmica consiste en utilizar la radiación del Sol para calentar un fluido que, en función de su temperatura, se utilizará para producir agua caliente, vapor o energía eléctrica. Los sistemas para aprovechar la energía solar por la vía térmica se pueden dividir en tres grupos:

- *Sistemas a baja temperatura*: el calentamiento del agua se produce por debajo de su punto de ebullición, es decir, 100 °C. La mayor parte de los equipos basados en esta tecnología se aplican en la producción de agua caliente sanitaria y en climatización.
- *Sistema a media temperatura*: se utilizan en aplicaciones que necesitan temperaturas entre 100 °C y 300 °C para calefacción, proporcionando calor en procesos industriales, suministro de vapor, etc.
- *Sistemas a alta temperatura*: se utilizan en aplicaciones que necesitan temperaturas superiores a 250 °C o 300 °C, por ejemplo, para producir vapor o para la generación de energía eléctrica en centrales termosolares.

2.3.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Consiste en la conversión de la energía lumínica en energía eléctrica. Esta transformación se lleva a cabo mediante las células fotovoltaicas que permiten llevar a cabo el proceso de conversión. Con este tipo de tecnologías se utiliza sólo la parte positiva de la luz (fotones), que al entrar en contacto con la banda de electrones del material semiconductor del que está hecho el panel, inducen movimiento, lo que genera corriente eléctrica [15]. La electricidad que se produce se puede utilizarse de manera directa, almacenarse en acumuladores (baterías) para un uso posterior, e incluso se puede introducir a la red de distribución eléctrica.

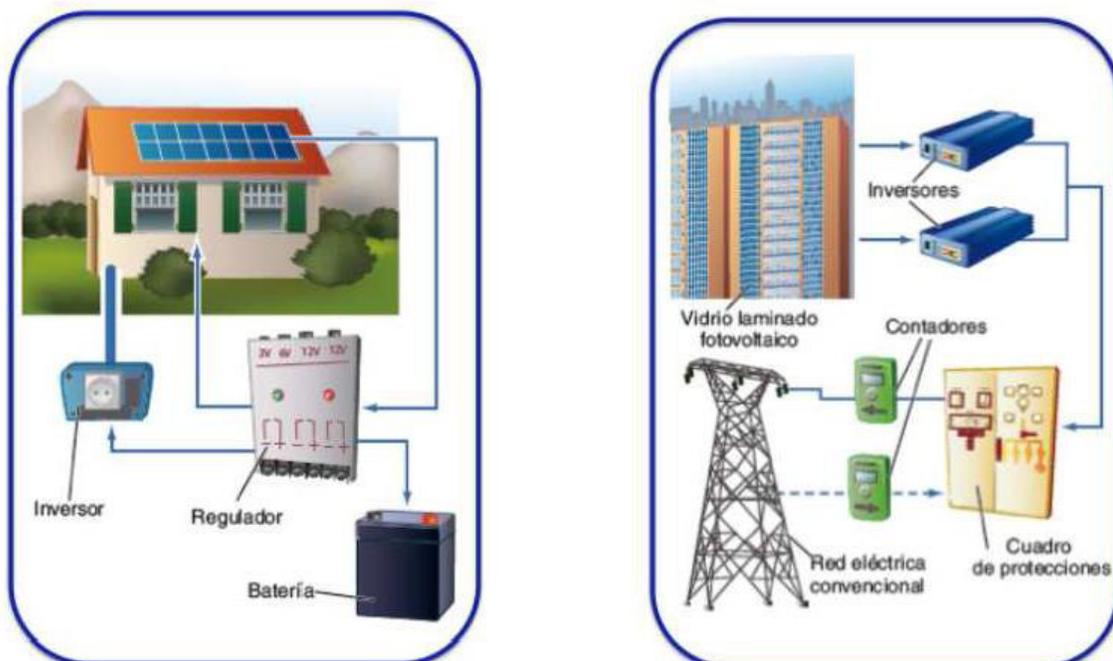
La energía fotovoltaica no emite ningún tipo de contaminación durante su funcionamiento, contribuyendo a evitar la emisión de gases de efecto invernadero [16]. Su principal desventaja consiste en que su producción depende de la radiación solar, por lo que si la célula fotovoltaica no se encuentra alineada

perpendicularmente al Sol se pierde entre un 10-25% de la energía incidente. Debido a ello, en las plantas de conexión a la red se ha popularizado el uso de seguidores solares para maximizar la producción de energía [17]. La producción se ve afectada asimismo por las condiciones meteorológicas adversas, como la falta de Sol, nubes o la suciedad que se deposita sobre los paneles [18]. Esto implica que para garantizar el suministro eléctrico es necesario complementar esta tecnología con otras fuentes de energía gestionables como las centrales basadas en la quema de combustibles fósiles, en energía hidroeléctrica o en energía nuclear, entre otras.

2.3.2.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico

Las instalaciones fotovoltaicas pueden operar aisladas o conectadas a la red, como se muestra en la Figura 2.2. En el primer caso, son instaladas para proporcionar electricidad directamente a los usuarios. Generalmente, este tipo de sistemas los utilizan usuarios con consumos de energía y demanda de carga muy bajos. La energía es acumulada en una serie de baterías dimensionadas de forma que garanticen una suficiente autonomía para los periodos en los que el sistema fotovoltaico no produzcan electricidad. En este tipo de sistemas es necesario instalar un regulador de carga como se observa en la Figura 2.2.a.

Para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red (mayor generación), es necesaria la implementación de medidores bidireccionales, en los que se registre tanto el consumo como la inyección de energía eléctrica que se hace a la red. Al igual que en los sistemas aislados, en este tipo de instalaciones es necesario el uso de inversores que convierten la corriente continua que se genera en los paneles a corriente alterna, para poder inyectarla a la red eléctrica. A continuación, se describen brevemente los elementos principales que conforman el sistema fotovoltaico.



(a) Instalación fotovoltaica aislada

(b) Instalación fotovoltaica conectada a la red

Figura 2.2. Componentes de una instalación fotovoltaica aislada y conectada a la red [19].

Panel Fotovoltaico

Un módulo o panel fotovoltaico consiste en una asociación de células, encapsuladas en dos capas de EVA (Etileno-Vinilo-Acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia [20].

Las células más comúnmente empleadas en los paneles fotovoltaicos son de silicio, y se pueden dividir en tres subcategorías:

- Las células de silicio mono cristalino: están constituidas por un único cristal de silicio, normalmente manufacturado mediante el proceso Czochralski [21]. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme. Poseen la eficiencia más alta de este tipo de tecnología, ya que oscila entre 15% y 28% para aplicaciones convencionales.
- Las células de silicio policristalino: también llamado multicristalino, están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas [21]. Se caracterizan por un color azul más intenso.
- Las células de silicio amorfo: son menos eficientes que las células de silicio cristalino, pero también menos costosas. La particularidad de este tipo de células es que permite captar, además de la radiación directa, la radiación difusa, por tal razón son una opción a considerar en sitios en donde se tenga una nubosidad alta. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras. Tiene la ventaja de ser uniforme, es decir, la dimensión del semiconductor va acorde a la dimensión del módulo [21].

Inversores

La corriente eléctrica continua que proporcionan los módulos fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna mediante un aparato electrónico denominado *Inversor*. Mediante la operación de este dispositivo se posibilita la inyección de la energía generada por el módulo fotovoltaico a la red eléctrica (para venta de energía) o bien a la red interior (para autoconsumo).

La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. En las etapas iniciales del desarrollo de los inversores fotovoltaicos, los requisitos de los operadores de las redes eléctricas a las que se conectaban, solicitaban únicamente el aporte de energía activa y la desconexión del inversor de la red si ésta excedía de unos ciertos límites de voltaje y frecuencia. Con el progresivo desarrollo de estos equipos, y la cada vez mayor importancia de las redes eléctricas inteligentes, los inversores ya son capaces de proveer energía reactiva e incluso aportar estabilidad a la red eléctrica [22].

Baterías

Los acumuladores o baterías son dispositivos que son capaces de transformar la energía química almacenada en electricidad. Son utilizadas en instalaciones fotovoltaicas para almacenar la energía generada por los paneles y poder ser utilizada posteriormente. En este tipo de instalaciones, las baterías cumplen tres funciones principales:

- Almacenar energía durante determinado periodo (horas/días).

- Proporcionar potencia instantánea elevada.
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Existen diferentes clases de baterías de acuerdo con los materiales activos de sus placas, su electrolito, su construcción física, su capacidad, y si son aptas para trabajar en ciclos profundos de carga y descarga. Algunos parámetros que deben tenerse en cuenta al realizar la selección de una batería son:

- *Capacidad*: capacidad de energía que puede suministrar la batería en unas determinadas condiciones de trabajo, se expresa en amperios-hora (Ah), la cual puede ser obtenida de la batería en un ciclo de descarga completa partiendo de un estado de carga total.
- *Tensión*: la batería es una fuente de tensión continua, los valores más habituales de ésta son 12 y 24 (V). Las baterías de 12 V suelen tener capacidades de hasta 400 Ah, para capacidades mayores se emplean elementos de 24 V.
- *Profundidad de descarga*: (DOD, por sus siglas en inglés, *Depth of Discharge*) es la cantidad en porcentaje, en el que se ha descargado una batería en un proceso de descarga. Dependiendo de esto pueden darse descargas superficiales de 20% o descargas profundas de 80% [22]. La vida útil de una batería depende de los procesos de carga y descarga, entonces cuando menos profundos sean éstos, mayor será la duración de la batería como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 2.1. Vida útil de la batería en función de la profundidad de descarga [21].

% de descarga DOD	Ciclos de carga
25	2,200
50	1,000
75	550
100	325

Como ya se ha mencionado, existen en el mercado diferentes tipos de baterías solares, fabricadas cada una para cumplir con determinadas exigencias técnicas, por lo que es necesario aclarar, que las baterías solares no tienen nada que ver con baterías convencionales como las de un coche, ya que tiene una vida útil muy superior y permiten descargas profundas continuas sin que ello afecte su rendimiento.

Regulador

Un regulador o controlador de carga, se sitúa entre el generador (paneles solares) y las baterías. Es el encargado de evitar situaciones de carga y sobrecarga de la batería con el fin de proteger este equipo y alargar su vida útil.

El regulador opera de acuerdo con lo siguiente [19]:

- Durante el proceso de carga, su función es garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar situaciones de sobrecarga. Cuando hay radiación solar, y la batería está cargada, reduce la corriente que llega a la batería para no sobrecargarla y dañarla. Cuando la batería está descargada y hay suficiente radiación solar, aumenta la corriente a la batería hasta llegar a un estado de plena carga.
- En el proceso de descarga, su función es asegurar el suministro eléctrico diario suficiente para evitar una descarga excesiva de la batería.

En este capítulo se presentaron los conceptos básicos preliminares de los Sistemas Eléctricos de Potencia y las fuentes generadoras de energía eléctrica. Se hizo mención de las ventajas y desventajas de cada una de las tecnologías de generación, haciendo particular énfasis en la energía solar, para la cual, se describieron los componentes que se utilizan para la implementación de un sistema fotovoltaico operativo. Algunos de estos componentes deberán tomarse en cuenta al momento de dimensionar la micro-red desarrollada en el presente trabajo.

Capítulo 3

Análisis de la Tarifa Eléctrica GDMTH

Debido a que en este trabajo de tesis se propone como caso de estudio el dimensionamiento de una micro-red interconectada a la red, esto implica que, el suministrador de energía eléctrica, CFE en este caso, seguirá abasteciendo o compensando la demanda de energía que la micro-red no cubra en su totalidad. Por esa razón, el presente capítulo expone el análisis de consumo y costo tarifario contratado para la División de Ingenierías Campus Irapuato – Salamanca, ya que esta información será fundamental para que el software HOMER Pro determine la configuración óptima para la micro-red que se propondrá para la DICIS.

3.1. TARIFAS DEL SUMINISTRADOR DE ENERGÍA

Los sistemas de Transmisión regional o Distribución local, se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación. En la Tabla 3.1, se muestran los distintos niveles de tensión eléctrica.

Tabla 3.1. Niveles de Tensión Eléctrica [19].

Tipo	Valor
Baja tensión	$V \leq 1$ [kV]
Media tensión	$1 < V \leq 35$ [kV]
Alta tensión a nivel subtransmisión	$35 < V \leq 220$ [kV]
Alta tensión a nivel transmisión	$V \geq 220$ [kV]

De acuerdo con la información de la CFE, existen 12 categorías tarifarias, las cuales están clasificadas en dos grandes rubros, *tarifas específicas* y *tarifas generales*. Dentro de las *tarifas específicas* se encuentran tarifas para servicio doméstico, servicio público, agrícolas, temporal y acuícola, mientras que dentro de las *tarifas generales* están las tarifas para baja, media y alta tensión, y de servicio de respaldo e interrumpible. Los usuarios se agruparon de acuerdo con sus características de consumo, nivel de tensión al que se conectan y tipo de medición con que cuentan [25]. De esta forma se establecen las siguientes doce categorías tarifarias como se observa en la Figura 3.1.

Categoría tarifaria	Descripción	Tarifa anterior ^{1/}
DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2, 6
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3, 6
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9, 9CU, 9N
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
APMT	Alumbrado público en Media Tensión	5, 5A
GDMTH	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión horaria	HM, HMC, 6
GDMTO	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión ordinaria	OM, 6
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión	9M, 9CU, 9N
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL

Figura 3.1. Tarifa para el suministro y venta de Energía Eléctrica en México [24].

A continuación, se define la aplicación de las tarifas en media tensión ya que la carga conectada en el estudio pertenece a este grupo tarifario, específicamente en la tarifa H-M (Media Tensión Horaria) de acuerdo con el esquema tarifario anterior y nombrada como GDMTH (Gran Demanda Media Tensión Horaria) en el actual esquema:

- **Tarifa H-M (Media Tensión Horaria):** esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor de 100 [kW] o más.
- **Tarifa H-MC (Media Tensión Horaria Baja California):** esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen energía a cualquier uso, suministrados en media tensión en la región Baja California, con una demanda de 100 kilowatts o más, y que, por las características de utilización de su demanda, soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

3.2. ESTUDIO TARIFARIO

Como se mencionó anteriormente, la tarifa contratada por la Universidad de Guanajuato para la DICIS es la tarifa *GDMTH* ante el suministrador de energía, que en este caso se trata de la CFE.

La tarifa GDMTH, se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda igual o mayor a 100 kW. En este caso la División de Ingenierías tiene una demanda de carga contratada de 645 kW, por lo tanto, se examinará la tarifa correspondiente aplicada a la región Sur, zona geográfica a la que pertenece todo el estado de Guanajuato.

En la Figura 3.2 se muestra de manera general el modelo de facturación para la tarifa GDMTH al mes de febrero del año 2020 [26], como ejemplo de un recibo emitido por la CFE para la DICIS. Como primer paso, se explican las secciones más relevantes del recibo de consumo de energía eléctrica, donde el periodo de facturación es mensual (marcado en el recuadro verde de la Fig. 3.2). La demanda contratada inicialmente por el usuario es de 645 kW (igual a la carga conectada) la cual se aprecia encerrada en el recuadro color naranja. Los costos por energía que CFE facturó al mes de febrero del año 2020, se muestran en la Tabla 3.2 [26].

Tabla 3.2. Costos unitarios para la tarifa GDMTH.

Int. Horario	Cargo	Unidades	Feb 2020
-	Fijo	\$/mes	464.57
Base	<i>Variable (Energía)</i>	\$/kWh	0.7523
Intermedia	<i>Variable (Energía)</i>	\$/kWh	1.4680
Punta	<i>Variable (Energía)</i>	\$/kWh	1.6962
-	<i>Distribución</i>	\$/kW	95.87
-	<i>Capacidad</i>	\$/kW	342.60
-	<i>Transmisión</i>	\$/kWh	0.1679
-	<i>CENACE*</i>	\$/kWh	0.0080
-	<i>ScnMEM(')**</i>	\$/kWh	0.0056

*Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

**Servicios Conexos No Mercado Eléctrico Mayorista (ScnMEM).

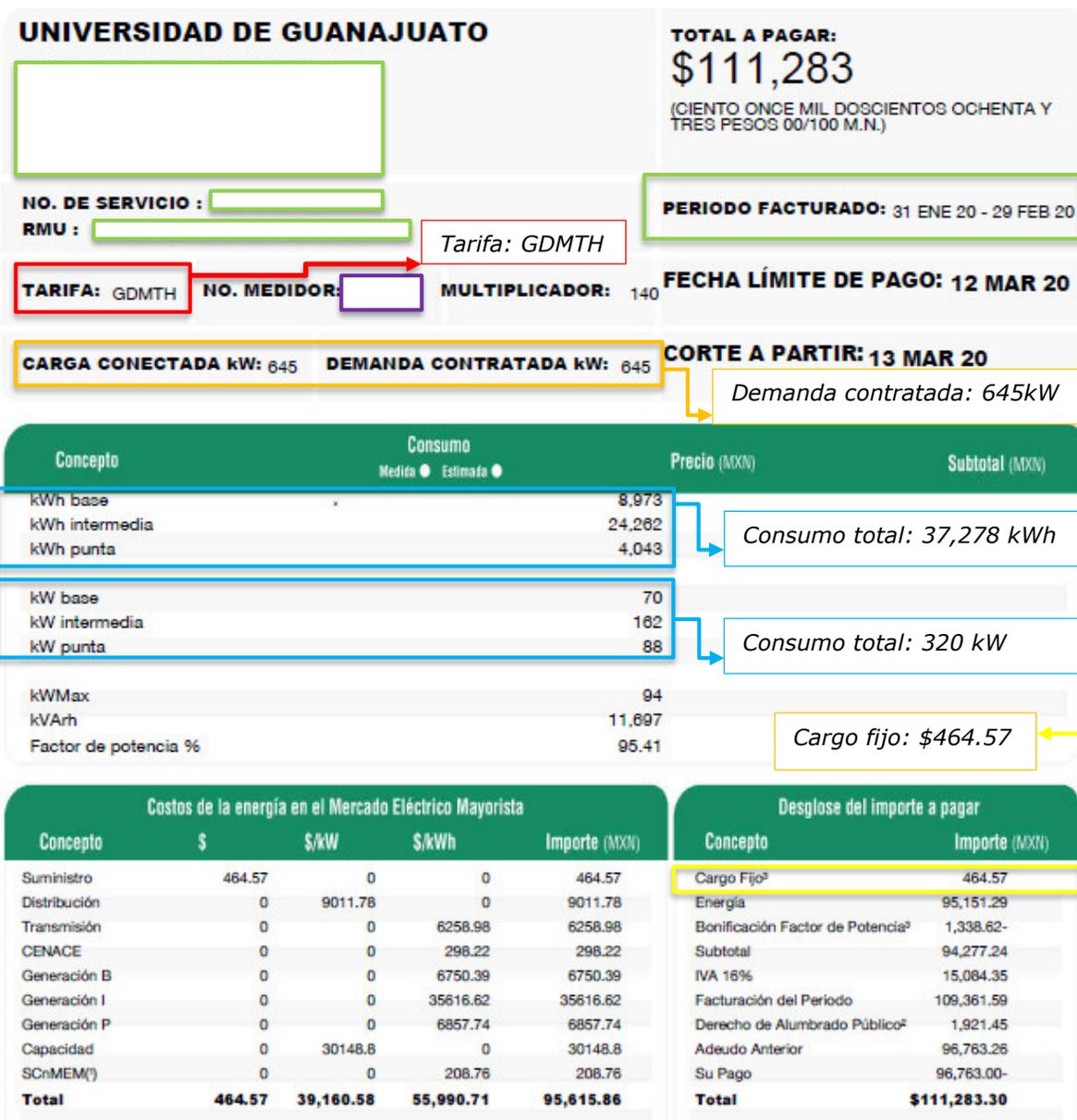


Figura 3.2. Recibo emitido por CFE para una tarifa en media tensión horaria.

El desglose de costos correspondientes a la tarifa GDMTH, para el mes de febrero del año 2020, se muestran en la Tabla 3.2, en la que se puede observar que particularmente y como se mencionó anteriormente, esta tarifa cuenta con tres costos de energía variable, tarifa base, intermedia y punta. La tarifa base es fácil de identificar, y está caracterizada de acuerdo por los horarios de consumo estipulados por CFE (Tabla 3.3). La tarifa intermedia, su precio es un poco más alto que el de la tarifa base, y se aplica en el horario intermedio que indica CFE (Tabla 3.3). La tarifa punta es la más costosa, debido a que corresponde al horario de mayor consumo. Generalmente, en los estudios de eficiencia energética se busca minimizar en la medida de lo posible el consumo en el horario punta, para tener un mayor ahorro económico respecto a las otras dos tarifas mencionadas anteriormente.

Para comprender los cargos asociados con la tarifa por concepto del suministro básico de energía eléctrica, descritos en este apartado, y que corresponden a la integración de los cargos por

Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), Energía y Capacidad, a continuación se describen algunos conceptos que son considerados al momento de hacer el análisis de consumo dentro de la tarifa *GDMTH* [26]-[27].

- Mínimo mensual: El importe que resulta de aplicar el cargo por la operación del Suministrador de Servicios Básicos correspondiente a esta categoría tarifaria.
- Demanda contratada: La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kW o la capacidad del mayor motor o aparato instalado. En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.
- Horarios: para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.
- Periodos de punta, intermedio y base: estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe en el apartado 3.3.4 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018 [26].

Los horarios establecidos para los costos de consumo en tarifa base, intermedio y punta de acuerdo a la zona Bajío estipulados por CFE se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Horarios establecidos para las Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur. Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo y festivo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

Es importante mencionar que el consumo en [kW] que se tenga medido y registrado en la lectura del horario punta es el consumo que será considerado para calcular el cobro de la demanda que se tenga para el mes facturado, ahora conocida como demanda [kW Máx Año Móvil], anteriormente conocida como Demanda Facturable, la cual se determina con la Ecuación 3.1.

Demanda máxima - Criterios para el cobro por Capacidad y Distribución.

- Cargo por Capacidad: la demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definan a continuación:

$$\min \left\{ D_{max,punta} \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.} \right] \right\} \quad (3.1)$$

Donde $D_{max,punta}$ es la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kW, $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d días del periodo de facturación, y $F.C.$ es el factor de carga correspondiente, tomado del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018 [27].

- Factor de carga (F.C): es la relación entre la demanda promedio de un grupo, y la demanda máxima del mismo. Los factores de carga que se utilizan para determinar los cargos de capacidad son los siguientes [25]:

Tabla 3.4. Factor de Carga.

Categoría tarifaria	Factor de Carga
DB1	0.59
DB2	0.59
APBT	0.50
APMT	0.50
RABT	0.50
RAMT	0.50
PDBT	0.58
GDBT	0.49
GDMTH	0.57
GDMTO	0.55
DIST	0.74
DIT	0.71

- Las consideraciones para calcular el cargo por capacidad como indica CFE establecen que: la demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW-mes, para los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, será la obtenida por la ecuación (3.2), como se ilustra a continuación:

$$Demanda_{max,punta} = \frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C} = \frac{37,278}{24 * 29 * 0.57} = \mathbf{94 \text{ kW}} \quad (3.2)$$

Para los centros de carga que reciban energía por un contrato de interconexión legado, la $Q_{mensual}$ será el consumo mensual suministrado en el mes de facturación por el suministrador de servicios básicos.

- Cargo por Distribución: la demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos de distribución expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definen a continuación.

$$\min \left\{ D_{max,mensual} \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C} \right] \right\} \quad (3.3)$$

Donde $D_{max,punta}$ es la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación, $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d son los días del periodo de facturación y $F.C.$ es el factor de carga correspondiente, tomado del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018 [27].

Para los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizará la ecuación (3.4), como sigue, considerando nuevamente los valores del recibo de DICIS:

$$Demanda_{max,mensual} = \frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C} = \frac{37,278}{24 * 29 * 0.57} = 94 \text{ kW} \quad (3.4)$$

De igual forma, para los centros de carga que reciban energía por un contrato de interconexión legado, la $Q_{mensual}$ será el consumo mensual suministrado en el mes de facturación por CFE.

Demanda máxima medida: Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kW, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente, cualquier fracción de kW de demanda medida se tomará como kW completo. Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de demanda inferiores a 100 kW, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa Gran Demanda Media Tensión Ordinaria (GDMTO).

- Energía de punta, intermedia y de base:
 - a) Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta.
 - b) Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio.
 - c) Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.

Una vez calculada la demanda con la ecuación (3.4) y para comenzar el análisis de este estudio tarifario del recibo emitido por la CFE para DICIS, mostrado en la Figura 3.2, se observan en la Tabla 3.5 las mediciones obtenidas para el periodo de facturación comprendido por 29 días. En esta tabla se muestra que el consumo en la tarifa punta es de 88 kW (periodo de consumo con mayor costo), este valor es menor al calculado en la ecuación (3.4), por lo tanto, como se mencionó con anterioridad, el suministrador de energía, utilizará este valor para calcular el costo por concepto de demanda, ya que siempre tomará el valor menor que dé como resultado final.

Tabla 3.5. Costo de la demanda (\$/kWh-mes).

Lectura Actual	
<i>Concepto</i>	
kWh Base	8,973
kWh Intermedia	24,262
kWh Punta	4,043
Total:	37,278
kW Base	70
kW Intermedia	162
kW Punta	88
kW Max	94
kV Arh (kVA reactivo-hora)	11,697
Factor de Potencia (F.P) %	95.41

En las Tablas 3.6 y 3.7, se presenta el desglose de costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), mientras que el modelo de facturación de energía eléctrica se presenta en la Figura 3.3. Esta información es necesaria para realizar los cálculos asociados con el cobro por concepto de consumo eléctrico correspondiente a la demanda contratada por usuarios dentro de la tarifa de media tensión horaria, como en el presente caso de estudio.

Costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista					Desglose del importe a pagar	
Concepto	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)	Concepto	Importe (MXN)
Suministro	464.57	0	0	464.57	Cargo Fijo ³	464.57
Distribución	0	9011.78	0	9011.78	Energía	95,151.29
Transmisión	0	0	6258.98	6258.98	Bonificación Factor de Potencia ³	1,338.62-
CENACE	0	0	298.22	298.22	Subtotal	94,277.24
Generación B	0	0	6750.39	6750.39	IVA 16%	15,084.35
Generación I	0	0	35616.62	35616.62	Facturación del Periodo	109,361.59
Generación P	0	0	6857.74	6857.74	Derecho de Alumbrado Público ²	1,921.45
Capacidad	0	30148.8	0	30148.8	Adeudo Anterior	96,763.26
SCnMEM(!)	0	0	208.76	208.76	Su Pago	96,763.00-
Total	464.57	39,160.58	55,990.71	95,615.86	Total	\$111,283.30

Figura 3.3. Modelo de facturación de energía eléctrica.

Tabla 3.6. Costos de la Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista mostrados en el recibo facturado.

Concepto	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe [MXN]
Suministro	464.57	0	0	464.57
Distribución	0	9,011.78	0	9,011.78
Transmisión	0	0	6,258.98	6,258.98
CENACE	0	0	298.22	298.22
Generación B	0	0	6,750.39	6,750.39
Generación I	0	0	35,616.62	35,616.62
Generación P	0	0	6,857.74	6,857.74
Capacidad	0	30,148.80	0	30,148.80
ScnMEM(!)	0	0	208.76	208.76
Total	464.57	39,160.58	55,990.71	95,615.86

Tabla 3.7. Desglose del importe a pagar.

Concepto	Importe [MXN]
Cargo Fijo	464.57
Energía	95,615.86
Bonificación Factor de Potencia	1,338.62
Subtotal	94,227.24
IVA 16%	15,084.35
Facturación del Periodo	109,361.59
Derecho de Alumbrado Público	1,921.45
Adeudo Anterior	96,763.26
Su pago	96,763.00
Total	111,283.04

En la Tabla 3.8. se muestran a manera de resumen algunos datos relevantes y que serán considerados para realizar el estudio tarifario correspondiente a la DICIS.

Tabla 3.8. Resumen del consumo del periodo facturado para este caso de estudio.

Consumo total Feb 2020 (kW):	118
Consumo total Feb 2020 (kWh):	32,278
Factor de potencia %:	94.14
Factor de carga %:	37
Demanda contratada:	645 kW
Carga conectada:	645 kW
Periodo de Facturación:	31 de Enero a 29 de Febrero

Conociendo las mediciones obtenidas de consumo y los costos de facturación para este caso de estudio, básicamente lo siguiente sería sustituir en una hoja de cálculo dichos valores como se muestra en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Cálculos realizados para el desglose de costos de la Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista en el periodo facturado.

Concepto	Unidades	Diario	Febrero	Cálculo	Total
Suministro	\$/mes			-	\$464.57
Distribución	kW		94.00		
	\$			94 [kW] * \$95.87	\$9,011.78
Transmisión	kWh	1242.60	37,278/30		
	\$			1242.60 [kWh] * \$0.1679 * 30 días	\$6,258.98
CENACE	kWh	1242.60	37,278		
	\$			37,278 [kWh] * \$0.0080	\$298.22
Generación B	kWh	299.10	8,973		
	\$			8,973 [kWh] * \$0.7523	\$6,750.39
Generación I	kWh	808.73	24,262		
	\$			24,262 [kWh] * \$1.4680	\$35,616.62
Generación P	kWh	134.77	4,043		
	\$			4,043 [kWh] * \$1.6962	\$6,857.74
Capacidad	kW		88.00		
	\$			88 [kW] * \$342.60	\$30,148.80
ScnMEM(')	kWh	1242.60	37,278		
	\$			37,278 [kWh] * \$0.0056	\$208.76
TOTAL Calculado					\$95,615.85
TOTAL Recibo					\$95,615.86

*Para el costo por Capacidad se consideró la lectura de la demanda punta en [kW] ya que es menor a la calculada en la Ecuación (3.2), Comisión Federal de Electricidad siempre tomará el valor que sea menor entre el calculado y el medido.

*Para el costo de Distribución se consideró la demanda calculada en la Ecuación 3.4, ya que el valor medido es mayor al resultado de dicha ecuación, por lo tanto, CFE tomará el valor que resulte menor para el cobro de dicho concepto.

*Los valores para precios unitarios se muestran en la Tabla 3.2.

Una vez comprobada la facturación de la Tabla 3.6 con la Tabla 3.9, también se comprobará la Tabla 3.7 para este caso de estudio con la ayuda de la Tabla 3.10, mostrada a continuación.

Tabla 3.10. Cálculos para el desglose del importe a pagar.

Concepto	Cálculo	Importe [MXN]
Cargo Fijo	-	464.57
Energía	-	95,615.85
Bonificación Factor de Potencia	$(1/4)*((1)-(90/94.14))$	1,338.40
Subtotal	$\$96,080.42 - \$1,338.40$	94,742.02
IVA 16%	$[(16%)*(\$94,742.02)]/100$	15,158.72
Facturación del Periodo	$\$94,742.02 + \$15,158.72$	109,900.74
Derecho de Alumbrado Público	-	1,921.45
Adeudo Anterior	-	96,763.26
Su pago	-	96,763.00
Total		111,822.19

El Factor de Potencia (F.P.) es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente del sistema eléctrico, expresado en centésimas (0.70, 0.80, 0.90, etc.), y representa el porcentaje que se aprovecha de la energía que proporciona la compañía suministradora. Por tal razón, cuando el F.P. es bajo, la CFE penaliza cuando el valor es menor a 0.90, o bonifica a un valor mayor a 0.90, según sea el caso. Cuanto mayor sea el valor del factor de potencia, mayor es la bonificación del suministrador de energía en el recibo facturado. La Ecuación (3.5) muestra la forma correcta de calcular dicho valor.

$$F.P. = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kVARh^2}} \quad (3.5)$$

Donde kWh es la energía real total del periodo facturado y $kVARh^2$ es la energía reactiva total del periodo de facturación.

El cargo por un Factor de Potencia menor a 0.90 se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Bonificación\ del\ F.P. = \left(\frac{3}{5}\right) * \left(\frac{90}{F.P.} - 1\right) * Facturación\ por\ consumo\ de\ energía \quad (3.6)$$

La bonificación por un Factor de Potencia superior al 0.90 se calcula con la siguiente ecuación:

$$Bonificación\ del\ F.P. = \left(\frac{1}{4}\right) * \left(1 - \frac{90}{F.P.}\right) * Facturación\ por\ consumo\ de\ energía \quad (3.7)$$

El importe marcado como *Facturación por consumo de energía* se refiere a la suma del cargo fijo de la energía (Tabla 3.7) más el total a pagar de la energía facturada, este último es el total mostrado en la Tabla 3.9.

Por lo tanto, la bonificación por el valor del F.P. medido en el recibo facturado se muestra en la ecuación 3.8.

$$Bonificación\ del\ F.P. = \left(\frac{1}{4}\right) * \left(1 - \frac{90}{94.14}\right) * (464.57 + 95,615.86) = \$1,338.40 \quad (3.8)$$

En este capítulo se concluye la explicación de conceptos y costos facturados por la Comisión Federal de Electricidad, tras haber consultado las diferentes tarifas del suministrador de energía y realizando

el análisis tarifario del mes de febrero del año 2020 para la tarifa de Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH) contratada para la DICIS de la Universidad de Guanajuato.

Al comprender el concepto de costos, cargos y cálculos del suministrador de energía, se tendrá un criterio más amplio para la evaluación de este trabajo de tesis, ya que en los capítulos posteriores esta información se utilizará en el software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), principal herramienta para el dimensionamiento óptimo de la micro-red propuesta para la División de Ingenierías.

Capítulo 4

Software HOMER Pro

Este capítulo está presentado de tal forma que pueda utilizarse como manual del software de optimización *HOMER Pro*, razón por la cual se muestran las herramientas y componentes necesarios para la realización de proyectos de dimensionamiento óptimo de micro-redes que los usuarios pudieran llegar a requerir. A su vez, el software permite hacer un análisis económico del proyecto, lo cual es un punto esencial por analizar en cualquier caso de estudio, pues esto permitirá determinar su dimensión y conocer los beneficios que se obtendrán con la micro-red antes de implementarla. Finalmente, se presenta como caso de estudio el diseño de una micro-red para una instalación industrial real, esto es, para un sistema eléctrico de alta tensión y uso continuo de energía eléctrica, el cual servirá como ejemplo práctico para resumir la información contenida en el capítulo.

4.1. INTRODUCCIÓN A HOMER PRO

La Figura 4.1 muestra la ventana principal que aparece al ingresar al software HOMER Pro, los numerales marcados en la Figura 4.1 representan lo siguiente:

Numeral 1: Barra de herramientas para el diseño, resultados y librería de componentes con la que cuenta el software; así como el perfil de carga, componentes para las fuentes de energías renovables, proyección y el centro de ayuda del programa.

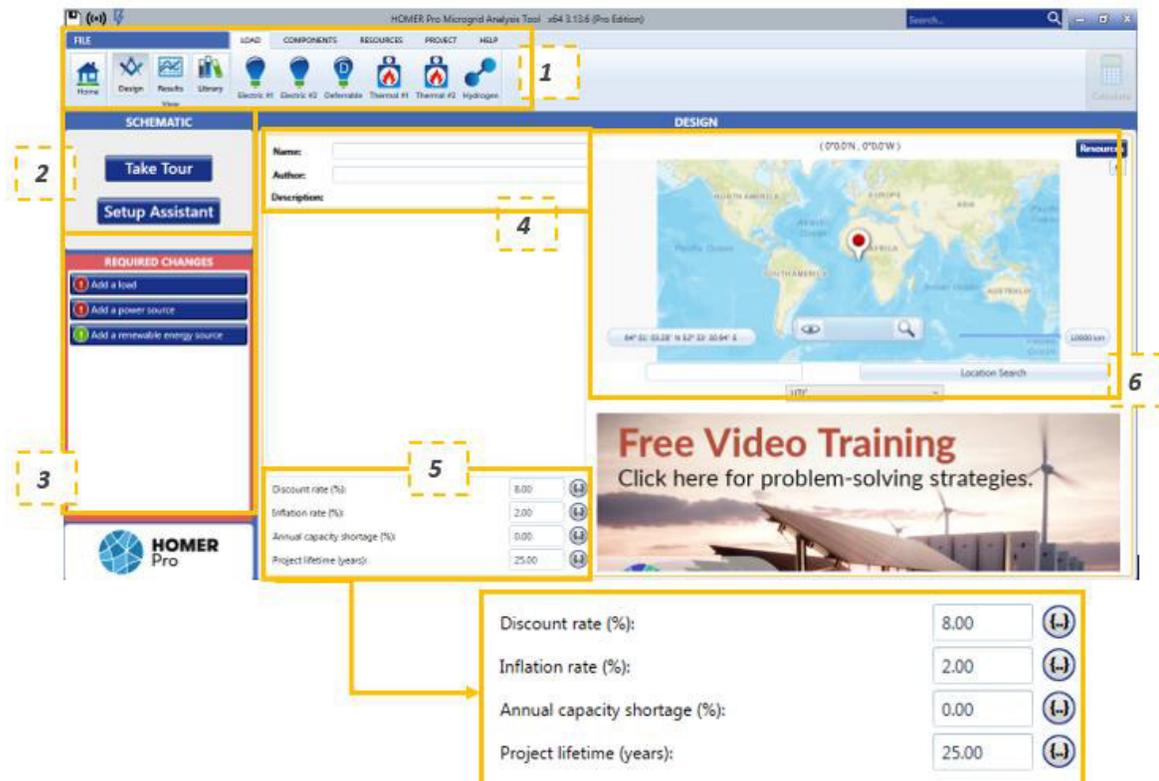


Figura 4.1. Ventana de inicio a nuevo proyecto en HOMER Pro.

Numeral 2: Cada vez que se inicia un nuevo proyecto, el software HOMER Pro ofrece tomar un recorrido, guiado que muestra al usuario paso a paso las herramientas necesarias para conocer dicho simulador, además de los componentes y los resultados que se pueden obtener. Asimismo, contiene también, un centro de ayuda para las dudas más recurrentes. En este recuadro también se señala el ‘Schematic’ que será el diagrama esquemático de la red que se va a trabajar, según las necesidades y requerimientos que el usuario desee simular en la micro-red.

Numeral 3: En esta sección se muestran una serie de recomendaciones para comenzar a crear el modelo del sistema que el usuario desee diseñar, incluyendo la información respectiva de la demanda de energía que se abastecerá. Estas recomendaciones podrían tratarse de adicionar una carga, agregar condiciones climatológicas, agregar un sistema de potencia, cambiar o agregar una fuente renovable, agregar componentes para el almacenamiento de energía, etc.

Numeral 4: En esta parte se ingresa el nombre del proyecto, así como el nombre completo del autor de la propuesta de diseño y una pequeña descripción del proyecto.

Numeral 5: En esta sección se encuentran los porcentajes de la tasa de descuento (Discount rate), y la tasa de inflación (Inflation rate), así como la capacidad anual de corte (Annual capacity of shortage) y la proyección de vida útil en años (Project lifetime) para el proyecto que se estará modelando. Las cantidades mostradas ya se encuentran establecidas en Homer Pro, pero es posible modificarlas con la información que el usuario desee ingresar.

Numeral 6: En esta parte se encuentra el mapa geográfico donde se ingresa la ubicación del proyecto (Ver sección 4.2).

4.2. UBICACIÓN

Al ingresar al software, una de las principales tareas que se tiene es configurar la ubicación del lugar donde se llevará a cabo la implementación del proyecto (Figura 4.2).

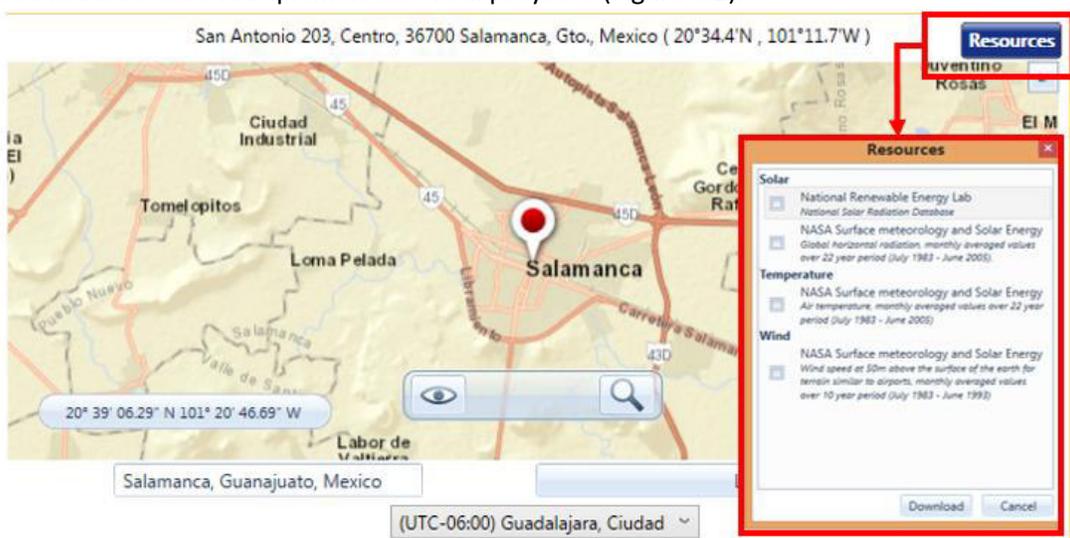


Figura 4.2. Ubicación del proyecto para la micro-red.

Una vez localizada la zona, al hacer clic en la pestaña “Resources” (recuadro en color rojo), por medio de una base de datos de la NASA, se pueden añadir las condiciones climatológicas del área seleccionada por el usuario, esto es opcional. Si el usuario desea ingresar su propia base de datos con la información climatológica del proyecto, lo puede hacer.

4.3. PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DE HOMER Pro

La optimización es una herramienta importante en la ciencia para la toma de decisiones y en el análisis de sistemas físicos. Para utilizarla, primero se debe identificar algún objetivo, es decir, una medida cuantitativa del rendimiento del sistema bajo estudio. Este objetivo podría ser ganancia, tiempo, energía potencial o cualquier cantidad o combinación de cantidades que pueda representar un número [21]. El objetivo depende de ciertas características del sistema, llamadas variables o incógnitas. La finalidad es encontrar valores de las variables que optimizan el objetivo.

A menudo, las variables están restringidas o son restringidas de alguna manera. Por ejemplo, cantidades tales como la densidad de electrones en una molécula y la tasa de interés de un préstamo no pueden ser negativas. El proceso de identificación de objetivos, variables y restricciones para un problema dado se conoce como modelado. La construcción de un modelo apropiado es el paso más importante en el proceso de optimización. Si el modelo es demasiado sencillo, no proporcionaría información útil sobre el problema práctico, pero si es demasiado complejo, puede ser muy difícil de resolver [21].

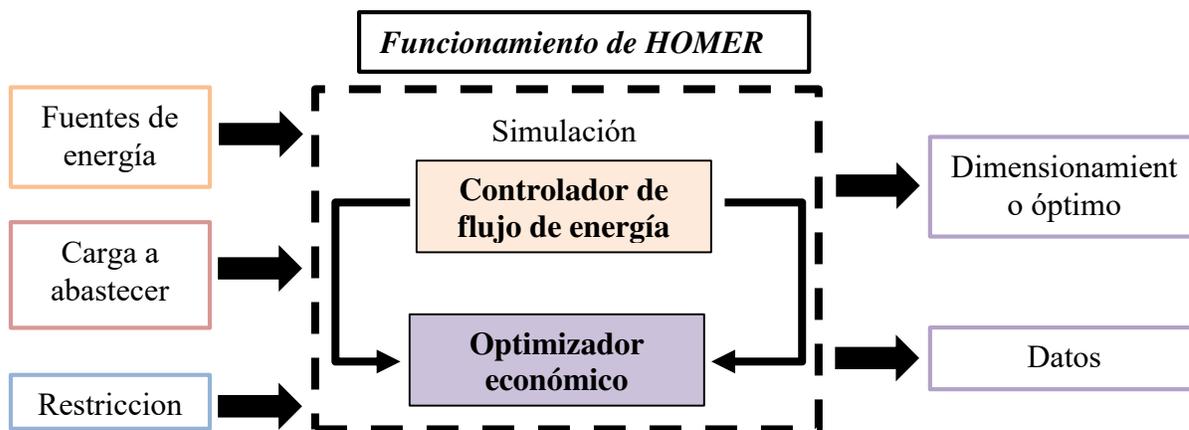


Figura 4.3. Diagrama del funcionamiento básico del algoritmo de optimización de HOMER [24].

HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), cuenta con un optimizador económico que busca la mejor combinación y dimensiones de los distintos componentes que conforman la micro-red, resultando el dimensionamiento óptimo con base en el costo actual neto del proyecto NPC (por sus siglas en inglés, Net Present Cost) considerando toda su vida útil [23]. Esta herramienta permite, además, realizar un análisis económico y energético profundo de las cantidades de energía generada, consumida y desaprovechada por cada componente del sistema a fin de facilitar el diseño (o mejora) de la micro-red estudiada. Los principales parámetros económicos que se deben ingresar son: la tasa de inflación y la tasa de descuento nominal, que se utilizan para calcular el costo total del proyecto referido al presente (NPC). Se deben ingresar también costos de cada componente de la micro-red, costos de reemplazamiento, costos de operación y mantenimiento, precio de combustible, etc. [24].

Para las restricciones operativas, se destacan los siguientes parámetros: porcentaje mínimo de penetración renovable, máxima capacidad anual de corte (%), cantidad anual de energía comprada y vendida a la red, las penalizaciones por emisiones de gases de efecto invernadero y por exceso de consumo de energía de la red. La Figura 4.3 muestra un diagrama conceptual del funcionamiento del algoritmo de optimización del software HOMER Pro.

Normalmente, como resultado del diseño de la micro-red se busca una configuración que obtenga la máxima ganancia para el usuario, logrando disminuir el uso de la red eléctrica y obteniendo el menor costo de inversión al aprovechar de manera adecuada los recursos renovables dependiendo de la zona de estudio. Así mismo, se involucrará la administración de la energía en función de las diferentes tarifas horarias de la empresa de suministro de energía. Un ejemplo del modelo de optimización utilizado para encontrar la mejor configuración de micro-red encontrado en la información oficial propuesta por Homer Pro se muestra a continuación [22]:

$$\text{maximizar } (G)$$

$$G = f_1 - (f_2 + LCC)$$

Donde G hace referencia de manera generalizada a la función objetivo que se busca maximizar, y f_1, f_2 y LCC representan el conjunto de funciones que integran a la función G .

Una vez formulado el modelo, se puede usar un algoritmo de optimización para encontrar una solución. No hay un algoritmo de optimización universal, al contrario, existen numerosos algoritmos para adaptarse a cada tipo de problema en particular.

4.4. PARÁMETROS DE LA MICRO-RED

Una vez ubicado el proyecto, se procede a añadir los datos del perfil de carga eléctrica que se requiera. HOMER Pro presenta cuatro tipos de perfiles de carga: *Residencial*, *Comercial*, *Industrial*, y *Comunitaria*, cada uno cuenta con rangos diferentes de potencia eléctrica, por lo tanto, el usuario puede elegir el nivel de carga que más le convenga de acuerdo con la demanda que desee abastecer.

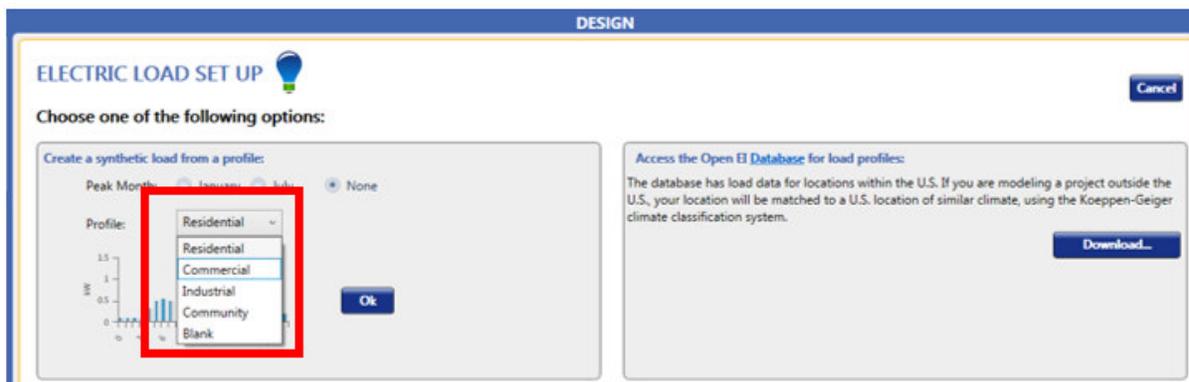


Figura 4.4. Selección para el perfil de carga del nuevo proyecto.

Al seleccionar uno de los cuatro niveles de tensión que ofrece el simulador, Figura 4.4, de acuerdo con los requerimientos de la micro-red por diseñar, se abrirá la ventana mostrada en la Figura 4.5, que muestra el comportamiento de la carga en el sistema a lo largo de un año, todo esto, con base en los niveles de consumo que se le hayan ingresado. Los niveles de consumo se pueden modificar en el recuadro marcado en color verde para el consumo de energía en 24 horas, haciendo clic en la opción 'Show All Months'.

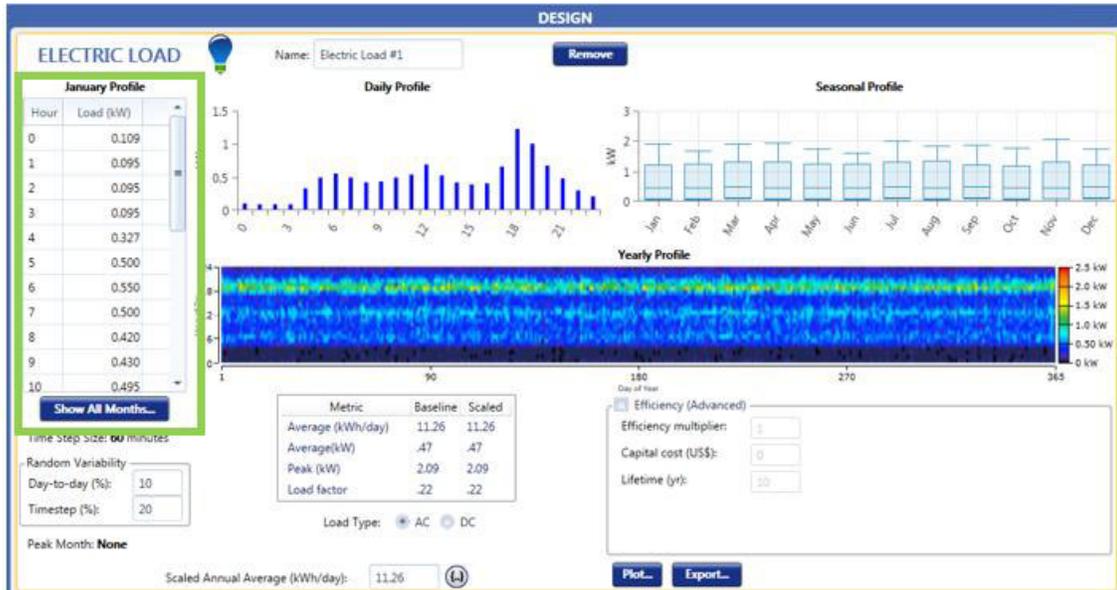


Figura 4.5. Diagrama para el comportamiento de la carga eléctrica a lo largo de un año.

Al seleccionar 'Show All Months' se mostrará una tabla de datos que corresponden a la carga eléctrica durante 24 horas, para cada día de la semana y fines de semana de cada mes y a lo largo de un año, como se muestra en la Figura 4.6.

Hour	Weekdays		Weekends		January	February	March	April	May	June	July	August	Septem
	Jan	Feb	Jan	Feb									
0	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.
1	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.
2	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.
3	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.095	0.
4	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.327	0.
5	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.
6	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.
7	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.
8	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420	0.420	0.
9	0.430	0.430	0.430	0.430	0.430	0.430	0.430	0.430	0.430	0.430	0.430	0.430	0.
10	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.
11	0.522	0.522	0.522	0.522	0.522	0.522	0.522	0.522	0.522	0.522	0.522	0.522	0.

Figura 4.6. Perfil de la carga eléctrica, de acuerdo con el consumo de cada mes.

4.5. DISEÑO DE LA MICRO-RED

Posteriormente, al tener claro el diagrama del perfil de carga, consumos y tarifa contratada con el suministrador de energía, se agrega la fuente o fuentes de energía renovable al diseño de la micro-red, como se muestra en la Figura 4.7. En el recuadro verde se presentan la serie de componentes con los que cuenta HOMER Pro que son:

- Controlador (Controller)
- Generador (Generator)
- Panel fotovoltaico (PV)
- Turbina eólica (Wind Turbine)
- Almacenamiento de energía, baterías (Storage)
- Convertidor (Converter)
- Componente personalizado (Custom)
- Caldera (Boiler)
- Turbina hidráulica (Hydro)
- Reformador de hidrógeno (Reformer)
- Electrolizador (Electrolyzer)
- Tanque de hidrógeno (Hydrogen Tank)
- Instalación hidrocínética (Hydrokinetic)
- Red (Grid)
- Controlador de Carga Térmica (Thermal Load Controller)



Figura 4.7. Componentes de la micro-red.

Cabe mencionar que estos componentes se encuentran en la versión utilizada para este trabajo de tesis que es HOMER Pro (Versión 3.13.6), y no se hará uso de la versión HOMER Grid. El optimizador como primer paso para comenzar el diseño de la micro-red, sugiere agregar un generador diésel, este puede o no incluirse en el diseño del sistema, lo cual dependerá del usuario, o bien, se puede dirigir directamente a la línea de componentes marcada en el recuadro en color verde de la Figura 4.7, y seleccionar el tipo de fuente de energía renovable que desee incluir en su propuesta de diseño.

Por último, el optimizador recomienda agregar un convertidor como sugerencia para el diseño de la micro-red, como se muestra en la Figura 4.8.

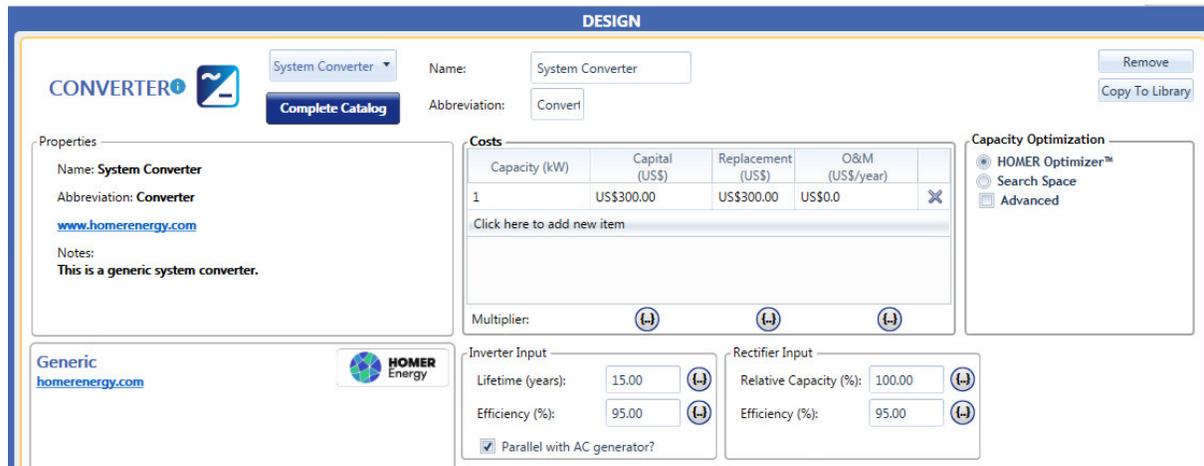


Figura 4.8. Convertidor para la propuesta de diseño en HOMER Pro.

Una vez seleccionados todos los componentes para la micro-red, el software HOMER Pro crea un diagrama esquemático del sistema final como se muestra en la Figura 4.9.

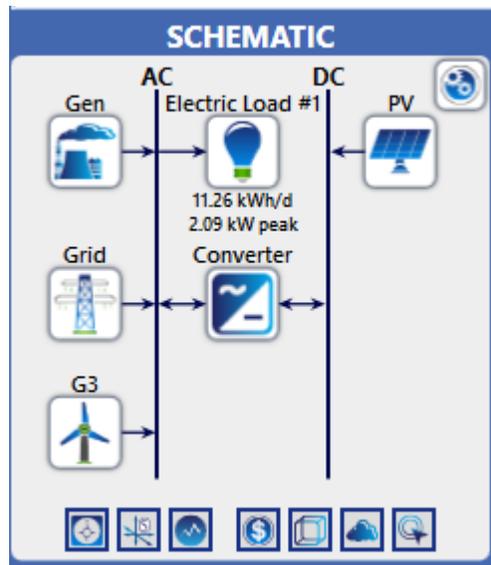


Figura 4.9. Esquemático final para el diseño de la micro-red.

HOMER Pro es una herramienta de optimización útil para todo tipo de cargas, cuando se tiene una propuesta de diseño no aislada, es decir, cuando se trate de un sistema interconectado a la red eléctrica, ésta última también se considera en el desarrollo del proyecto.

En México, generalmente, el suministrador de energía tiene usuarios con diferentes tipos de tarifas facturables en una misma jornada laboral, estos son los usuarios conectados en media y alta tensión. Al tener variación de costos respecto a la tarifa y horarios de uso, estas variaciones se pueden ingresar para ser considerados en la simulación del sistema a través de la configuración del elemento red 'GRID', como se observa en la Figura 4.9. La red es un componente más a evaluar en la propuesta de diseño de la micro-red por tratarse de un sistema no aislado.

Para ingresar las diferentes tarifas, de acuerdo con los días y meses de consumo, este programa considera meses completos (sin poder dividirlos por semanas). Dentro del software, una semana laboral se contempla de lunes a viernes, y para los fines de semana solo se puede configurar un día, como sábado y domingo.

Los costos de cada tarifa, e información sobre demanda y consumo de energía, se deben determinar a partir de un estudio tarifario como el presentado en el capítulo anterior. Una vez obtenida esta información, se ingresa a través de las ventanas para la configuración de la red dentro de HOMER Pro, como se observa en las Figuras 4.10 y 4.11, donde el usuario podrá ingresar los costos por tarifa y demanda determinados para su caso de estudio particular. Como se mencionó anteriormente, por cada mes se definen las tarifas aplicables a los días de la semana laboral y el fin de semana.

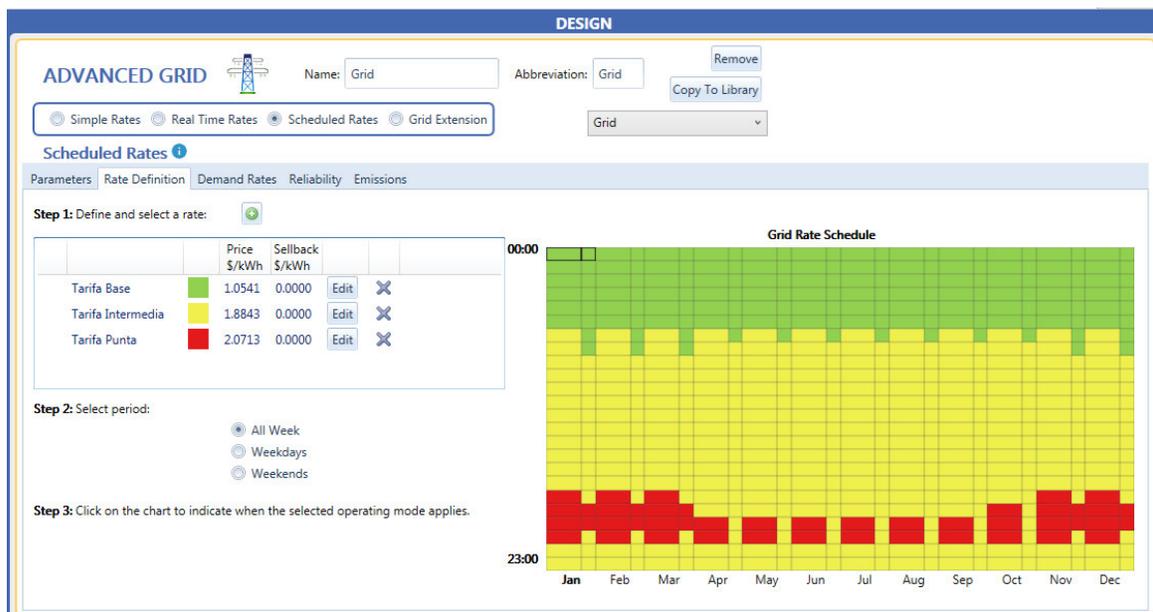


Figura 4.10. Configuración de los costos para cada tarifa de acuerdo al horario de consumo durante un año.



Figura 4.11. Parámetros de entrada de acuerdo con el costo de la demanda contratada durante las 24 horas del día en un año.

Finalmente, después de ingresar los parámetros, costos tarifarios y costos de conexión definidos por el suministrador de energía, a través de la configuración del bloque de la red, se selecciona la opción 'Calculate', Figura 4.12, mostrada en el lado superior-derecho de la pantalla del optimizador, para ejecutar la simulación y generar los resultados técnicos y económicos del proyecto desarrollado.

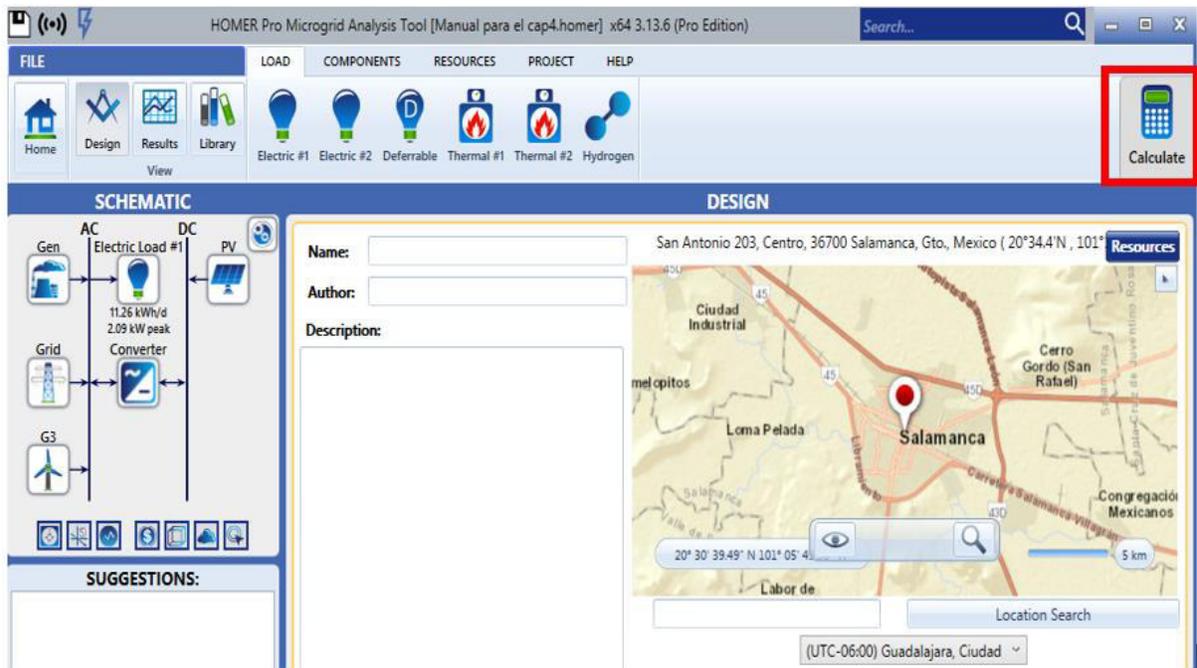


Figura 4.12. Opción 'calculate' para ver los resultados obtenidos de la propuesta simulada.

Es importante mencionar, que HOMER Pro es una herramienta desarrollada para optimizar el diseño de una micro-red, por esta razón da la opción al usuario de diseñar el sistema que contendrá la micro-red, a partir del optimizador y criterios del software, o bien, que el usuario manipule, elija y calcule los componentes de la micro-red de acuerdo con la necesidad de demanda de energía que se tenga que satisfacer, costos y capital inicial disponible para dicho proyecto. HOMER Pro genera un resumen de resultados dentro y fuera del software, es decir, además de los resultados que se generan y consultan en el mismo software, se puede generar un reporte formal externo en formato .pdf, detallando las características de la propuesta de diseño óptima desarrollada por Homer Pro (Ver Anexo B).

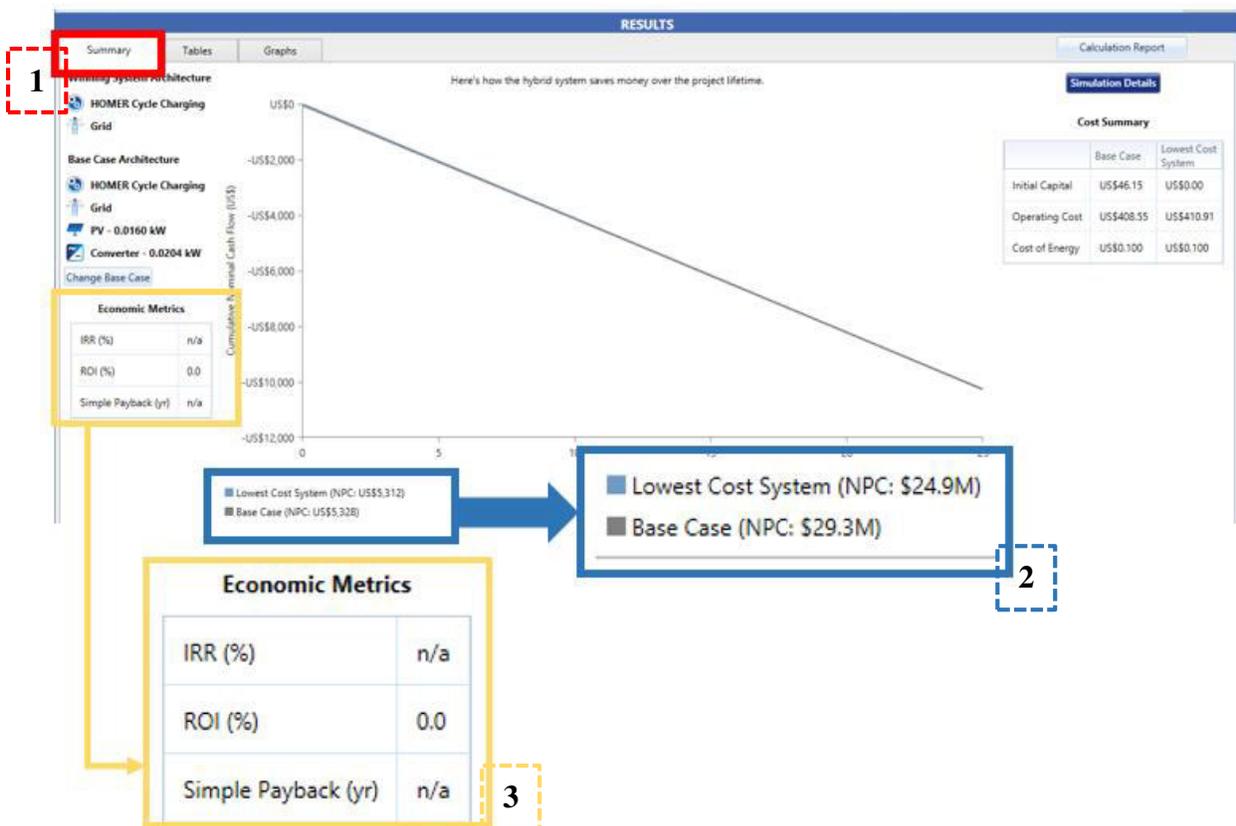


Figura 4.13. Gráfica de resultados del flujo de efectivo nominal durante el tiempo de vida útil del proyecto.

En la Figura 4.13 se encuentra marcado con el numeral 2, el Costo del Ciclo de Vida (NPC, Net Present Cost), para calcular este valor HOMER Pro toma este dato como el valor presente de todos los costos de instalación y operación de cada componente durante la vida útil del proyecto, menos el valor presente de todos los ingresos que dicho proyecto obtenga durante su vida útil. HOMER Pro puede calcular el costo anual neto de cada componente del sistema y del sistema en conjunto. La inflación se excluye del análisis utilizando la tasa de descuento real en lugar de la tasa de descuento nominal.

El gráfico en el centro de la pestaña 'Summary' (recuadro rojo, Figura 4.13) muestra cómo el sistema ahorra dinero durante la vida útil del proyecto, esto es, el flujo de efectivo nominal acumulado durante la vida útil del proyecto. La línea azul representa el sistema ganador y la línea gris representa el sistema de caso base. La recuperación simple en años ocurre cuando las dos líneas se cruzan, cuando estas líneas no se cruzan, quiere decir que el caso ganador, es igual al caso base según estima el optimizador de HOMER Pro. Si este resultado no fuera el esperado por el usuario entonces HOMER Pro, propone los siguientes pasos [23]:

- Verificar sus entradas. Si el sistema híbrido es más caro o inviable, verificar los costos de entrada del modelo que esta simulando y el tamaño de los componentes.
- Obtenga detalles del informe de cálculo ('Calculation Report'). El informe de cálculo le dará una idea de qué simulaciones se probaron, pero no se consideraron factibles, si las hay. Según observe el informe de cálculo, es posible que desee ajustar las entradas del modelo.

El apartado *'Results → Summary'* proporciona una descripción general del sistema óptimo (o sistema ganador), es decir, HOMER Pro mostrará el sistema que mejor convenga de acuerdo con los parámetros ingresados en el apartado de *'Design'*, por lo tanto, tomará el sistema con el costo actual neto más bajo en comparación con el sistema base, es decir, el sistema con el costo de capital más bajo.

4.6. MÉTRICAS ECONÓMICAS

La tabla de métricas económicas muestra las medidas económicas que representan el valor de la diferencia entre los dos sistemas, la cual se indica con el numeral 3 en la Figura 4.13. Esta tabla nos proporciona los siguientes conceptos económicos:

- *La tasa interna de rendimiento (IRR, Internal Rate of Return)* es la tasa de descuento que conservan el caso base y el sistema actual sobre el mismo costo actual neto. HOMER calcula la *IRR* determinando la tasa de descuento, que hace que el valor presente de la diferencia de las dos secuencias de flujo de efectivo sea igual a cero.
- *El retorno de la inversión (ROI, Return on Investment)* es el ahorro de costos anual en relación con la inversión inicial. El *ROI* es la diferencia anual promedio en los flujos de efectivo nominales durante la vida útil del proyecto, dividida por la diferencia en el costo de capital.
- *La recuperación simple (Simple Payback)* es el número de años en los que el flujo de efectivo acumulado de la diferencia entre el sistema actual y el sistema del caso base cambia de negativo a positivo. La recuperación es una indicación de cuánto tiempo tomaría recuperar la diferencia en los costos de inversión, entre el sistema actual y el sistema del caso base.

El resumen de costos muestra una comparación de costos entre el caso base y el sistema ganador de menor costo (Figura 4.14).

- El capital Inicial (*Initial Capital*) es el costo total de instalación del sistema al inicio del proyecto.
- El costo operativo (*Operating Cost*) es el valor anualizado de todos los costos e ingresos distintos de los costos de capital iniciales.
- El Costo de Energía (*Cost of Energy, COE*), se define en HOMER Pro como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema.

Cost Summary		
	Base Case	Lowest Cost System
Initial Capital	\$0.00	\$14.0M
Operating Cost	\$1.51M	\$564,564
Cost of Energy	\$3.22	\$2.74

Figura 4.14. Resumen de costos.

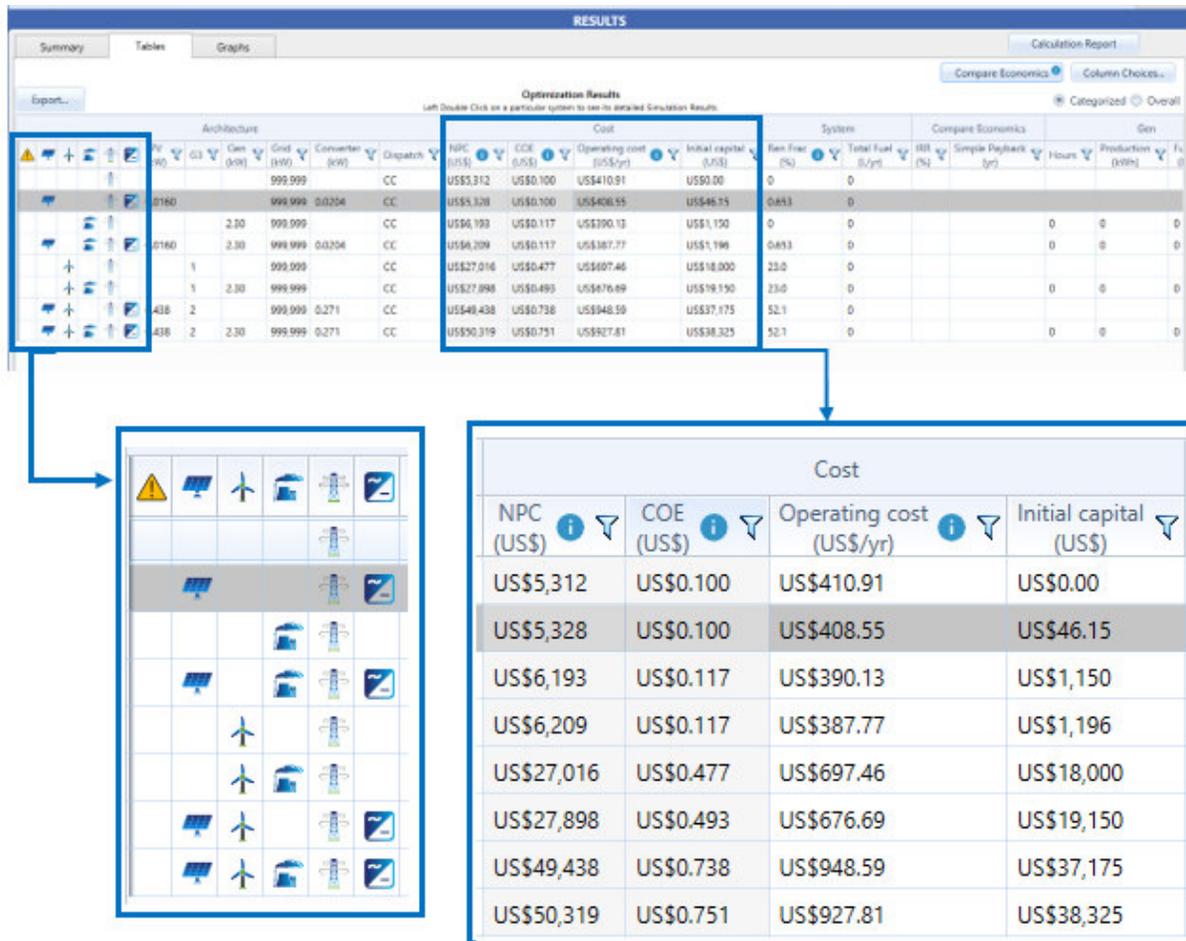


Figura 4.15. Presentación de resultados.

En la Figura 4.15, se presentan las diferentes configuraciones de diseño que HOMER Pro ha analizado, y finalmente para cada configuración se realiza una optimización de costos.

Como se mencionó anteriormente, al consultar los resultados dentro de HOMER Pro, se puede generar un reporte formal con dichos resultados y en diversos formatos, el más utilizado para cualquier caso de estudio es el formato PDF, este reporte se genera seleccionando 'Calculate' como se observa en la Figura 4.16.

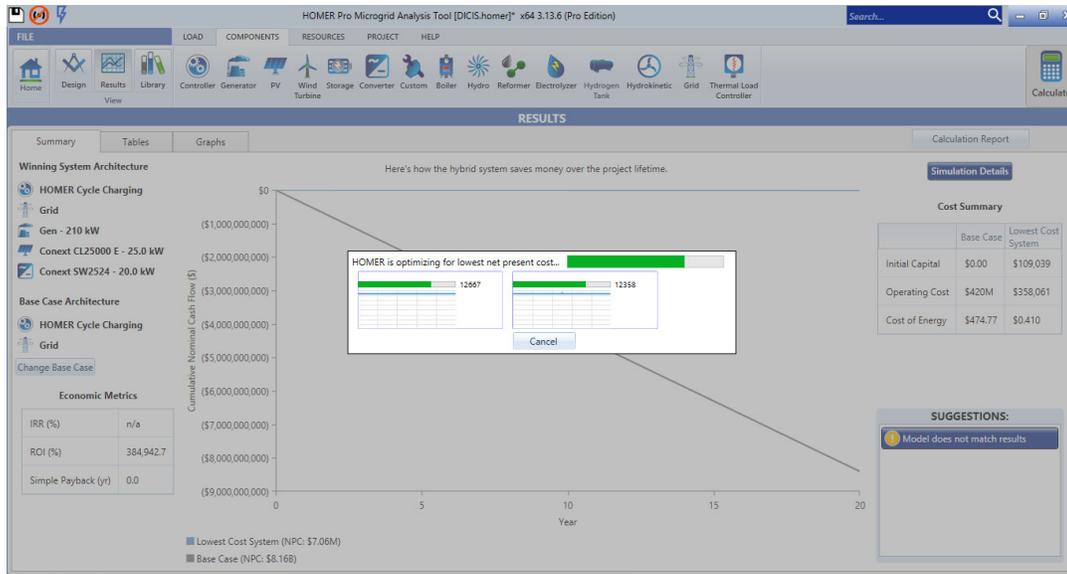


Figura 4.16. Cálculo de resultados de HOMER Pro.

Lo que se observa como gráficas en la Figura 4.16, son la cantidad de configuraciones que el optimizador de HOMER Pro realiza de acuerdo con los parámetros presentes en el sistema, y sintetizará uno solo como “Caso Óptimo o Ganador”. Al terminar de ejecutarse la propuesta de diseño, se tiene la Figura 4.17, que presenta el resumen de los resultados obtenidos para el diseño del ‘Caso Ganador’ y el ‘Caso Base’. El informe formal para el usuario, se genera al dar clic en la opción ‘Simulation Report’ recuadro marcado con el numeral 1 en la Figura 4.17.

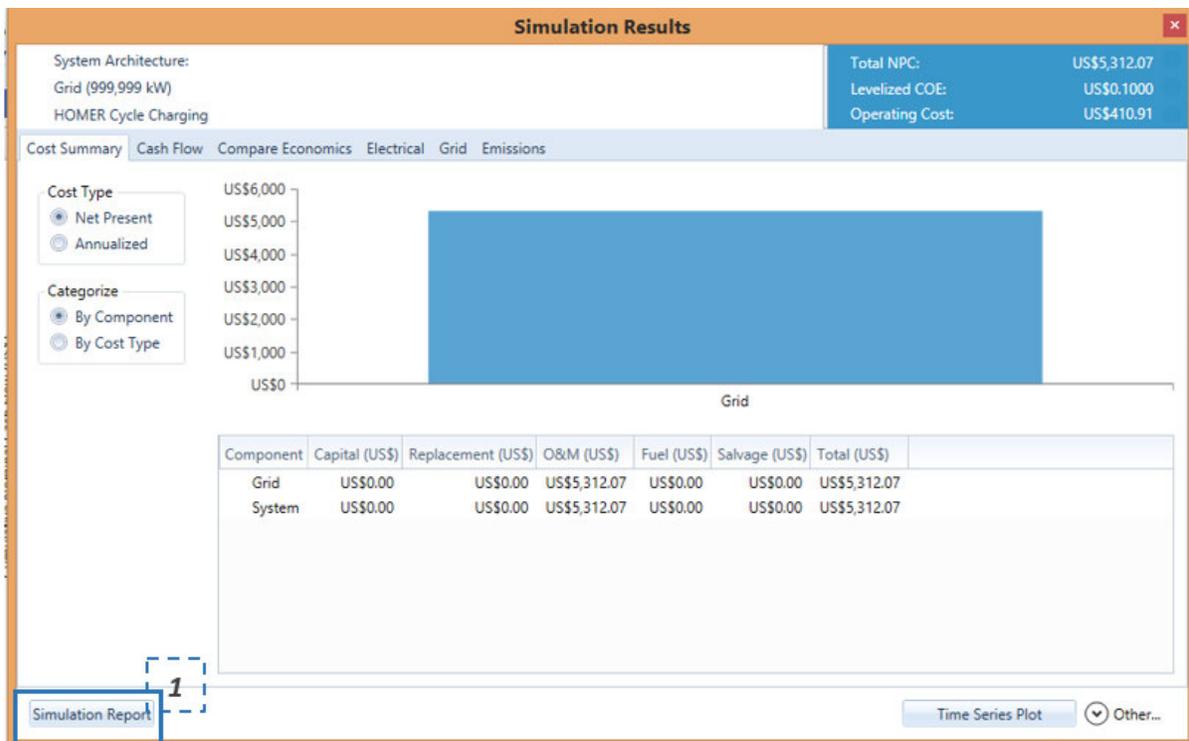


Figura 4.17. Resultados de la simulación del modelo seleccionado por HOMER Pro.

4.7. EJEMPLO DE DISEÑO DE MICRO-RED

A manera de ejemplo, en la presente sección se mostrará un caso de estudio definido en el trabajo titulado "Metodología para el Diseño Óptimo de Micro-redes Eléctricas en Instalaciones Industriales" y presentado por la M.I. Yuly Karina Tutira Cáceres de la Universidad de Guanajuato [19]. Para este caso de estudio, como empresa a nivel industrial se consideró la empresa Daltile México, la cual fábrica y distribuye pisos, muros, porcelánicos, cerámicos y piedra natural a nivel mundial. La empresa Daltile, se encuentra ubicada a las afueras de la ciudad de Salamanca, Guanajuato, México. En el 2012 inició operaciones la planta Salamanca; la cual se enfoca en cubrir las necesidades del mercado nacional.

Daltile México al tener una demanda elevada, tenía un contrato con la Comisión Federal de Electricidad en nivel subtransmisión, cuya demanda contratada era 10,800 kW y tarifa HSL (Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización), en el esquema tarifario anterior al 2017. La demanda diaria de energía promedio considerada para una semana de la empresa se presenta en la Figura 4.18. Como se puede observar en la figura, CFE aplica diferentes tarifas para empresas cuyas características de demanda son elevadas, se puede observar en color verde la *Tarifa base*, la cual tiene un menor costo; en amarillo la *Tarifa intermedia* y en color rojo la *Tarifa punta*, ésta última con el mayor costo por kWh.

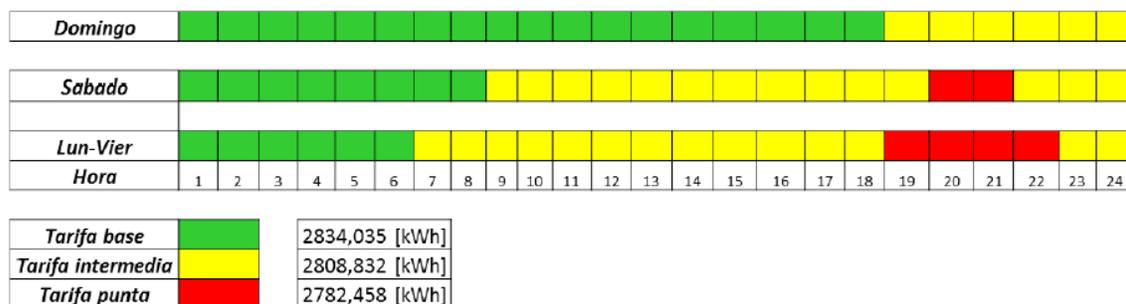


Figura 4.18. Distribución del consumo diario, empresa Daltile durante una semana del mes de enero 2017 [19].

Para este caso de estudio se propone realizar el dimensionamiento de una micro-red eléctrica compuesta por fuentes convencionales y no convencionales de generación de energía. El estudio de dimensionamiento óptimo que se formulará debe obtener la configuración de las fuentes de generación de energía, de forma que se obtenga el mayor beneficio económico una vez realizada la inversión. En la tabla 4.1 se presentan los parámetros correspondientes a los componentes considerados en la simulación del sistema, PVS (Paneles Fotovoltaicos, por sus siglas en inglés), BESS (Acumulador de energía o banco de baterías, por sus siglas en inglés) y la información correspondiente al convertidor de energía. La tabla 4.2, corresponde a la información necesaria para comenzar la simulación del proyecto en HOMER Pro, que corresponde a la proyección de vida útil, tasa de interés y tasa de inflación, que se tomaron del trabajo de tesis mencionado anteriormente.

Tabla 4.1. Parámetros técnicos y económicos del sistema [19].

Componentes	Tamaño	Costo capital β_c , \$MXN	Costo de reposición β_r , \$MXN\$	Costo O&M β_{om} , \$MXN	Valor de salvamento β_s , \$MXN	Vida útil años
PVS	1,2 kW	28.937	-	380/año	1.900	20
BESS	1 kWh	3.800	3.800	114/año	-	5
Convertidor	0,2 kVA	3.400	3.400	190/año	-	10

Tabla 4.2. Datos para la simulación en HOMER Pro.

Parámetros	Valor
Periodo del proyecto	20 años
Tasa de Interés	7%
Tasa de Inflación	6.70%

En la Figura 4.19 se muestra el promedio histórico de la irradiación solar por HOMER Pro de acuerdo con la ubicación del proyecto.

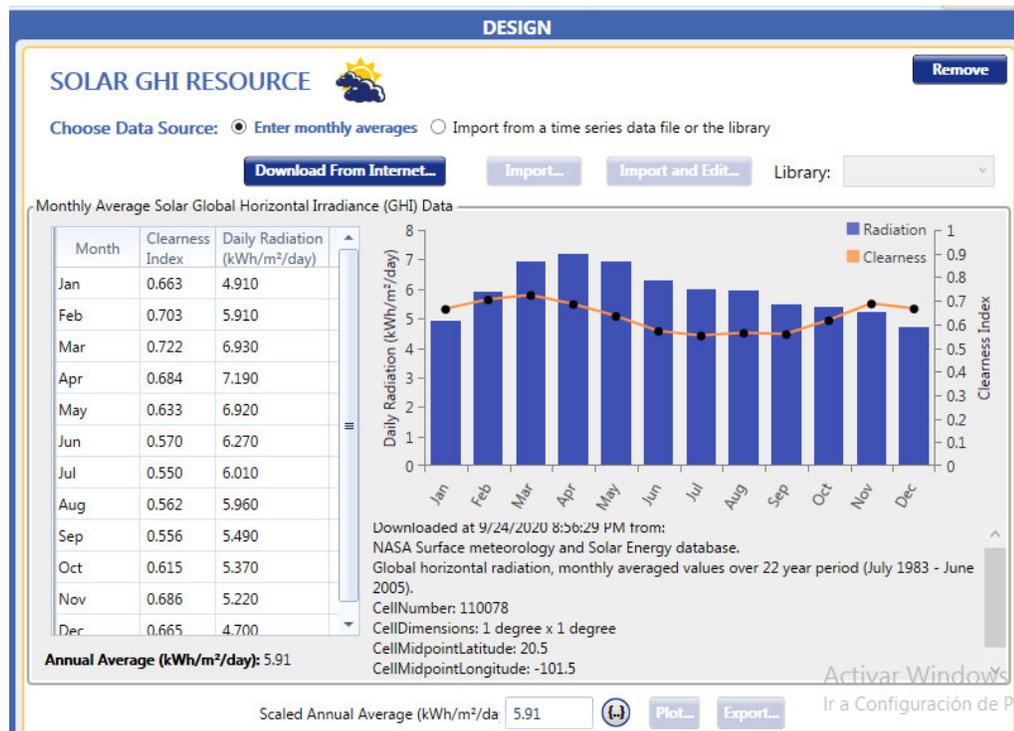


Figura 4.19. Histórico promedio por hora durante un año para la irradiación solar.

Cómo se explicó al inicio de este capítulo, al ingresar a HOMER Pro lo primero que se requiere es la ubicación del proyecto. En el tema económico, desde esta primera ventana, (Figura 4.1), se permite ingresar la tasa de interés y la tasa de inflación, los cuales son 7% y 6.70%, respectivamente.

El proyecto tiene un periodo de vida útil de 20 años, este dato también se ingresa en este primer paso. La empresa Daltille, se encuentra ubicada a las afueras de la ciudad de Salamanca, Guanajuato, México, por lo tanto, una vez ubicado el proyecto, se procede a añadir los datos del perfil de carga eléctrica requerido, en este caso se seleccionó un perfil de carga industrial por los niveles de tensión que esta industria maneja y necesita para su operación.

Dependiendo de los equipos y operación que se realice, cada industria contrata el nivel de voltaje que requiere para el abastecimiento de su demanda eléctrica, en HOMER Pro la elección para el nivel de tensión en cualquier proyecto, así como el perfil de carga, se realiza como se muestra en las Figuras 4.20 y 4.21.



Figura 4.20. Selección para el nivel de carga en el sistema.

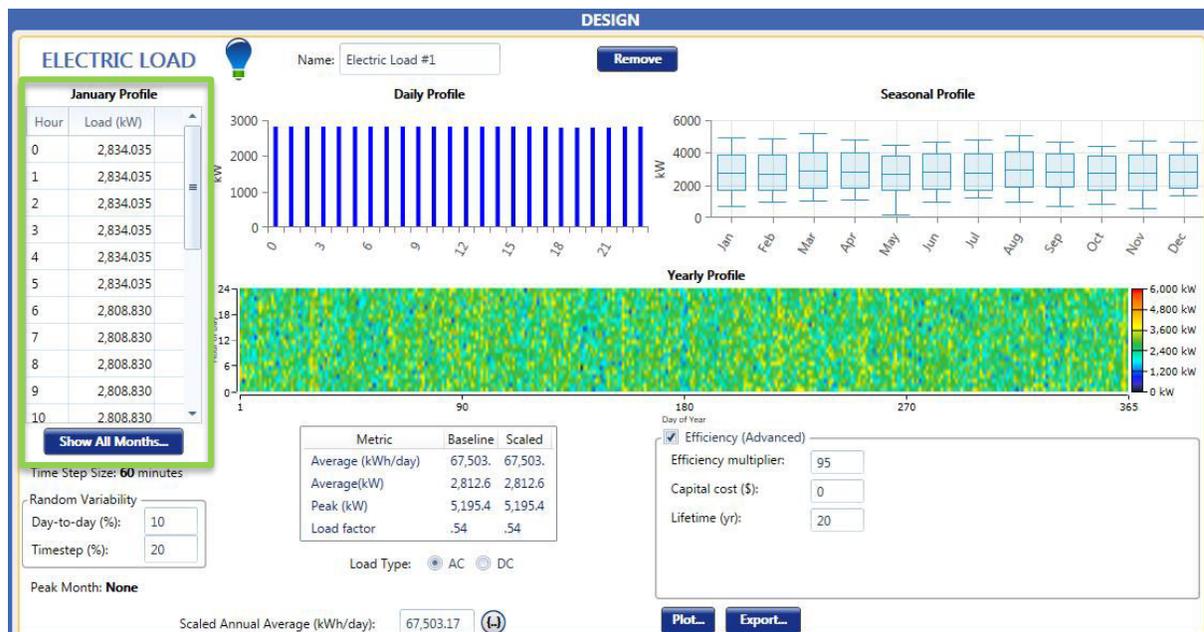


Figura 4.21. Diagrama para el perfil de carga.

Es importante mencionar que los datos de carga que se ingresaron para obtener el diagrama anterior son los presentados en la Figura 4.18, los cuales se determinaron como promedios de consumo a partir

de un recibo emitido por CFE para la empresa Daltilo y en general para cualquier industria que tenga contrato con la tarifa HSL (Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización). La Figura 4.22 muestra la tabla de datos que corresponden a la carga eléctrica durante 24 horas, para cada día de la semana y fines de semana de cada mes y a lo largo de un año, esta carga eléctrica es calculada por el total de horas de consumo en el periodo correspondiente a cada tarifa dividida entre el número de días que este facturando el suministrador de energía, este tipo de tarifa se factura cada 30 días, por lo que para este análisis de tarifa se considera el promedio por mes. En el esquema tarifario actual es denominada como *Tarifa DIST (Demanda Industrial en Subtransmisión)* donde se desglosan sus costos tarifarios: *base, intermedio y punta*, de acuerdo con su carga eléctrica y tiempos de uso.

Hour	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
0	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035
1	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035
2	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035
3	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035
4	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035
5	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035	2,834.035
6	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830
7	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830
8	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830
9	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830
10	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830
11	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830
12	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830	2,808.830

Figura 4.22. Perfil de la carga eléctrica, de acuerdo con el consumo de cada mes

Como se mencionó anteriormente, este sistema consistirá en una micro-red no aislada, por lo que a este diseño se le tiene que agregar y considerar una conexión a la red convencional. En este caso, se hace un contrato con la Comisión Federal de Electricidad que es la encargada de suministrar energía eléctrica a esta industria, dicho componente y sus parámetros se observan en la Figura 4.23.

Figura 4.23. Configuración de los parámetros para la red.

En la Figura 4.23, se observa el módulo ‘Advanced Grid’, este módulo agrega varias opciones para *Tarifas en tiempo real* o *Tarifas Programadas*, como lo es este caso de estudio. Dicho módulo, permite ingresar la capacidad de venta, la capacidad de compra, el cargo de interconexión, las compras netas máximas de la red y varios parámetros de control avanzados para ajustar cuando el usuario decida comprar o vender energía al suministrador.

Por lo que, en la configuración de este módulo para la red, el usuario puede manipular en HOMER Pro la compra neta máxima a la red que sería la demanda contratada al suministrador de energía, en este caso, se dejó el valor de 10,800 kW que es la demanda contratada a CFE.

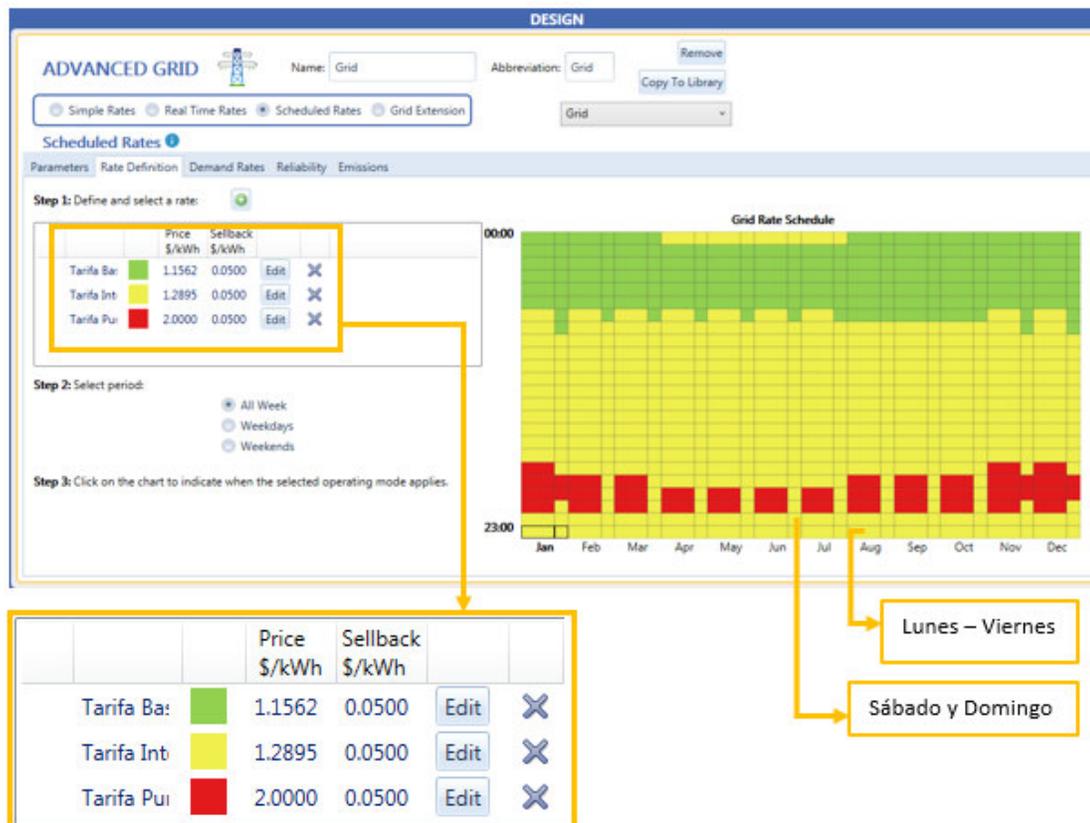


Figura 4.24. Coordinación de las tres tarifas de acuerdo con los tiempos de uso y costos a lo largo de un año para la empresa Daltile.

En la Figura 4.24, se indican los tiempos de uso para cada tarifa a lo largo de cada mes del año, considerando las 24 horas del día. La Figura 4.25, muestra el resultado de los cargos considerados para ingresar el costo total de la Demanda Facturada por CFE respecto al consumo de las *Tarifas Base, Intermedia* y *Punta*, estos cargos adicionales no se pueden agregar directamente en el software HOMER Pro como tres costos diferentes, es decir, no se permite agregar el costo de demanda para la tarifa base, intermedia y punta por separado, es por ello que considerando los costos de demanda en cada tarifa se realiza la aproximación de un solo cargo por concepto de demanda. Los costos de cada tarifa se tomaron del recibo mensual de la Comisión Federal de Electricidad mostrado en la Figura 4.26.

DESIGN

ADVANCED GRID  Name: Abbreviation:

Simple Rates
 Real Time Rates
 Scheduled Rates
 Grid Extension

Grid

Scheduled Rates ⓘ

Parameters Rate Definition Demand Rates Reliability Emissions

Step 1: Define and select a rate: ⓘ

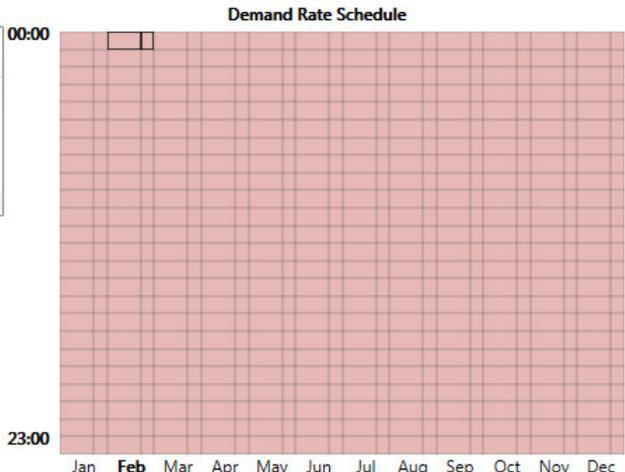
	Demand		00:00
	\$/kW/mo		
Demand E	210.1456	<input type="button" value="Edit"/>	<input type="button" value="X"/>

Step 2: Select period:

All Week
 Weekdays
 Weekends

Step 3: Click on the chart to indicate when the selected operating mode applies.

Demand Rate Schedule



23:00
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

4.25. Parámetros de entrada de acuerdo con el costo de la demanda contratada durante las 24 horas del día en un año.

CFE
Comisión Federal de Electricidad

Av. Paseo de la Reforma Num. 164
Col. Juárez, México, D.F. 06600
RFC: CFE370B14-Q10

Número de servicio:

Total a pagar:

(TRES MILLONES DOSCIENTOS SETENTA Y DOS MIL NOVECIENTOS SESENTA Y CUATRO PESOS 00/100 M.N.)

Fecha límite de pago:

Nombre y Domicilio:

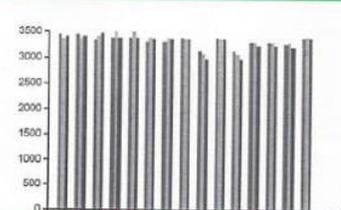
Ruta: Período: **31 DIC 14 A 31 ENE 15** No. Medidor:

Función	No. Medidor	Lectura actual	Lectura anterior	Diferencia	Totales
kWh base					719,845
kWh intermedia					1,106,680
kWh punta					267,116
Mes	Días de mes	Consumo prom. diario	Energía kWh	Precios \$/kWh	Importe \$
kW base					3,375
kW intermedia					3,464
kW punta					3,377
kV/Wh	Factor de proporción	Demanda máxima kW	Precios \$/kWh	Importe \$	Factor de potencia %
					98.27
Energía en base kWh		719,845		0.91900	
Energía en intermedia kWh		1,106,680		1.03350	
Energía en punta kWh		267,116		1.64690	
Demanda facturable kW		3,383		181.19000	

Tarifa HSL

Tarifa	Carga conectada kW	Demanda contratada kW	Multiplicador
HSL	10800	D10800	12000

1



Mes	kW	Demanda máxima kW	Carga conectada kW	Demanda contratada kW	Multiplicador	Precio medio
ENE 14	3,314	4,010,300	98.37	73	1.0102	
FEB 14	3,402	1,904,343	98.61	83	1.5449	
MAR 14	3,324	2,150,237	98.61	83	1.4353	
ABR 14	3,297	346,843	98.74	85	1.4675	
MAY 14	3,323	1,853,134	98.87	82	1.4507	
JUN 14	3,301	2,029,100	98.80	81	1.4167	
JUL 14	3,408	2,057,270	98.62	83	1.4516	
AGO 14	3,461	2,074,707	98.87	81	1.4572	
AGO 14	3,415	2,069,195	98.75	80	1.4914	
SEP 14	3,351	1,966,224	98.83	81	1.4748	
OCT 14	3,350	1,648,499	98.72	81	1.4733	

2 **3** **4** **5**

Avisos importantes

Figura 4.26. Recibo consultado para la estimación de costos por el suministrador de energía.

Finalmente, una vez definidos los parámetros y costos de conexión con el suministrador de energía por medio de la red, se agrega la configuración de los paneles fotovoltaicos, es importante mencionar que HOMER Pro es una herramienta eficiente para optimizar el diseño de una micro-red, por ese motivo, en este trabajo, se confiará en el diseño óptimo calculado por el software. Asimismo, el software permite la opción de elegir un panel solar del catálogo interno proporcionado por HOMER Pro, o configurarlo a partir de los datos reales del panel solar con que cuente el usuario. El proceso de selección de componentes precargados en HOMER Pro, se muestra en la Figura 4.27, mientras que configuración para los paneles solares se muestra en la Figura 4.28.

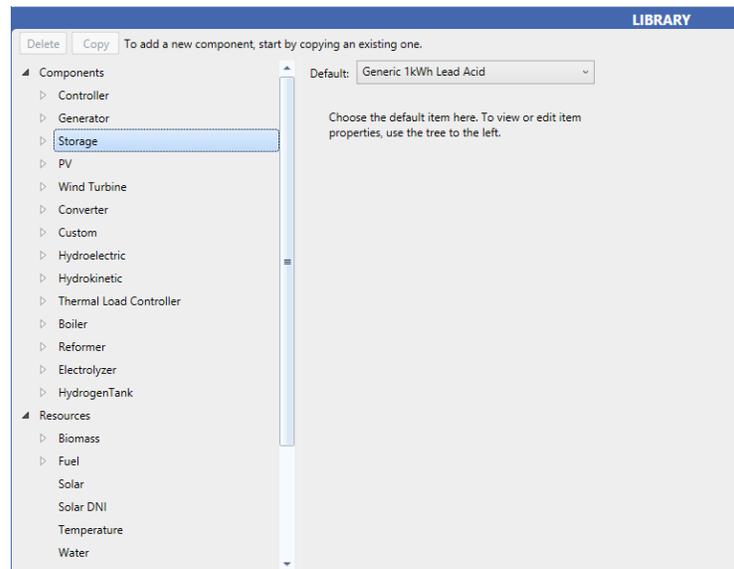


Figura 4.27. Componentes y fuentes renovables disponibles en la librería que ofrece HOMER Pro.

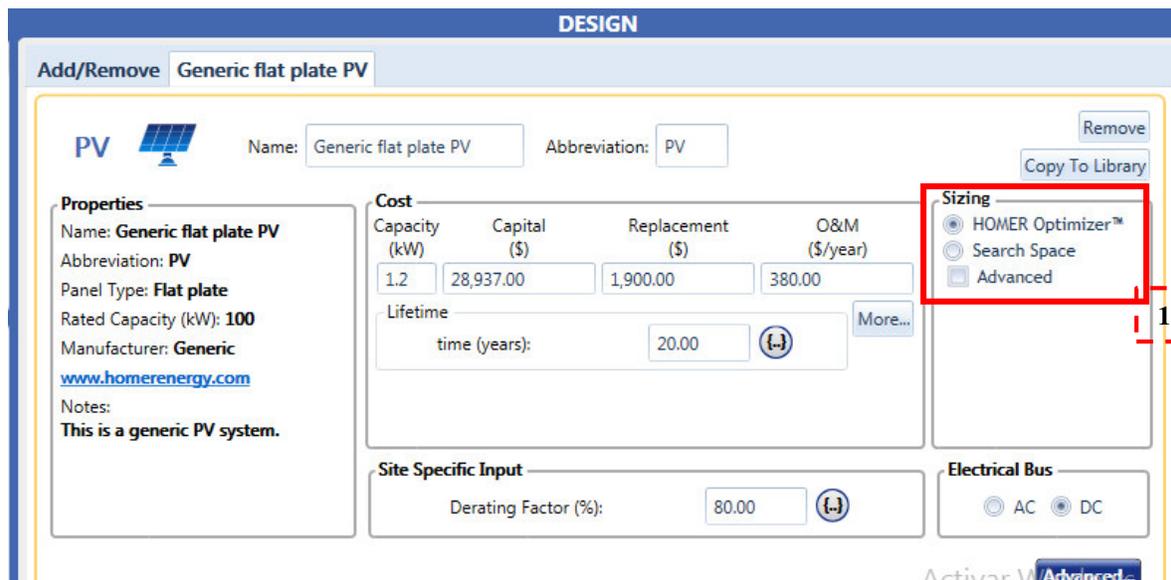


Figura 4.28. Configuración para el panel solar propuesto por HOMER Pro.

En la Figura 4.28, se puede observar en el cuadro marcado con el numeral 1 un apartado llamado ‘Sizing’ que hace referencia a lo indicado en el párrafo anterior, es decir, la disponibilidad que maneja

el software para la optimización del sistema ya sea mediante el optimizador interno, a través de la configuración del espacio de búsqueda o la configuración avanzada del optimizador.

Para este caso de estudio se están manejando sistemas fotovoltaicos de 1.2kW de capacidad, para un área calculada de 80,640 m² que permite instalar 3,000 paneles fotovoltaicos, con un costo capital de \$28,937.00 MXN para cada uno de estos equipos, así como el costo de remplazamiento, costo de operación y mantenimiento anual indicados. Cabe resaltar que, para el dimensionamiento óptimo, el usuario puede elegir la moneda de acuerdo con el país para el que se esté haciendo la propuesta de diseño de la micro-red, para tener una mayor comprensión de resultados.

Cuando se tiene una micro-red con paneles fotovoltaicos HOMER Pro de forma automática, a manera de alerta, recomienda agregar al esquema del diseño un convertidor de energía, ya que en este tipo de instalaciones es necesario el uso de inversores que convierten la corriente directa (CD) generada por los paneles, a energía de corriente alterna (CA), que pueda ser inyectada a la red eléctrica y utilizarla, para el autoconsumo del usuario.

La función principal de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. En las etapas principales del desarrollo de los inversores fotovoltaicos, los requisitos de los operadores de las redes eléctricas a la que se conectaban solicitaban únicamente el aporte de energía activa y la desconexión del inversor de la red si ésta excedía de unos ciertos límites de voltaje y frecuencia. Con el progresivo desarrollo de estos equipos y la cada vez mayor importancia de las redes eléctricas inteligentes, los inversores ya son capaces de proveer energía reactiva e incluso aportar estabilidad a la red eléctrica, la configuración para este componente en este diseño se observa en la Figura 4.29, donde también se utiliza la herramienta de optimización de HOMER Pro para la elección de dicho componente.

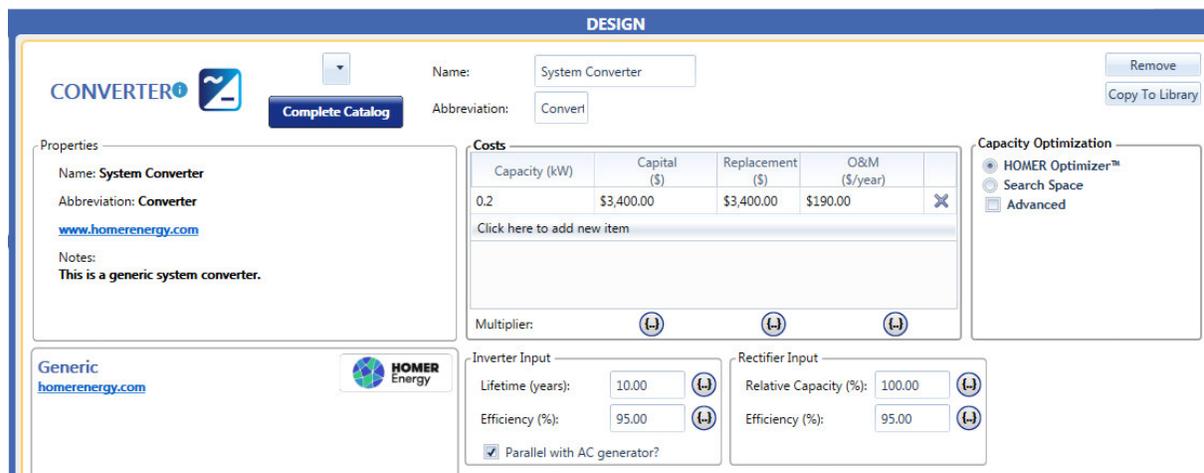


Figura 4.29. Configuración del Convertidor propuesto por HOMER Pro.

Una vez terminado el diseño de la micro-red y cumpliendo con los requerimientos de carga y todos los parámetros agregados para cada uno de los componentes, el diagrama esquemático mostrado en la Figura 4.30 sería el resultado final presente en HOMER Pro.

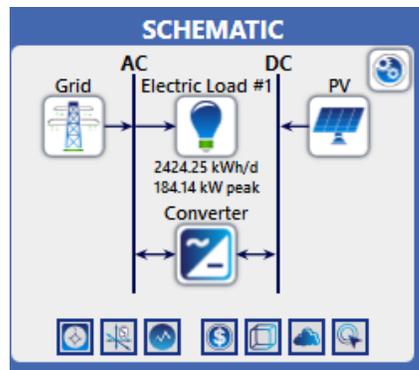


Figura 4.30. Esquemático final de diseño de la micro-red en HOMER Pro.

HOMER Pro genera un resumen de resultados dentro y fuera del software, es decir, se puede generar un reporte formal en formato .pdf diseñado y explicado por HOMER Pro (ver Anexo B). Finalmente, al ejecutar la simulación se obtiene la Figura 4.31, y la concentración de datos presentados en las Tablas 4.3 y 4.4 con los resultados obtenidos con HOMER Pro, para este ejemplo de simulación a nivel industrial.

Optimization Results													
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.													
Architecture							Cost						
⚠	🔌	☀️	PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Efficiency1	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Fuel cost (\$/yr)	O&M (\$/yr)
				10,800		0	CC	\$872M	\$1.81	\$44.6M	\$0.00	\$0.00	\$44.6M
			87.9	10,800	10.1	0	CC	\$875M	\$1.82	\$44.6M	\$3.09M	\$0.00	\$44.6M

Figura 4.31. Resultados de HOMER Pro.

Tabla 4.3. Concentración de resultados del caso de estudio para un sistema no aislado.

	Capacidad Instalada PV [kW]	Carga contratada a la red [kW]	Capacidad del convertidor [kW]	Costo de la energía [\$/kWh]	Costo de operación [\$/año]	Capital inicial [\$/MXN]
HOMER Pro	87.9	10,800	10.1	1.82	44.6 MDP (Millones de pesos)	3.09 MDP (Millones de pesos)

Cabe destacar, que en el costo de Operación y Mantenimiento (O&M) en la optimización de HOMER Pro, ya está contenido el costo de la energía eléctrica generada con la micro-red para el periodo de vida útil del proyecto. Las Tablas 4.3 y 4.4 concentran los resultados obtenidos para la segunda mejor configuración del sistema de suministro eléctrico para la empresa, la cual incluye la micro-red, la opción óptima determinada por el software es utilizar solamente al sistema eléctrico. Lo anterior se puede entender al verificar que el costo de la energía [\$/kWh], o COE, es menor para la opción que no contiene la micro-red. Este resultado difiere con el presentado en [19].

Tabla 4.4. Concentración de resultados para el caso de estudio presentado.

	<i>O&M</i> [\$ MXN]	<i>Energía producida</i> <i>con la micro-red</i> [kWh/año]
HOMER Pro	44.6 MDP	156,249

El caso de estudio presentado en [19] fue resuelto utilizando Matlab y en ese caso, el algoritmo de optimización utilizado buscaba obtener una configuración que produjera la mayor ganancia para el usuario, logrando disminuir el uso de la red eléctrica y obteniendo el menor costo de inversión al aprovechar de manera adecuada los recursos renovables de la zona de estudio, e involucrando la administración de la energía en función de las diferentes tarifas horarias de la empresa de suministro de energía. Al emplearse un código desarrollado específicamente para la aplicación particular fue posible ingresar de manera precisa las fórmulas utilizadas para el cálculo de la facturación por concepto del consumo de energía eléctrica, de acuerdo con la tarifa de CFE considera, aspecto que no es posible hacer con el mismo detalle en el software Homer Pro. Lo anterior puede ser el motivo de la diferencia entre los resultados obtenidos en la aplicación de las dos metodologías.

Por otro lado, HOMER Pro optimiza la micro-red de manera que pueda satisfacer la mayor demanda de carga posible sin escatimar el costo de inversión y operación de los equipos, en este caso de estudio de acuerdo a los resultados presentados, HOMER Pro propone que es mejor no instalar una micro-red y el usuario, en este caso la empresa Daltile, permanezca conectado únicamente a la red. Además de las restricciones impuestas por el software HOMER Pro en algunos conceptos relacionados con los costos de facturación por parte del suministrador, otros factores que pudieron haber influido en la discrepancia de resultados fue la definición precisa de los horarios de consumo para cada tarifa, así como las diferencia en las bases de datos meteorológicas utilizadas. A pesar de estos factores, se puede concluir que HOMER Pro es una herramienta viable, para la realización de este tipo de estudios, solamente que, al ser una herramienta muy general, y diseñada para ser utilizada para una gran variedad de empresas de suministro, es complicado configurar de manera precisa todas las particularidades de las tarifas impuestas por cada empresa, como en este caso con las tarifas anteriores de CFE.

Capítulo 5

Dimensionamiento óptimo de Micro-red

En este capítulo se presenta el desarrollo del dimensionamiento óptimo de la micro-red para la División de Ingenierías Campus Irapuato – Salamanca, con las herramientas encontradas en el software de optimización HOMER Pro. Dado que el software permite hacer un análisis de la relación costo-beneficio obtenido para el sistema modelado y, lo compara con las diferentes propuestas de diseño que HOMER Pro va creando de manera automática, mostrando diferentes configuraciones para la misma micro-red, la selección de la configuración de micro-red más adecuada para la DICIS, se realiza bajo este criterio y buscando el mayor beneficio económico.

5.1. CASO DE ESTUDIO

Conociendo las bondades que tiene este programa, como se observó en el capítulo anterior, se busca modelar el sistema bajo estudio de acuerdo con el diagrama esquemático mostrado en la Figura 5.1, tratándose de una micro-red no aislada que considera como fuentes de generación paneles fotovoltaicos, un generador diesel, además de un sistema de almacenamiento o banco de baterías.

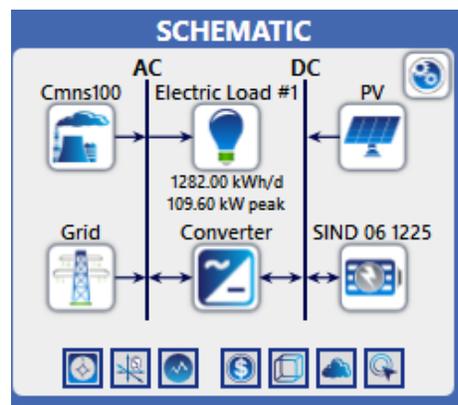


Figura 5.1. Arquitectura de la micro-red no aislada modelada en HOMER Pro.

Para lograr concretar la propuesta de diseño mostrada en el diagrama esquemático de la Figura 5.1, se tienen que realizar previamente una serie de pasos como se explica en los siguientes apartados.

5.2. DISEÑO Y UBICACIÓN

Al ingresar al programa, lo primero que se tiene que hacer es configurar la ubicación del lugar donde se llevará a cabo la implementación del proyecto, Figura 5.2.

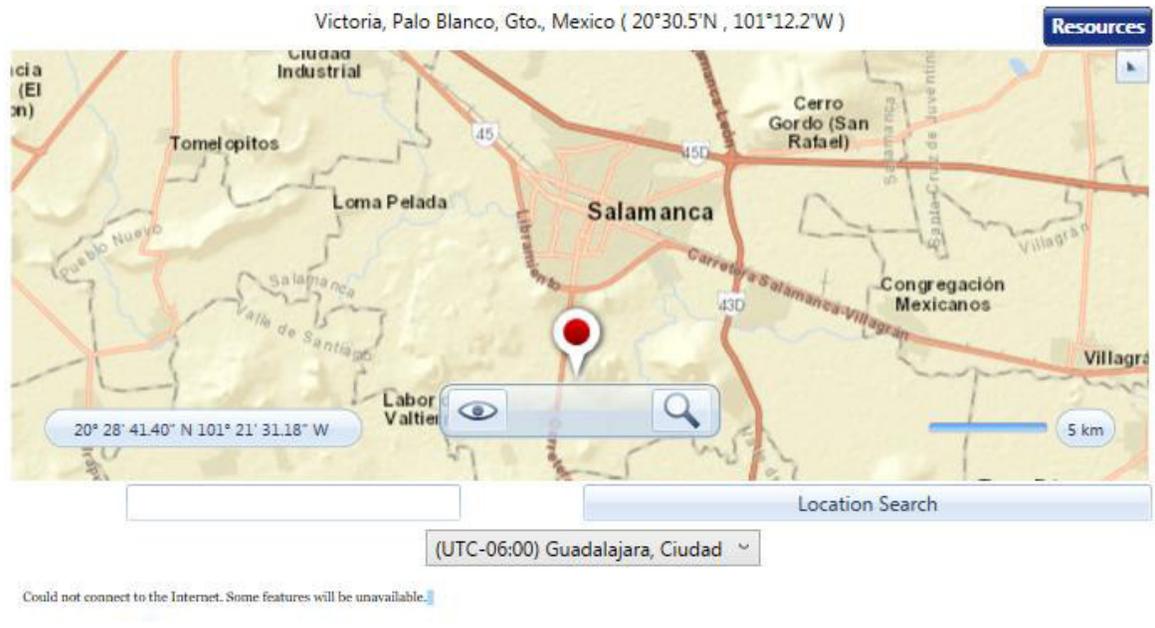


Figura 5.2. Ubicación del proyecto para la micro-red, comunidad Palo Blanco, Salamanca, Guanajuato, México.

Al ingresar al software, lo primero que solicitará al usuario será la ubicación deseada para el proyecto a desarrollar (Fig. 5.2) una vez localizada la zona, se puede dar clic en la pestaña “Resources” que por medio de la base de datos de la NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) añadirá las condiciones climatológicas del área seleccionada por el usuario, esta información ya se encuentra pre-cargada de manera permanente en el software, pero esto es opcional. En este caso, sí se consideró, ya que de otra forma se tendrían que exportar al programa mediciones exactas de dichas condiciones. Cuando no se tiene esta información, es muy recomendable apoyarse en los datos ya establecidos por la plataforma.

En el marco económico, desde esta primera ventana, Figura 5.3, se le permite al usuario ingresar la tasa de interés y la tasa de inflación, para este caso de estudio se consideraron valor de 7% y 6.70%, respectivamente. El periodo de vida útil del proyecto es de 20 años, dato que también se ingresa en este primer paso.

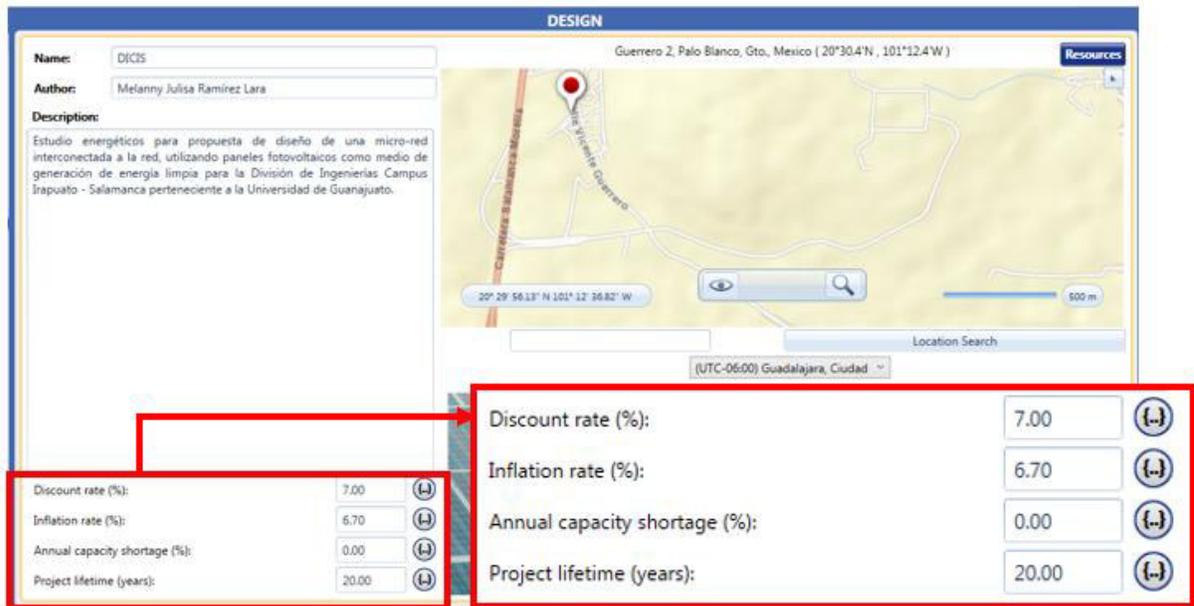


Figura 5.3. Ventana para crear un Nuevo Proyecto, donde se ingresan parámetros económicos.

5.3. MODELADO DE LA MICRO-RED EN HOMER Pro

Una vez ubicado el proyecto, se procede a añadir los datos del perfil de carga eléctrica, en este caso se seleccionó un perfil de carga 'Industrial' debido a que el campus se encuentra conectado a una demanda de 645 kW a la red de CFE. Para este perfil de carga industrial, el nivel máximo de potencia es de 1,000 kW, como se muestra en las Figuras 5.4 y 5.5, respectivamente.



Figura 5.4. Perfil seleccionado de carga: Industrial.

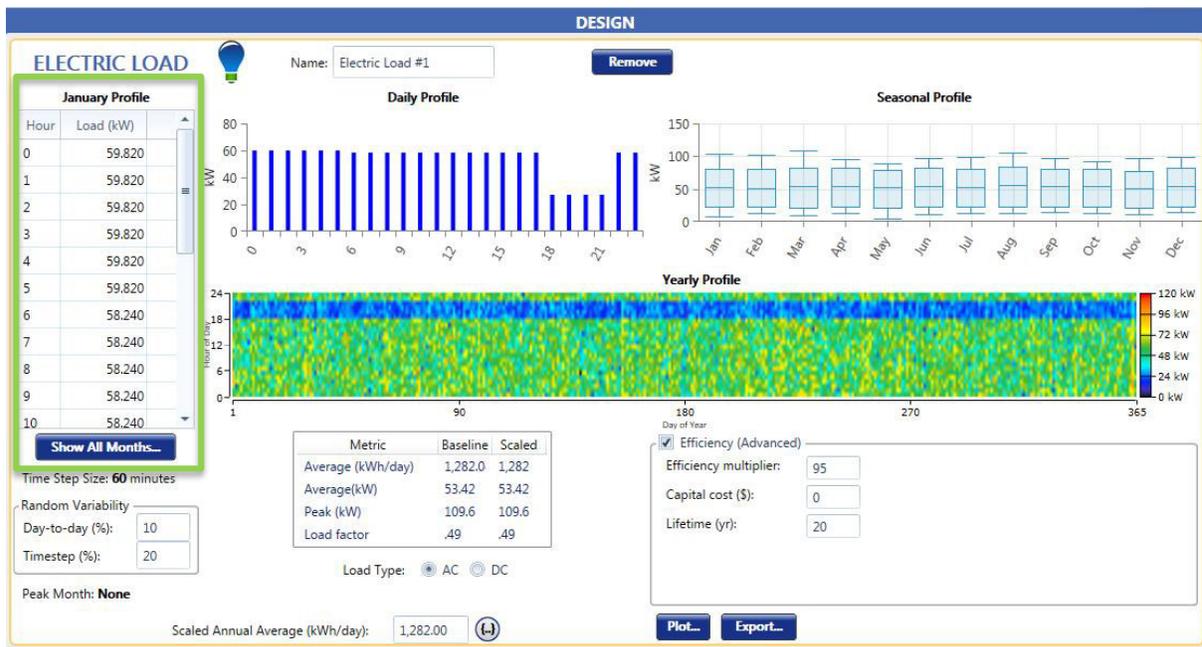


Figura 5.5. Diagrama del comportamiento de la carga eléctrica a lo largo de un año.

Hour	Weekdays											
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
0	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820
1	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820
2	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820
3	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820
4	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820
5	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820	59.820
6	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240
7	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240
8	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240
9	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240
10	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240
11	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240
12	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240	58.240

Figura 5.6. Perfil de la carga eléctrica, de acuerdo con el consumo de cada mes

Es importante mencionar que los datos de carga que se ingresaron para obtener el diagrama de la Figura 5.5. se consultaron con un recibo emitido por Comisión Federal de Electricidad según el contrato con la División de Ingenierías, en la Figura 5.6 se muestra una tabla de datos que corresponden a la carga eléctrica durante 24 horas, para cada día de la semana y fines de semana de cada mes y a lo largo de un año.

En la Figura 5.7, se muestra el recibo facturado por CFE donde se desglosa su consumo y costo de la energía, para niveles de media tensión horaria como lo es este caso de estudio, el costo de la energía eléctrica varía con los horarios establecidos por CFE, es decir, se cuenta con tres tarifas diferentes denominadas *Tarifa Base*, *Intermedia* y *Punta*, como se mencionó en el Capítulo 3, esta variación de costos en la energía de acuerdo con los tiempos de consumo de la misma, se tienen que ingresar y configurar al agregar la red como componente y parte del diseño.



CFE Suministrador de Servicios Básicos
 Río Ródano No.14, colonia Cuauhtémoc,
 Alcaldía Cuauhtémoc, Código Postal 06500,
 Ciudad de México.
 RFC: CSS160330CP7

UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO

TOTAL A PAGAR:
\$111,283
 (CIENTO ONCE MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y TRES PESOS 00/100 M.N.)

NO. DE SERVICIO :
RMU :

PERIODO FACTURADO: 31 ENE 20 - 29 FEB 20

TARIFA: **NO. MEDIDOR:** **MULTIPLICADOR:** 140 **FECHA LÍMITE DE PAGO:** 12 MAR 20

CARGA CONECTADA kW: **DEMANDA CONTRATADA kW:** 645 **CORTE A PARTIR:** 13 MAR 20

Concepto	Consumo		Precio (MXN)	Subtotal (MXN)
	Medida ●	Estimada ●		
kWh base	*		8,973	
kWh intermedia			24,262	
kWh punta			4,043	
kW base			70	
kW intermedia			162	
kW punta			88	
kWMax			94	
kVArh			11,697	
Factor de potencia %			95.41	

Costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista					Desglose del importe a pagar	
Concepto	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)	Concepto	Importe (MXN)
Suministro	464.57	0	0	464.57	Cargo Fijo ²	464.57
Distribución	0	9011.78	0	9011.78	Energía	95,151.29
Transmisión	0	0	6258.98	6258.98	Bonificación Factor de Potencia ²	1,338.62-
CENACE	0	0	298.22	298.22	Subtotal	94,277.24
Generación B	0	0	6750.39	6750.39	IVA 16%	15,084.35
Generación I	0	0	35616.62	35616.62	Facturación del Periodo	109,361.59
Generación P	0	0	6857.74	6857.74	Derecho de Alumbrado Público ²	1,921.45
Capacidad	0	30148.8	0	30148.8	Adeudo Anterior	96,763.26
SCnMEM(*)	0	0	208.76	208.76	Su Pago	96,763.00-
Total	464.57	39,160.58	55,990.71	95,615.86	Total	\$111,283.30

Figura 5.7. Recibo emitido por Comisión Federal de Electricidad según el contrato con la División de Ingenierías.

HOMER Pro es una herramienta de optimización útil que puede manejar este tipo de carga contratada, ya que, al haber variación de costos respecto a la tarifa y horarios de uso, es posible ingresar el costo de la energía para las diferentes tarifas, de acuerdo con los días y meses de consumo. El programa considera meses completos (sin poder dividirlos por semanas) lo cual nos podría causar problemas de

acuerdo con los tiempos establecidos por CFE para el cobro de energía en las tres tarifas diferentes. Dentro del software, una semana laboral se contempla de lunes a viernes, los fines de semana para la industria están conformados por los días sábado y domingo. Para la optimización de la red en HOMER Pro los días sábado y domingo, son tomados como uno solo, es decir, las tarifas manejadas para cada día no pueden ingresarse, así que el usuario solo podrá elegir ingresar la información que se tenga para el sábado o para el domingo (sábado y domingo son días no laborales en la DICIS).

Por otro lado, esta propuesta de diseño consiste en un sistema no aislado, por lo que se le tiene que agregar y considerar una conexión a la red convencional. En este caso, se hace un contrato con la CFE que es la encargada de suministrar energía eléctrica a esta institución. Se selecciona la opción 'GRID' de la barra de componentes de HOMER Pro para agregar la configuración de la red al diseño propuesto. Algunos de los parámetros para la configuración de la red convencional se muestran en la Figura 5.8.

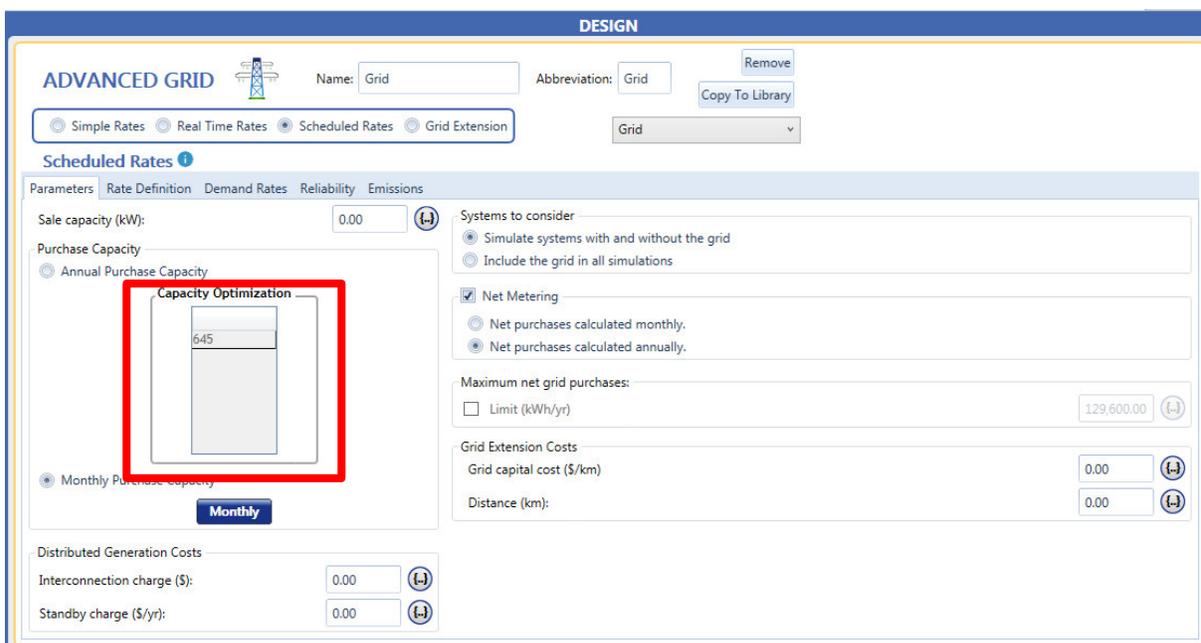


Figura 5.8. Parámetros agregados para la conexión a la red.

En la Figura 5.8, se observa el valor para la capacidad de optimización que el usuario puede manipular en HOMER Pro (recuadro rojo), con esto, además de señalar al sistema la demanda contratada al suministrador de energía, permite también solo cierta cantidad de iteraciones al software para su optimización, en este caso, se dejó el valor de 645 kW que es la demanda contratada a la CFE.

Los consumos correspondientes al histórico que aparecen en el recibo mensual de CFE se presentan en la Tabla 5.1, estos son utilizados para analizar un periodo de consumo más amplio para este caso de estudio (consultar en el Anexo A). Toda la información presentada corresponde con la instalación que tiene contratada la tarifa identificada como GDMTH (Gran Demanda en Media Tensión Horaria, mayor a 25 kW-mes) en el nuevo esquema tarifario.

Tabla 5.1. Historial de consumo.

Periodo	Demanda Max [kW]	Consumo total [kWh]	Factor de potencia [%]	Factor de carga [%]	Precio medio [MXN]
FEB 19	164	38,885	98.97	35	2.5426
MAR 19	247	51,886	98.17	28	2.4597
ABR 19	190	10,833	97.77	40	2.3684
ABR 19	237	27,679	97.36	20	2.3180
MAY 19	264	61,871	96.71	32	2.1364
JUN 19	238	4,886	61.24	3	2.9481
JUL 19	159	33,065	91.35	28	2.2590
AGO 19	231	50,573	92.81	29	2.2632
SEP 19	0	0	90.00	0	0.0000
OCT 19	177	41,580	99.99	38	2.0555
OCT 19	170	7,778	99.99	38	2.3195
NOV 19	170	39,298	99.99	32	2.5028
DIC 19	136	23,803	91.05	24	2.4661
ENE 20	118	32,289	94.14	37	2.5321
FEB 20	88	37,278	95.41	32	2.5200
Promedio	172.6	30,780	93.66	27.73	2.2461

El desglose de costos correspondientes a la tarifa GDMTH, para el mes de febrero del año 2020, se muestran en la Tabla 5.2, en la que se puede observar que esta tarifa cuenta con tres costos de energía variable, *tarifa base, intermedia y punta*.

Tabla 5.2. Costos para la tarifa GDMTH.

Int. Horario	Cargo	Unidades	Feb 2020
-	Fijo	\$/mes	464.57
Base	<i>Variable (Energía)</i>	\$/kWh	0.7523
Intermedia	<i>Variable (Energía)</i>	\$/kWh	1.4680
Punta	<i>Variable (Energía)</i>	\$/kWh	1.6962
-	<i>Distribución</i>	\$/kW	95.87
-	<i>Capacidad</i>	\$/kW	342.60
-	<i>Transmisión</i>	\$/kWh	0.1679
-	<i>CENACE</i>	\$/kWh	0.0080
-	<i>ScnMEM(')</i>	\$/kWh	0.0056

La Figura 5.9. muestra la configuración establecida para la red en el caso de estudio propuesto, siendo importante mencionar que se trata de un sistema interconectado al suministrador de energía por lo que es importante tener clara la información que se debe ingresar al componente “GRID”.

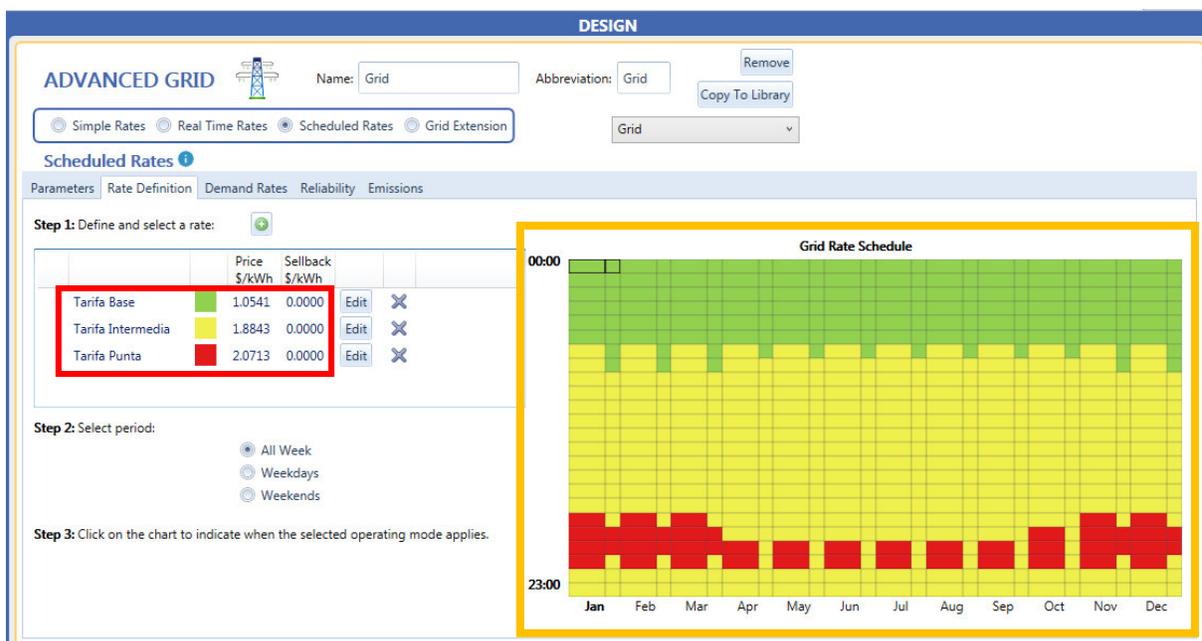


Figura 5.9. Configuración de los costos para cada tarifa de acuerdo con el horario de consumo durante un año.

Para la configuración de este componente, como se mencionó con anterioridad, se consultó un recibo emitido por la CFE, de acuerdo con el contrato que se tiene con la DICIS (ver Anexo A). En la Figura 5.9, dentro del recuadro en color rojo se encuentra la información de costo por kWh de acuerdo con la *Tarifa Base*, *Tarifa Intermedia* o *Tarifa Punta*. La Tabla 5.3, muestra la suma de los cargos considerados para ingresar el costo total de cada tarifa a HOMER Pro, ya que esta información es verdaderamente importante para el software y los resultados económicos que mostrará el optimizador al final de la simulación del proyecto.

Tabla 5.3. Costo final para la Tarifa base, Tarifa Intermedia y Tarifa Punta.

	Cargo [\$/kWh]	IVA 16%	CENACE	Transmisión	ScnMEM(')	TOTAL [\$]
Tarifa Base	0.7523	0.120368	0.0080	0.1679	0.0056	1.0541
Tarifa Intermedia	1.4680	0.23488	0.0080	0.1679	0.0056	1.8843
Tarifa Punta	1.6292	0.260672	0.0080	0.1679	0.0056	2.0713

En el recuadro color naranja de la Figura 5.9, se encuentra ubicada por color, cada tarifa de acuerdo con el horario de consumo determinado por CFE, esta información se ingresa para las 24 horas del día y los 365 días del año, según corresponda. Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo [25].

Periodos de punta, intermedio y base: estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe en el apartado 3.3.4 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018 [27].

Los horarios establecidos para los costos de consumo en *Tarifa base, intermedio y punta* correspondientes a la zona Bajío estipulados por CFE se muestran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Horarios establecidos para las Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur. Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo y festivo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

La Figura 5.10 presenta la configuración para la demanda de energía que se tiene durante el mes facturado, es decir, HOMER Pro pide al usuario ingresar el costo por kW durante un mes, este cálculo de la demanda se puede consultar en el *Capítulo 3* de este trabajo, en el cual se presentó el estudio tarifario correspondiente.

Es importante mencionar que el consumo en [kW] que se tenga medido y registrado en la lectura del horario punta es el consumo que será considerado para calcular el cobro de la demanda que se tenga para el mes facturado, ahora conocida como demanda [kWMáxAñoMóvil], anteriormente conocida como Demanda Facturable, la cual se determina con la Ecuación 5.1.

Criterios para el cobro por Capacidad y Distribución: la demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definan a continuación:

$$\min \left\{ D_{max,punta} \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.} \right] \right\} \quad (5.1)$$

Donde $D_{max,punta}$ es la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kW, $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d días del periodo de facturación, y el $F.C.$ es el factor de carga correspondiente, tomado del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018 [26].

$$Demanda_{max,punta} = \frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C} = \frac{37,278}{24 * 29 * 0.57} = 94 \text{ kW} \quad (5.2)$$

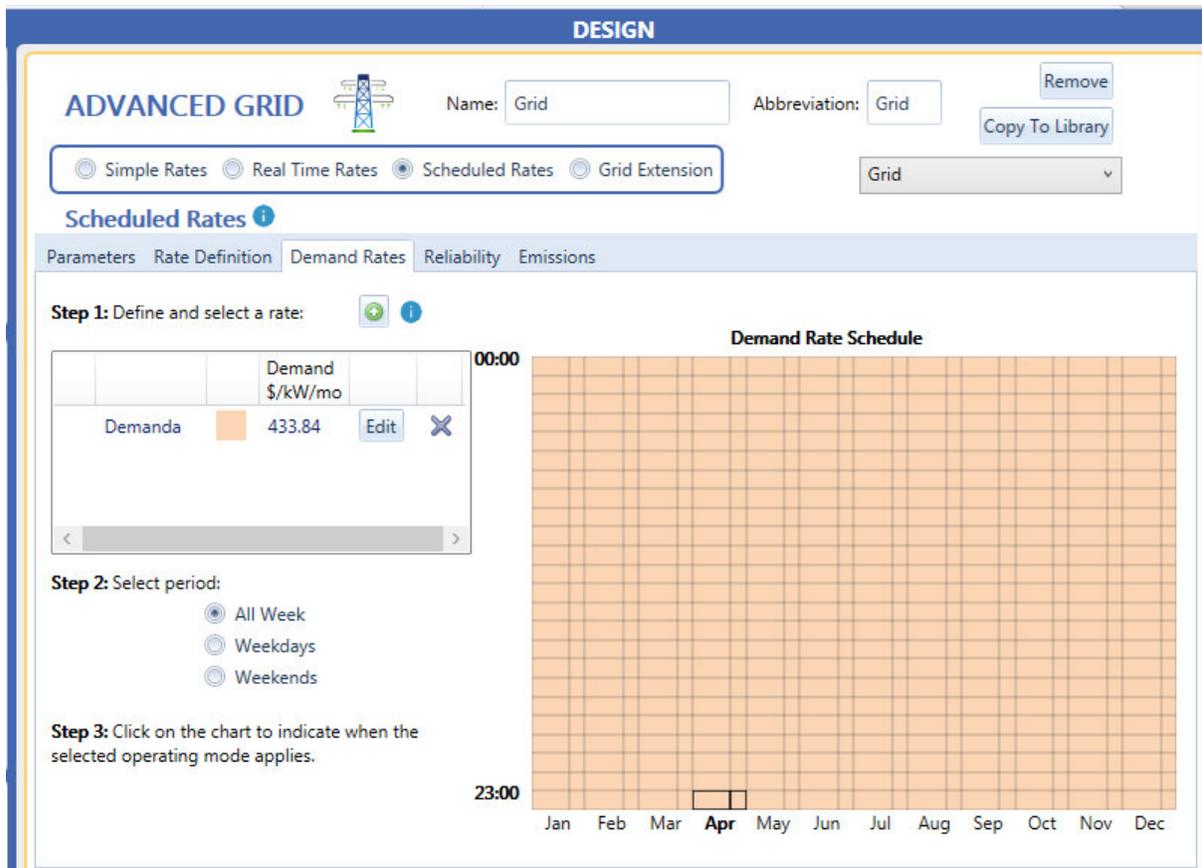


Figura 5.10. Parámetros de entrada de acuerdo con el costo de la demanda contratada durante las 24 horas del día en un año.

La Tabla 5.5, muestra el resultado de la multiplicación de los cargos considerados para ingresar el costo total de la *Demanda Facturada* por CFE respecto al consumo de las *Tarifas Base, Intermedia y Punta*, estos cargos adicionales que se contemplan en el nuevo esquema tarifario no se pueden agregar directamente en el software HOMER Pro como tres costos diferentes, es decir, no se permite agregar el costo de demanda para la *tarifa base, intermedia y punta*, es por ello que considerando los costos de demanda en cada tarifa se realiza la aproximación de un solo cargo por concepto de demanda, esto impactará en gran medida en los resultados económicos que mostrará HOMER Pro, al final de la simulación de la micro-red.

Tabla 5.5. Costo para la Demanda.

	Consumo [kW]	Cargo [\$/kWh]	TOTAL [\$/]
Tarifa Base	70	0.7523	52.6610
Tarifa Intermedia	162	1.4680	237.8160
Tarifa Punta	88	1.6292	143.3696
			433.8466

Finalmente, al tener claros los parámetros de demanda, carga y costos para cada tarifa de acuerdo con los horarios estipulados por el suministrador de energía, se agrega la configuración de los paneles fotovoltaicos. Es importante recordar que HOMER Pro es una herramienta eficiente para optimizar el diseño de una micro-red, es por eso que da la opción al usuario de diseñar el sistema de la micro-red de acuerdo a la optimización y criterio del software, o bien, que el usuario manipule, elija y calcule los componentes de la micro-red de acuerdo a la necesidad de demanda de energía que se tenga que satisfacer, costos y capital inicial disponible para dicho proyecto. Para este trabajo, se eligió un panel fotovoltaico genérico, al que se pudieran manipular sus valores en capacidad y costo, seleccionando una capacidad máxima de 1.2 kW y un tiempo de vida de hasta 20 años (proyección estimada para la mayoría de los componentes de esta micro-red). En la Figura 5.11 se muestra el catálogo interno que proporciona HOMER Pro para la selección de componentes. El factor de degradamiento para la mayoría de componentes es del 85%, estos datos se muestran en la Figura 5.12.

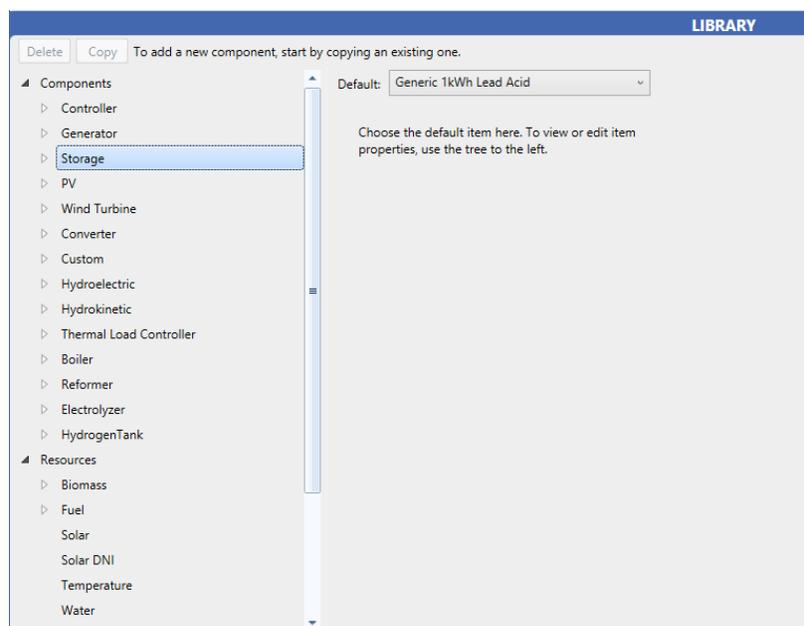


Figura 5.11. Componentes y fuentes renovables disponibles en la librería que ofrece HOMER Pro.

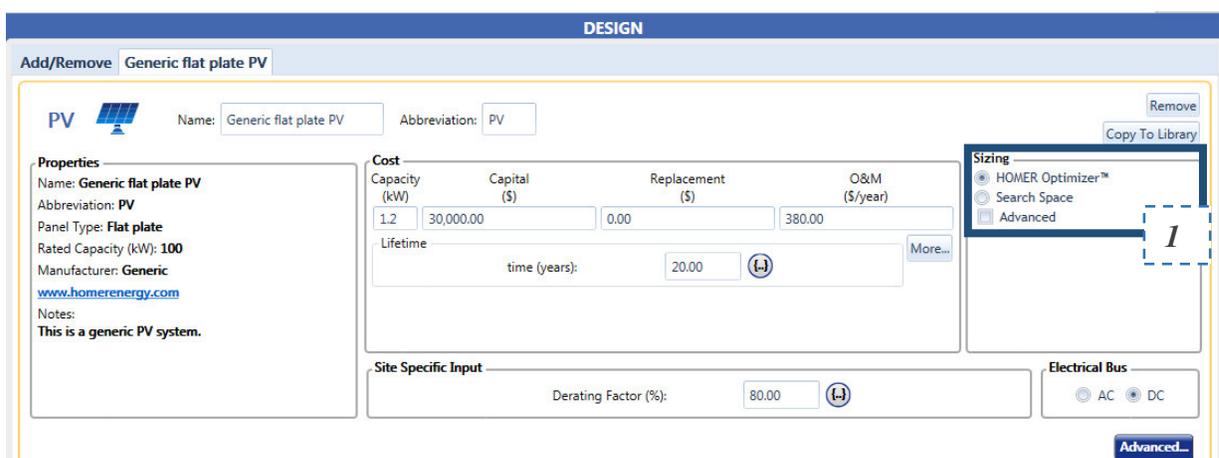


Figura 5.12. Configuración para el panel solar propuesto por HOMER.

En la Figura 5.11, se puede observar en el cuadro marcado con el numeral **1** un apartado llamado “sizing” que como se mencionó anteriormente, el software contiene una herramienta pre-cargada para realizar la optimización al crear el diseño del sistema de la micro-red.

Para el presente caso de estudio, se están seleccionando paneles fotovoltaicos de 1.2 kW de capacidad y un costo capital de \$30,000.00 [MXN] así como su costo de reemplazamiento y costo de operación y mantenimiento anual \$380.00 [MXN].

En este tipo de instalaciones es necesario el uso de inversores. La configuración para este componente en este diseño se observa en la Figura 5.13, donde también se utiliza la herramienta de optimización de HOMER Pro para la elección de dicho componente. Las cotizaciones previas para estos componentes se pueden consultar en el Anexo C de este trabajo

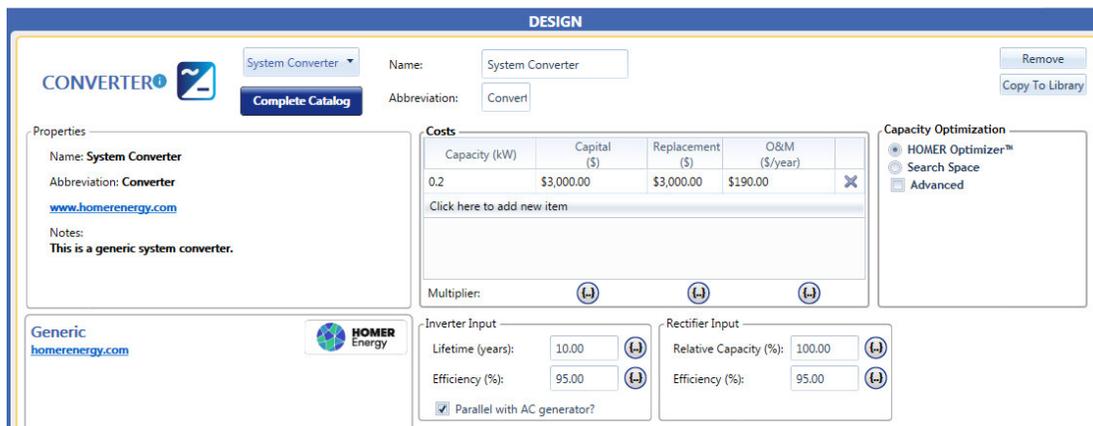


Figura 5.13. Configuración del Convertidor propuesto por HOMER de acuerdo con Panel Fotovoltaico (PV) seleccionado.

En este proyecto también se consideró incorporar un generador diésel de emergencia marca *Cummins* con capacidad máxima de 100 kW y un costo de capital inicial de \$380,000.00 [MXN], actualmente en el estado de Guanajuato el precio por litro de diésel es de \$21.51 [MXN] estos parámetros y la capacidad del generador se muestran en la Figura 5.14.

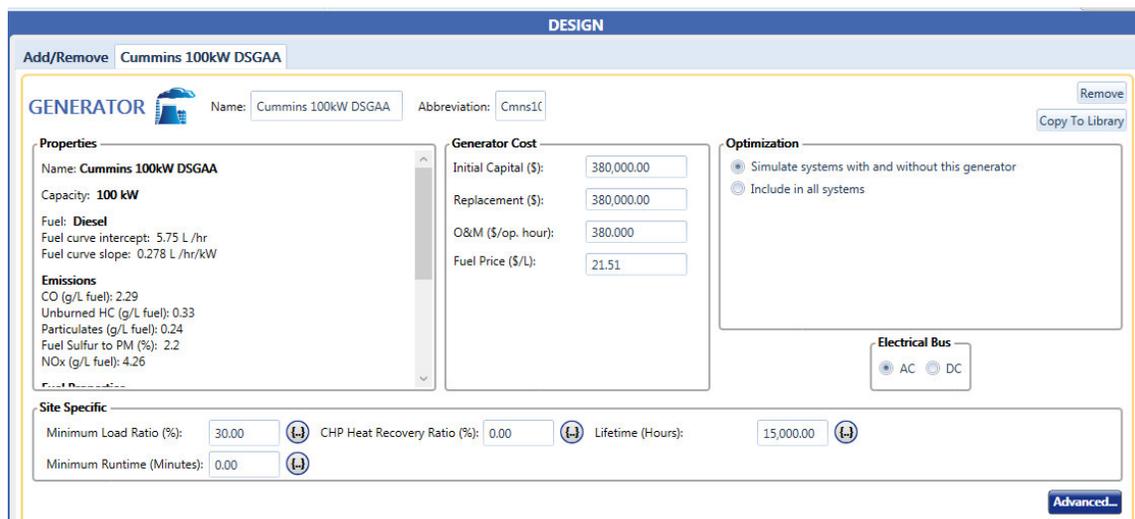


Figura 5.14. Configuración para el Generador propuesto por HOMER Pro.

Como último componente adicional a este diseño de micro-red, se consideró agregar un banco de baterías marca *Trojan* modelo SIND 06 1225 con capacidad nominal de 7.61 kWh y un voltaje nominal de 6 V, su costo inicial es de \$6,362.00 [MXN] con un periodo mínimo de vida útil de 10 años, dicha información se presenta en la Figura 5.15.

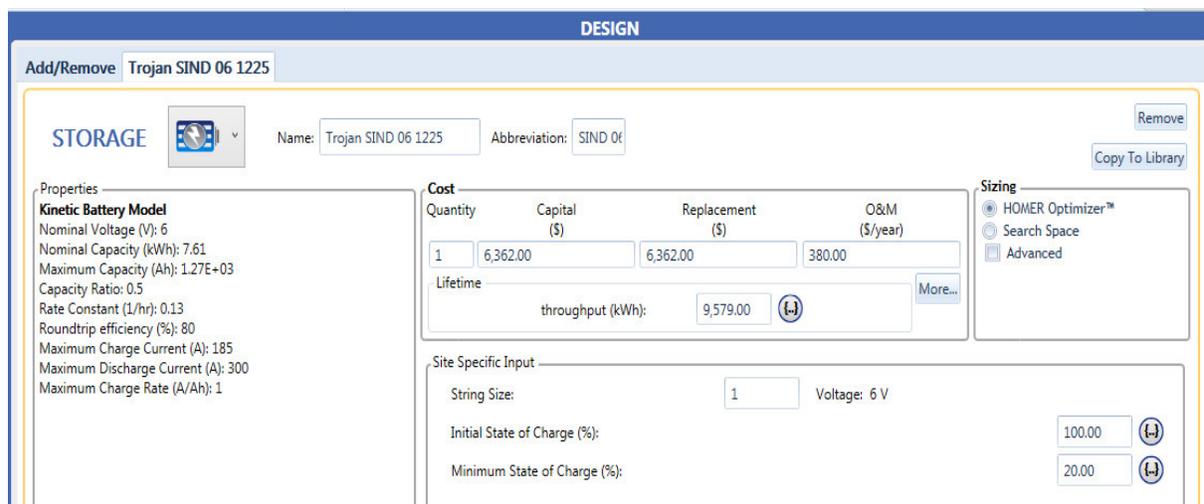


Figura 5.15. Configuración para el banco de baterías considerado para la micro-red.

5.4. RESULTADOS

Una vez terminado el diseño de la micro-red, en el que se incluyen los requerimientos de carga y todos los parámetros de configuración para cada uno de los componentes, el diagrama esquemático mostrado en la Figura 5.16 es el resultado final de la estructura de la micro-red en HOMER Pro. A partir de los componentes incluidos en el diagrama esquemático, el software comenzará a evaluar las distintas configuraciones para la micro-red, a fin de obtener la configuración óptima desde el punto de vista económico.

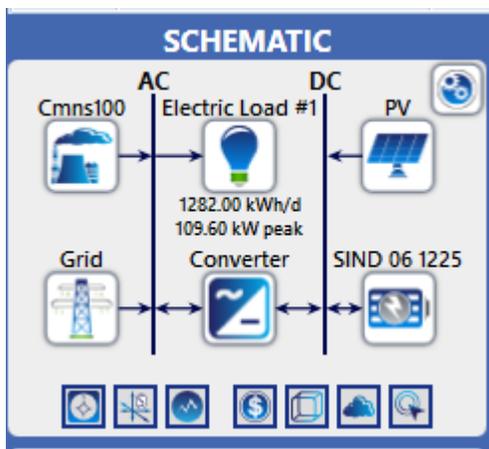


Figura 5.16. Diagrama esquemático del diseño de la micro-red en HOMER Pro.

HOMER Pro nos genera un resumen de resultados dentro y fuera del software, es decir, se puede generar un reporte en formato .pdf diseñado y explicado por HOMER Pro (ver Anexo B).

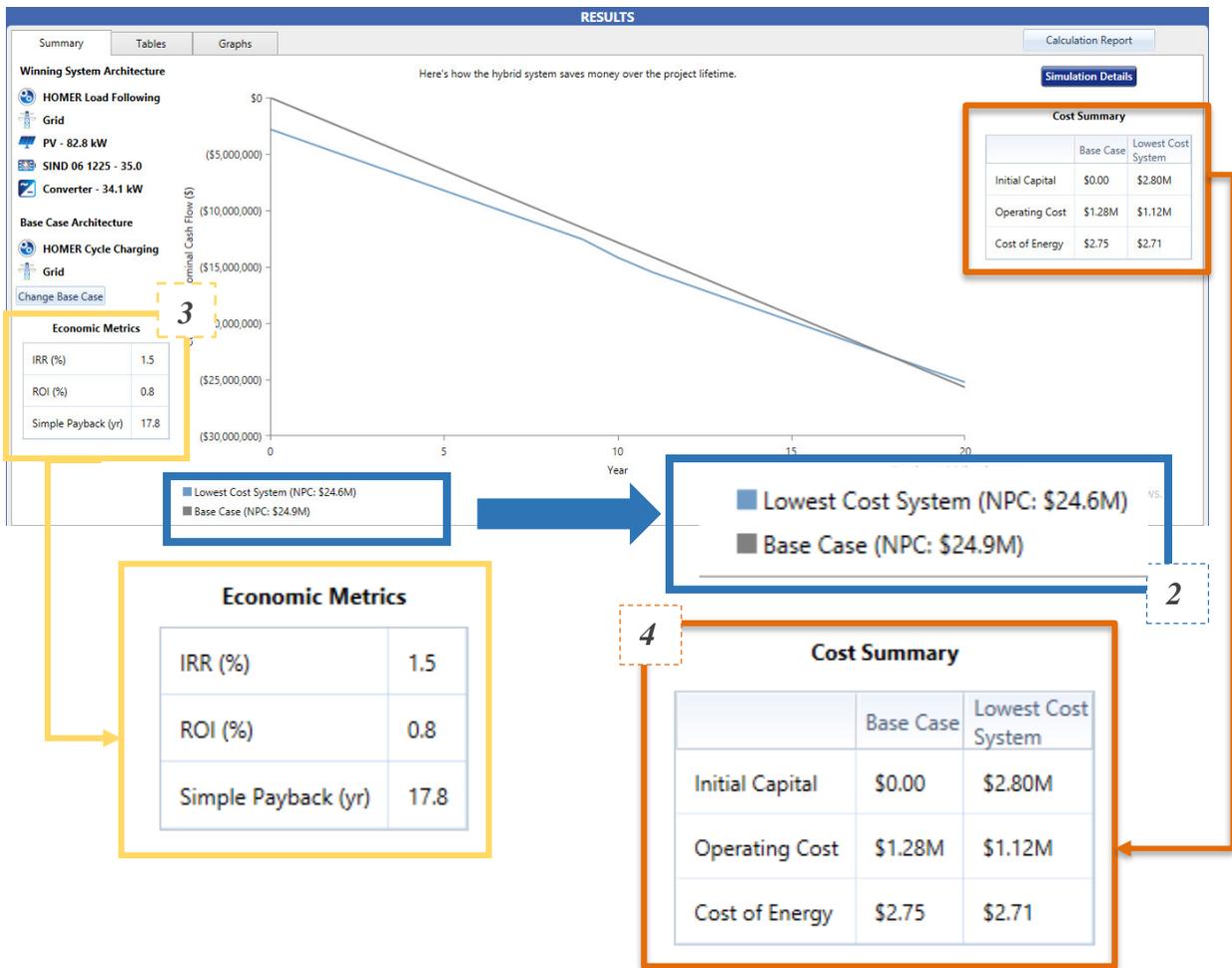


Figura 5.17. Gráfica de resultados del flujo de efectivo nominal durante el tiempo de vida útil del proyecto.

En la Figura 5.17, se encuentra marcado con el numeral 2, el Costo del Ciclo de Vida (NPC, Net Present Cost), para calcular este valor HOMER Pro toma este dato como el valor presente de todos los costos de instalación y operación de cada componente durante la vida útil del proyecto, menos el valor presente de todos los ingresos que dicho proyecto obtenga durante su vida útil. HOMER Pro puede calcular el costo anual neto de cada componente del sistema y del sistema en conjunto. La inflación estipulada en la Figura 5.3, se excluye del análisis utilizando la tasa de descuento real en lugar de la tasa de descuento nominal.

El apartado 'Results -> Summary' proporciona una descripción general del sistema ganador, es decir, de acuerdo con la optimización de HOMER Pro, mostrará la configuración que mejor convenga con base en los parámetros ingresados en el diseño del sistema, tomará la propuesta de diseño con el costo actual neto más bajo en comparación con el *Caso Base*, es decir, el sistema con el costo de capital inicial más bajo.

El sistema de *Caso Base* es el sistema con el costo de capital inicial más bajo, podría haber situaciones en los que el sistema de *Caso Base* también sea el sistema del *Caso Ganador*, esto sucede cuando el optimizador de Homer Pro no presenta mucha rentabilidad en el proyecto que se esté simulando.

La tabla de métricas económicas muestra las medidas económicas que representan el valor de la diferencia entre los dos sistemas, se puede observar en la Figura 5.16 marcada con el numeral **3**. Esta sección compara la economía del sistema ganador con el sistema del caso base y enumera la Tasa Interna de Retorno (TIR), Retorno de Inversión (ROI) y la Recuperación de la Inversión Simple.

La *tasa interna de rendimiento (IRR, Internal Rate of Return)* indica que es la tasa de descuento que conservan el caso base y el sistema actual sobre el mismo costo actual neto. En este caso de estudio se tiene un resultado de $TIR \text{ ó } IRR = 1.5$, que es el 1.5% en Tasa de Descuento que conservan el caso base y el caso ganador, que es el valor donde ambos casos tienen el mismo costo actual neto.

El *retorno de la inversión (ROI, Return on Investment)* es el ahorro de costos anual en relación con la inversión inicial. HOMER Pro lo calcula de la siguiente forma [23]:

$$ROI = \frac{\sum_{i=0}^{R_{proj}} C_{i,ref} - C_i}{R_{proj}(C_{cap} - C_{cap,ref})} \quad (5.3)$$

Donde:

$C_{i,ref}$ = flujo de efectivo anual nominal para el sistema de referencia.

C_i = flujo de efectivo anual nominal para el sistema actual

R_{proj} = vida útil del proyecto en años

C_{cap} = costo capital del sistema actual

$C_{cap,ref}$ = costo capital del sistema base (referencia)

Por lo tanto, obteniendo un resultado de $ROI = 0.8$ quiere decir que se tendrá un ahorro de costos anual del 0.8% en relación con la inversión inicial. Esta es la diferencia anual promedio en los flujos de efectivo nominales durante la vida útil del proyecto dividida por la diferencia en el costo de capital.

La *recuperación simple (Simple Payback)* es el número en años de cuánto tiempo tomaría recuperar la diferencia en los costos de inversión entre el sistema actual y el sistema del caso base.

En la Figura 5.17, marcado con el numeral **4**, se presenta una tabla comparativa con el resumen de costos para el caso base versus caso ganador donde se observan los siguientes conceptos:

- El capital Inicial es el costo total de instalación del sistema al inicio del proyecto, por lo que en este caso el sistema que incluye la configuración óptima de micro-red requiere una inversión inicial de 2.8 millones de pesos. El caso base no tiene costo capital inicial, puesto que es únicamente la conexión a la red existente.
- El costo operativo es el valor anualizado de todos los costos e ingresos distintos de los costos de capital iniciales. Aquí si se tienen dos valores comparativos de la generación de costos anual de operación en cada configuración, el caso ganador genera un menor costo en operación \$1.12 MDPA (Millones de Pesos Anuales) y el caso base \$1.28 MDPA.
- El Costo de Energía (*COE, Costo of Energy*) se define en HOMER Pro como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema, en este caso es claro que el costo por kWh es menor cuando se incluye la micro-red que con el caso base. Para el caso base se tiene un costo

de 2.75 \$/kWh y para el caso ganador 2.71 \$/kWh por lo que se tiene un ahorro de \$0.4 por cada kWh generado por la micro-red.

La Figura 5.18, muestra una comparación económica entre el *caso base* y el *sistema ganador* de acuerdo a la optimización de HOMER Pro.

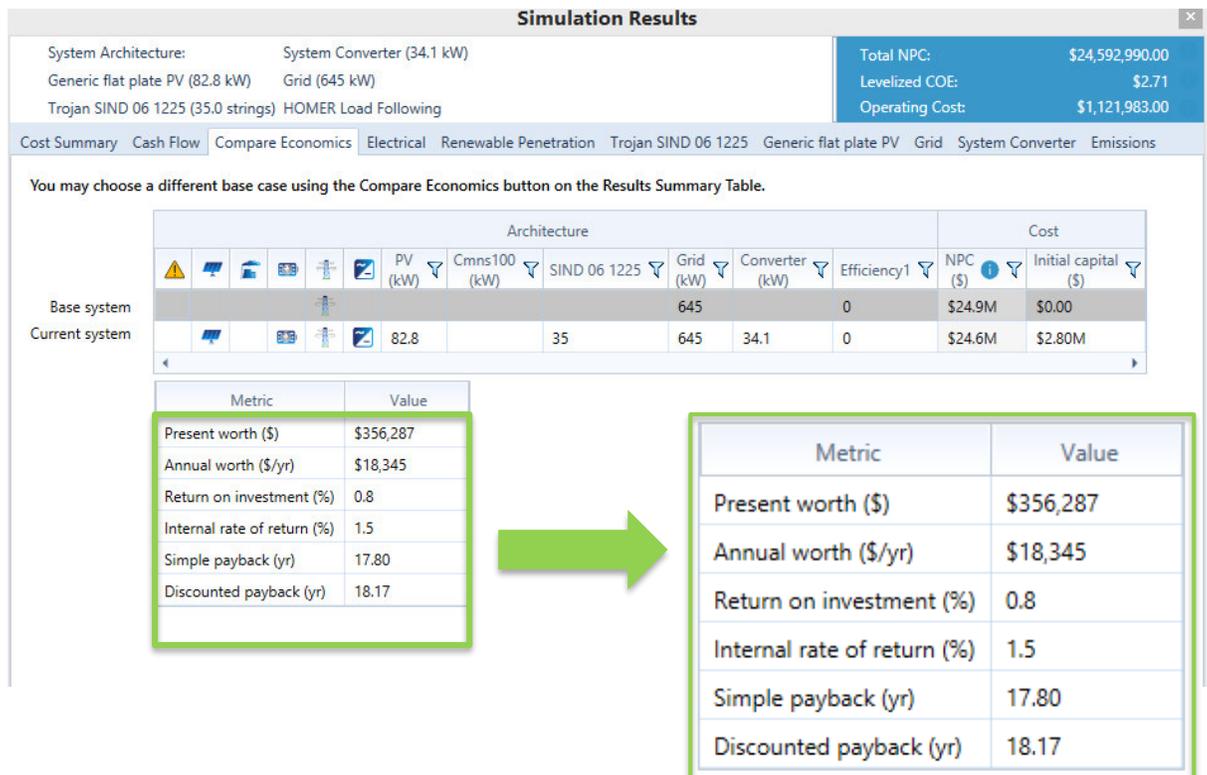


Figura 5.18. Comparación de costos entre caso base y caso ganador.

En dicha comparación presentada en la Figura 5.18, la tabla métrica muestra medidas económicas que representan el valor de la diferencia entre los dos sistemas [23]:

- *El valor presente (Present worth) (\$)*: es la diferencia entre los costos actuales netos del sistema del caso base y el sistema actual. El signo del valor presente, indica si el sistema actual se compara favorablemente como opción de inversión con el sistema del caso base. Un valor positivo indica que el sistema actual o sistema ganador, ahorra dinero durante la vida útil del proyecto en comparación con el sistema del caso base. En este caso de estudio, tenemos un resultado positivo, lo cual lo hace un proyecto viable con un valor presente de \$356,287.00 MXN.
- *El valor anual (Annual worth) (\$/year)*: es el valor presente multiplicado por el factor de recuperación de capital, para este caso el optimizador de HOMER Pro arroja un valor anual de \$18,345.00 MXN.
El factor de recuperación de capital es un índice que se utiliza para calcular el valor presente de una anualidad (una serie de flujos de efectivo anuales iguales). La ecuación para el factor de recuperación de capital es [23]:

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (5.4)$$

Donde:

i = tasa de descuento real

N = número de años

Por ejemplo, en este caso para $i=7\%$ y $N=20$ años, el factor de recuperación de capital sería igual a 7.

La tasa de descuento real se utiliza para convertir costos únicos y costos anualizados. HOMER Pro calcula la tasa de descuento real anual (también llamada tasa de interés real o tasa de interés) a partir de las entradas "Tasa de descuento nominal" y "Tasa de inflación esperada". HOMER Pro utiliza la tasa de descuento real para calcular los factores de descuento y los costos anualizados a partir de los costos actuales netos. HOMER Pro utiliza la siguiente ecuación para calcular la tasa de descuento real [23]:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (5.5)$$

Donde:

i = tasa de descuento real

i' = tasa de descuento nominal (la tasa a la que podría pedir dinero prestado)

f = tasa de inflación esperada

Por ejemplo, si la tasa de descuento nominal es del 7% y la tasa de inflación esperada es del 6.7%, la tasa de descuento real anual es del 3.89%.

- *Retorno de la inversión (Return on Investment, ROI) (%)*: HOMER Pro calcula el retorno de la inversión, restando el flujo de efectivo nominal acumulado en el año cero del flujo de efectivo nominal acumulado en el último año. Divide ese número por el tiempo de vida y luego nuevamente por el flujo de efectivo nominal acumulado en el año cero. El flujo de efectivo nominal acumulado en el año cero es equivalente al costo de capital del caso base menos el costo de capital del sistema actual (Ecuación 5.3).
- *Tasa Interna de Rendimiento (Internal rate on Return, TIR) (%)*: HOMER Pro calcula la TIR determinando la tasa de descuento que hace que el valor presente de la diferencia de las dos secuencias de flujo de efectivo sea igual a cero, para este estudio la $TIR = 1.5\%$.
- *Recuperación simple (Simple Payback) (yr)*: es el número de años en los que el flujo de caja acumulado de la diferencia entre el sistema actual y el sistema del caso base cambia de negativo a positivo. La recuperación es una indicación de cuánto tiempo tomaría recuperar la diferencia en los costos de inversión entre el sistema actual y el sistema del caso base, de acuerdo el optimizador de HOMER Pro esta recuperación simple se tendría en un aproximado de 17.8 años, de acuerdo a la vida útil del proyecto.

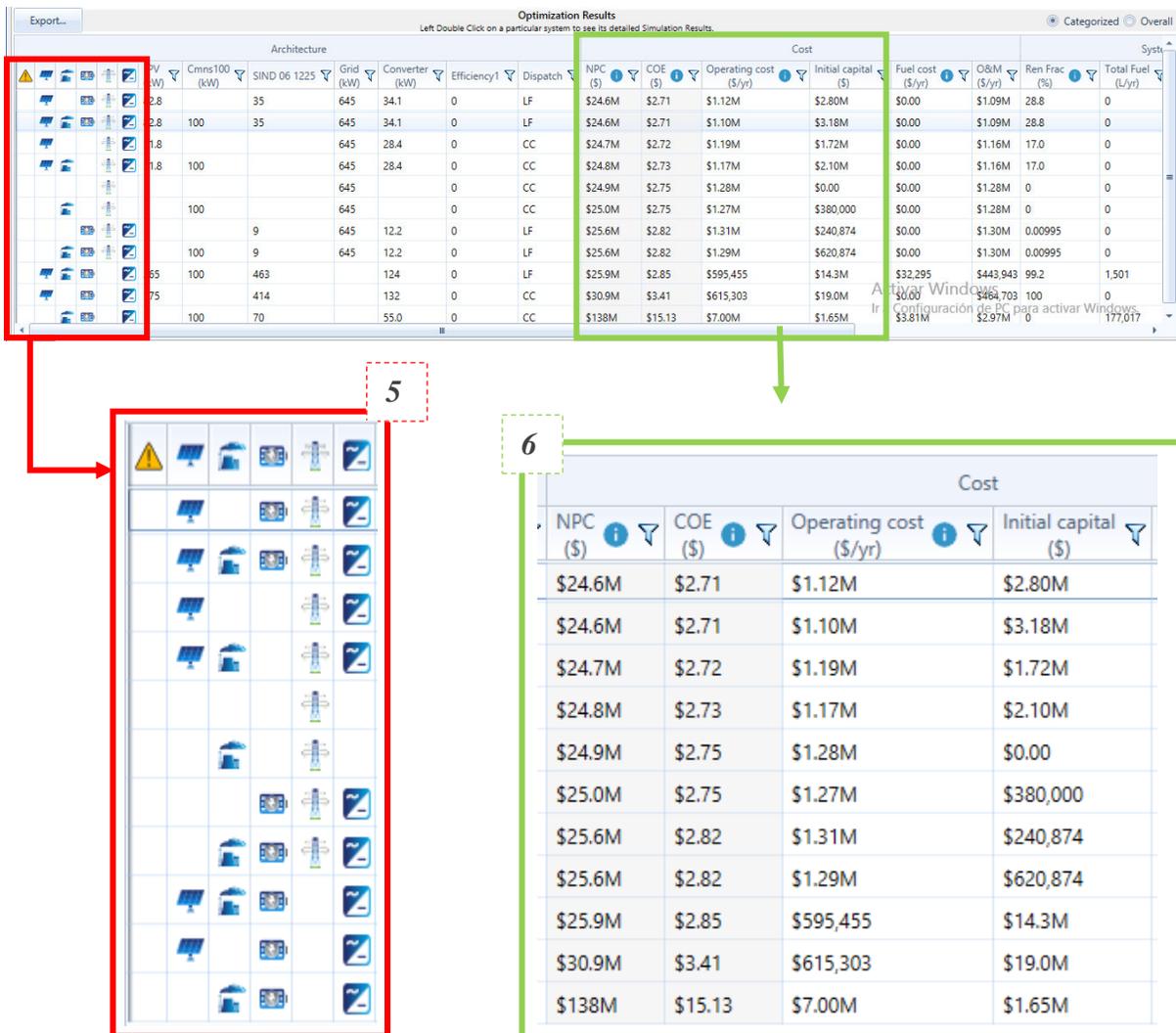


Figura 5.19. Presentación de resultados.

En la Figura 5.19, marcado con el numeral 5 y enmarcado en rojo, se encuentran las diferentes configuraciones de diseño que Homer ya ha optimizado. Finalmente, para cada configuración se realiza una optimización de costos la cual se señala con el numeral 6. A partir de la Figura 5.19, se puede observar que la configuración óptima para el sistema de suministro de la DICIS incluye paneles fotovoltaicos, inversores, banco de baterías, y la interconexión a la red eléctrica. Por esta razón, se cumple que la configuración óptima desde el punto de vista económico sería una micro-red no aislada, mientras que la segunda configuración más adecuada ya considera agregar a la micro-red el generador diesel.

Como se mencionó anteriormente, al consultar los resultados dentro de HOMER, también podemos pedirle al software que genere un reporte formal con dichos resultados y en diversos formatos, el más utilizado y el que se eligió para este caso de estudio es el formato .pdf; este reporte se genera seleccionando 'Calculate' como se observa en la Figura 5.20.

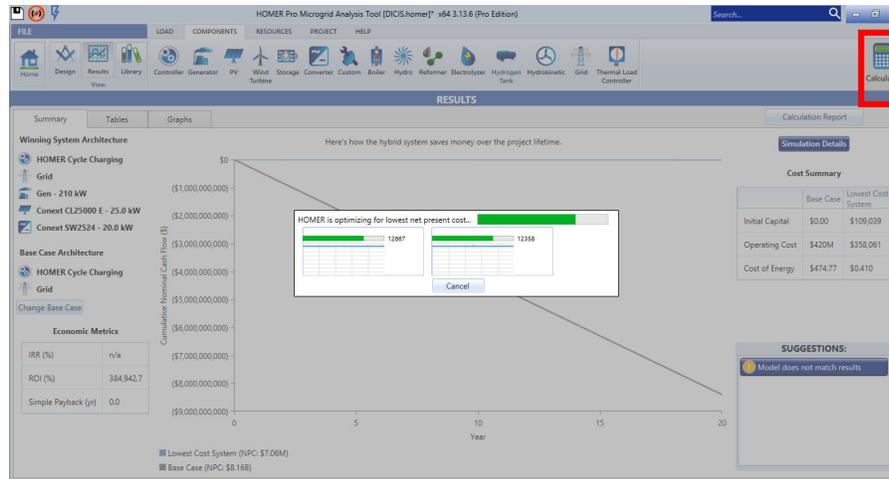


Figura 5.20. Cálculo de resultados de Homer.

Las figuras que se observan como gráficas en la Figura 5.20, son la cantidad de configuraciones que el optimizador de HOMER Pro realiza de acuerdo con los parámetros presentes en el sistema, y sintetizará uno solo como “Caso Óptimo o Ganador”. Posteriormente, en la pantalla donde se muestran los resultados de simulación, como se observa en la Figura 5.21, puede generarse el informe con la opción marcada con el numeral 6.

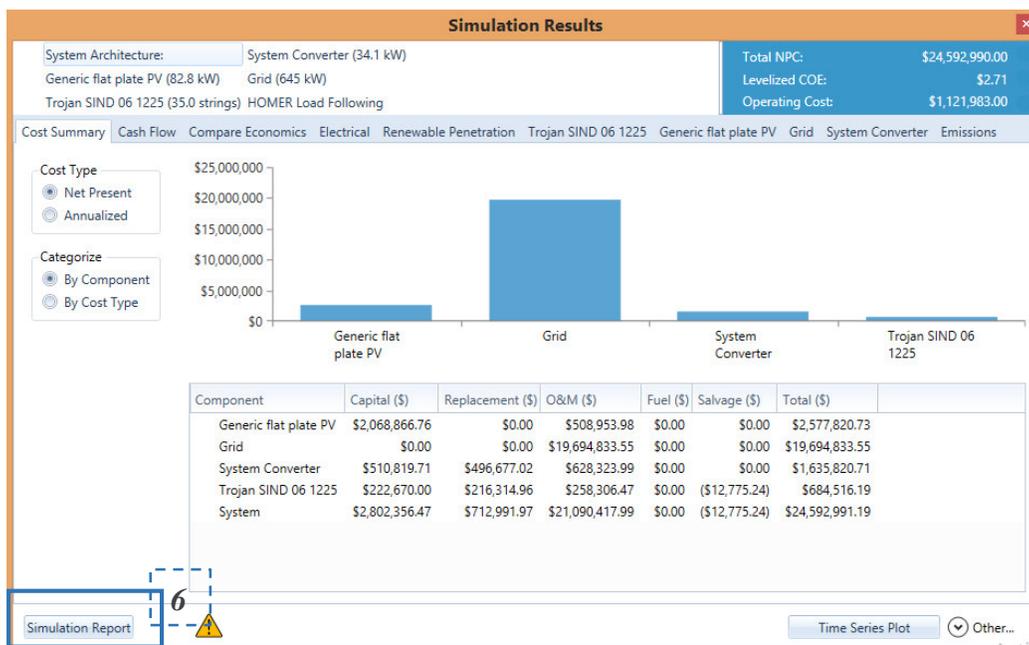


Figura 5.21. Resultados de la simulación del modelo seleccionado por Homer.

Este capítulo ha presentado el modelado, simulación y presentación de HOMER Pro con los valores necesarios para dar solución al problema de optimización para la micro-red no aislada, haciendo una comparación de relación costo-beneficio, así como la presentación de diversos diseños para el abastecimiento de la demanda de la División de Ingenierías haciendo uso de una energía renovable inagotable como lo es, la energía solar.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1. CONCLUSIONES

Las conclusiones del presente trabajo se pueden iniciar estableciendo que una vez revisadas las metas establecidas anualmente a nivel nacional para la generación de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes, es muy importante considerar la generación de energía con fuentes no convencionales. En este mismo sentido, si la generación se implementa a partir de con micro-redes diseñadas para obtener un costo – beneficio óptimo para el usuario, además de coadyuvar con el cumplimiento de los Certificados de Energía Limpia (CEL), que son el principal instrumento para alcanzar la meta nacional de generación limpia, los usuarios obtendrían un beneficio económico particular.

Al inicio de este trabajo se plantearon y explicaron los conceptos y puntos más importantes de manera teórica sobre la generación de energía convencional y no convencional. Se describió el cómo está conformado cada sistema de generación, indicando ventajas y desventajas de estos, y se presentaron los resultados obtenidos a lo largo de la historia mediante la generación de energía de manera convencional. Finalmente, se estableció el auge y la oportunidad que en este siglo XXI se le está dando a la generación de energía con fuentes renovables, y las ventajas y desventajas de este tipo de generación. Se hizo énfasis en la energía solar, dado que es el recurso que nos daría un mejor resultado en la relación costo-beneficio en el caso de estudio planteado, debido al historial de irradiación y otras condiciones climatológicas del lugar donde se propone implementar esta micro-red.

Se realizó un estudio tarifario de acuerdo con la demanda y tarifa contratada para la DICIS con el propósito de tener una correcta comprensión de los costos, cargos, cálculos y criterios considerados para la facturación por el suministrador de energía (CFE). Particularmente, una vez realizado este estudio tarifario, se recomienda analizar a profundidad todos los conceptos de cobro desglosados paso a paso, los criterios tomados por CFE para el cobro de cada concepto, nomenclatura utilizada por el suministrador de energía para su interpretación, así como realizar algunas hojas de cálculo para la comprobación de datos reales con los calculados, ya que esto permite tener mayor seguridad al comprobar los resultados del costo de la demanda facturada mensualmente. Con esto, se tiene un criterio más amplio al momento de plantear el desarrollo de un caso de estudio de dimensionamiento óptimo como en el presente trabajo, ya que esta información es de suma importancia para el modelado de cualquier sistema en el software HOMER Pro.

Para el manejo de HOMER Pro se realizó una guía básica para el manejo del software que puede ser de gran utilidad para usuarios con poca o nula experiencia. La presentación de esta información se hace de forma sencilla y explicativa para facilitar su comprensión e incentivar su consulta. Por otro lado, es muy importante considerar las restricciones que HOMER Pro impone al momento de configurar las condiciones de las tarifas eléctricas impuestas por la empresa de suministro eléctrico, por ejemplo, en este caso en particular, no fue posible ingresar de forma precisa la información relacionada con los horarios de consumo para cada tarifa (base, intermedia y punta) y los horarios de

consumo para fines de semana, así también como algunos cargos de facturación establecidos por el suministrador de energía.

En cuanto a la funcionalidad de la herramienta, el HOMER Pro es un software en el que es posible configurar conceptos económicos establecidos por el suministrador de energía, capital inicial disponible, vida útil del proyecto, tasa de inflación y tasa de interés, así como tener la capacidad de realizar la evaluación costo-beneficio del proyecto, considerando conceptos técnicos como la demanda de energía que se debe cubrir, equipos y componentes por utilizar en la micro-red, costo real de la energía eléctrica consumida por la red, la producción de energía que se tendrá anualmente generada por la micro-red instalada, entre otros aspectos, lo que lo hace un software muy completo, general, y de fácil utilización

Para ilustrar la facilidad de implementación de proyectos de dimensionamiento óptimo, se llevó a cabo un caso de estudio presentado en el trabajo titulado "Metodología para el Diseño Óptimo de Micro-redes Eléctricas en Instalaciones Industriales" realizado por la M.I. Yuly Karina Tutira Cáceres de la Universidad de Guanajuato, buscando comparar los resultados arrojados por el HOMER Pro, con los resultados obtenidos en este trabajo, en el que se implementó un algoritmo de optimización programado en Matlab. Los resultados generados por el HOMER Pro difieren de los obtenidos con Matlab para el mismo caso de estudio, atribuyéndose estas diferencias a factores como el manejo limitado de cargos por concepto de consumo de energía eléctrica en el HOMER Pro, de acuerdo con las tarifas de CFE anteriores, la definición imprecisa de los horarios para las diferentes tarifas de CFE durante todo el año y las posibles diferencias en las bases de datos meteorológicos. No obstante, se determina que estas discrepancias pueden ser menores al considerar un caso de estudio que contemple las tarifas de CFE actuales. En este sentido, se hace alusión a que la finalidad de este trabajo de tesis iba más enfocado a conocer la funcionalidad de utilizar HOMER Pro para este tipo de proyectos de generación de energía limpia, valorar sus herramientas y a su vez, conocer las limitaciones que pudiera tener al querer modelar un caso real de optimización de una micro-red.

Como caso de estudio principal del presente trabajo de tesis, se implementa el dimensionamiento óptimo de una micro-red para la DICIS Sede Salamanca haciendo uso de la energía solar, considerando la información obtenida del estudio tarifario, esto es considerando tarifas y horarios de consumo, además de la capacidad de instalación y las condiciones climatológicas. Inicialmente, para el sistema bajo estudio se presentó la dificultad de determinar una solución óptima, ya que el algoritmo de optimización de HOMER Pro no considera algunas comisiones y cargos de energía tales como concepto de Transmisión, comisión a CENACE y SnMEM', así como el IVA del 16%. Para solucionar este problema, a cada tarifa con costo variable se le agregaron estos cargos, logrando obtener un mayor acercamiento a los cargos reales facturados por el suministrador. También es importante mencionar que, para este trabajo, los horarios estipulados por CFE para el consumo de la tarifa base, intermedia y punta se adecuaron al algoritmo de HOMER Pro, es decir, se consideraron solamente meses completos y no por semanas como lo estipula el suministrador, además de considerar el fin de semana como un solo día. Por esta razón, se tuvo una variación de los resultados obtenido con HOMER Pro en el costo de la energía al compararlo con los resultados del recibo de CFE.

Una vez ejecutada la simulación, el software HOMER Pro determina una serie de configuraciones la micro-red propuesta. Cada una de las configuraciones varían en componentes y capacidad instalada lo que afecta parámetros económicos como la inversión inicial, el costo presente neto, el costo de operación y el costo de la energía, criterios a partir de los cuales se determina la opción óptima. Para el caso de estudio analizado, la DICIS, el software HOMER Pro determina una configuración de micro-

red no aislada, conformada por paneles fotovoltaicos, inversores, un banco de baterías, y la red eléctrica. Como segunda configuración de caso ganador, se propone una configuración de micro-red interconectada a la red eléctrica, que además de considerar paneles fotovoltaicos, inversores y banco de baterías, agrega un generador diesel. Mientras que, desde el punto de vista económico, una micro-red no aislada resulta ser la propuesta más adecuada para la DICIS, se debe hacer un análisis más profundo que incluya aspectos operativos y de seguridad para determinar cuál de las dos primeras propuestas sería la opción más adecuada por implementar.

En conclusión, el presente trabajo muestra la funcionalidad de una herramienta computacional muy completa para el desarrollo de proyectos de dimensionamiento óptimo de micro-redes, como lo es el software HOMER Pro, con la cual es posible implementar cualquier proyecto en diferentes niveles de tensión, ya sea residencial, comercial e industrial, por las facilidades de simulación que este software proporciona al usuario. No obstante, resulta evidente que no es suficiente con solo conocer el procedimiento que se debe seguir para utilizar el software, sino que además de los estudios previos que se requieren para configurar de manera adecuada la simulación, de tal forma que los resultados sean los más precisos posibles, es necesario tener la capacidad de análisis para dar la interpretación adecuada a los resultados obtenidos a fin de tomar las mejores decisiones sobre el proyecto.

6.2. TRABAJOS FUTUROS

A partir del desarrollo de este trabajo de tesis se proponen los siguientes trabajos futuros para ahondar en el tema abordado y mejorar el tipo de resultados a obtener en proyectos similares:

- Seguir explotando el software HOMER Pro, en el desarrollo de proyectos de dimensionamiento óptimo de micro-redes, considerando distintas condiciones operativas.
- Profundizar en las funciones del software, a fin de tener una mejor comprensión de las rutinas que emplea para el procesamiento de la información. De esta forma, se podrá adecuar de mejor manera la herramienta para incluir las particularidades de las tarifas definidas por la CFE.
- Realizar un análisis de demanda anual a profundización adecuando las herramientas con las que cuenta HOMER Pro.
- Desarrollar una herramienta de simulación que considere los conceptos que HOMER Pro implementa y que pueda adaptarse a las condiciones que impone la CFE en nuestro país para las diferentes tarifas eléctricas.
- Analizar la operación del software en los estudios que consideren la venta de excedentes de energía por parte de la micro-red.

BIBLIOGRAFÍA

[1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). 2019. KEY WORLD ENERGY STATISTICS, 2019. Tomado de: <https://webstore.iea.org/key-world-energy-statistics-2019>.

[2] Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). 2018. Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGYCEI). Tomado de: <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>.

[3] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). 2015. México comunica a ONU sus compromisos de mitigación y adaptación al cambio climático para el período 2020-2030. Tomado de: <https://www.gob.mx/semarnat/prensa/mexico-comunica-a-onu-sus-compromisos-de-mitigacion-y-adaptacion-al-cambio-climatico-para-el-periodo-2020-2030>

[4] <https://www.energyavm.es/que-son-las-micro-redes-y-por-que-seran-importantes/>
Consulta: 26/07/2021

[5] Getachew Bekele, Björn Palm. Feasibility study for a standalone solar-wind-based hybrid energy system for application in Ethiopia. *Applied Energy* [en línea], vol. 87, num. 2, 2010, pp. 487-495. doi:10.1016/j.apenergy.2009.06.006. Journal homepage: www.elsevier.com/locate/apenergy.

[6] D. Saheb-Koussa, M. Koussa, M. Belhamel, M. Haddadi. Economic and environmental analysis for grid-connected hybrid photovoltaic-wind power system in the arid region. *Energy Procedia* [en línea], vol. 6, abril 2011, pp. 361-370. doi:10.1016/j.egypro.2011.05.042. Available online at www.sciencedirect.com.

[7] Peter Bronski, Jon Creyts, Leia Guccione, Maite Madrazo, James Mandel, Bodhi Rader, and Dan Seif, Peter Lilienthal, John Glassmire, and Jeffrey Abromowitz, Mark Crowdis, John Richardson, Evan Schmitt, Helen Tocco. The economics of grid defection: when and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service. Rocky Mountain Institute, Boulder, Colorado, 2014. Disponible en http://www.rmi.org/electricity_grid_defection.

[8] Peter Bronski, Jon Creyts, Mark Crowdis, Stephen Doig, John Glassmire, Leia Guccione, Peter Lilienthal, James Mandel, Bodhi Rader, Dan Seif, Helen Tocco, Hervé Touati. The economics of load defection: how grid-connected solar-plus-battery systems will compete with traditional electric service, why it matters, and possible paths forward. Rocky Mountain Institute, Boulder, Colorado, 2015. Disponible en http://www.rmi.org/electricity_load_defection.

[9] <https://www.ugto.mx/images/pdf/presentaciones/campus-irapuato-salamanca/division-de-ingenierias-campus-irapuato-salamanca.pdf>
Consulta: agosto 2020

[10] M.A. Rivera-Martínez, G. Hernández-Galvez, O. Sarracino-Martínez, L. Ixtlilco-Cortés, A. Juantorena-Ugás, I.U. Batalla-Nolasco, and D. Becerra-García, "Sensitivity analysis of grid-connected photovoltaic systems: Case study in Guerrero, Mexico," *Ingeniería Investigación y Tecnología*, vol. 18, no. 3, pp. 293-305-20, 2017.

[11] https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico
Consulta: 07/09/2020

[12] A. Colino Martínez, "Historia, energía, hidrógeno" discurso en la recepción pública en la Real Academia Ingeniería, Madrid, 2004.

[13] <https://www.lifeder.com/energia-convensional/>
Consulta: 20/09/2020

[14] E. Solar, "Energía solar fotovoltaica", Vol. 26, 2007.

[15] K. W. Boer, Survey of semiconductor physics. Wiley New York, 2002.

[16] J. M. Pearce, "Photovoltaics | a path to sustainable futures," Futures, vol. 34, no. 7, pp. 663-674, 2002.

[17] S. Tamseel and M. Parvez, "A review of solar powered generation by photovoltaic technology," Invertis Journal of Renewable Energy, vol. 7, no. 1, pp. 17-28, 2017.

[18] B. Parida, S. Iniyán, and R. Goic, "A review of solar photovoltaic technologies," Renewable and sustainable energy reviews, vol. 15, no. 3, pp. 1625-1636, 2011.

[19] Y. Tutira Cáceres, "Metodología para el Diseño Óptimo de Micro-redes Eléctricas en Instalaciones Industriales", Tesis de Maestría, DICIS, Universidad de Guanajuato, Salamanca, Gto, 2018.

[20] M. P. Aparicio, Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada. Marcombo, 2010.

[21] S. A. Maggi Silva, "Modelamiento térmico de un panel fotovoltaico con disipador de calor operando en el norte de Chile," 2013.

[22] S. Wright and J. Nocedal, "Numerical optimization," Springer Science, vol. 35, no. 67-68, p. 7, 1999.

[23] Homer Energy. 2020. <https://www.homerenergy.com/>

[24] https://editores-srl.com.ar/revistas/ie/345/godoy_evaluacion_economica_de_microrredes_electricas_con_generacion_renovable
Consulta: 17/12/2020

[25] Anexo Único del Acuerdo A/058/2017, Comisión Federal de Electricidad.

[26] <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>
Consulta: 13/01/2021

[27] Anexo Único del Acuerdo A/064/2018, Comisión Federal de Electricidad.

ANEXO A



CFE Suministrador de Servicios Básicos
Río Ródano No.14, colonia Cuauhtémoc,
Alcaldía Cuauhtémoc, Código Postal 06500,
Ciudad de México.
RFC: CSS160330CP7

UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO

TOTAL A PAGAR:
\$111,283

(CIENTO ONCE MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y TRES PESOS 00/100 M.N.)

NO. DE SERVICIO :
RMU :

PERIODO FACTURADO: 31 ENE 20 - 29 FEB 20

TARIFA: **NO. MEDIDOR:** **MULTIPLICADOR:** 140

FECHA LÍMITE DE PAGO: 12 MAR 20

CARGA CONECTADA kW: **DEMANDA CONTRATADA kW:** 645

CORTE A PARTIR: 13 MAR 20

Concepto	Consumo		Precio (MXN)	Subtotal (MXN)
	Medida ●	Estimada ●		
kWh base	*		8,973	
kWh intermedia			24,262	
kWh punta			4,043	
kW base			70	
kW intermedia			162	
kW punta			88	
kWMax			94	
kVArh			11,697	
Factor de potencia %			95.41	

Concepto	Costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista			
	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)
Suministro	464.57	0	0	464.57
Distribución	0	9011.78	0	9011.78
Transmisión	0	0	6258.98	6258.98
CENACE	0	0	298.22	298.22
Generación B	0	0	6750.39	6750.39
Generación I	0	0	35616.62	35616.62
Generación P	0	0	6857.74	6857.74
Capacidad	0	30148.8	0	30148.8
SCnMEM(*)	0	0	208.76	208.76
Total	464.57	39,160.58	55,990.71	95,615.86

Desglose del importe a pagar	
Concepto	Importe (MXN)
Cargo Fijo ²	464.57
Energía	95,151.29
Bonificación Factor de Potencia ²	1,338.62-
Subtotal	94,277.24
IVA 16%	15,084.35
Facturación del Periodo	109,361.59
Derecho de Alumbrado Público ²	1,921.45
Adeudo Anterior	96,763.26
Su Pago	96,763.00-
Total	\$111,283.30

ANEXO B



System Simulation Report



File: Demo 1.0.homer

Author: Melanny Julisa Ramírez Lara

Location: Ave. Daltile #100, Palo Blanco, 36885 Salamanca, Gto., Mexico (20°32.0'N, 101°12.2'W)

Total Net Present Cost: \$366,998,600.00

Levelized Cost of Energy (\$/kWh): \$21.36

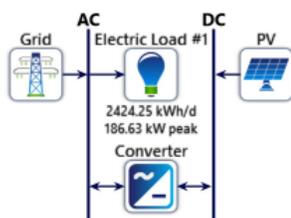
Notes: Conociendo HOMER y sus herramientas.



System Architecture

Component	Name	Size	Unit
PV	Generic flat plate PV	89.3	kW
System converter	System Converter	41.0	kW
Grid	Grid	10,800	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic



Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Generic flat plate PV	\$2.15M	\$549,279	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$2.70M
Grid	\$800,000	\$361M	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$362M
System						
Converter	\$697,600	\$757,120	\$678,286	\$0.00	\$0.00	\$2.13M
System	\$3.65M	\$363M	\$678,286	\$0.00	\$0.00	\$367M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Generic flat plate PV	\$110,891	\$28,282	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$139,173
Grid	\$41,191	\$18.6M	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$18.6M
System						
Converter	\$35,919	\$38,984	\$34,924	\$0.00	\$0.00	\$109,827
System	\$188,001	\$18.7M	\$34,924	\$0.00	\$0.00	\$18.9M

Grid rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	64,391	0	64,391	177	\$0.00	\$1.55M
February	55,668	0	55,668	175	\$0.00	\$1.53M
March	65,448	0	65,448	187	\$0.00	\$1.63M
April	61,932	0	61,932	171	\$0.00	\$1.49M
May	62,576	0	62,576	160	\$0.00	\$1.40M
June	63,765	0	63,765	162	\$0.00	\$1.41M
July	64,266	0	64,266	161	\$0.00	\$1.40M
August	67,755	0	67,755	161	\$0.00	\$1.41M
September	64,276	0	64,276	157	\$0.00	\$1.37M
October	64,157	0	64,157	155	\$0.00	\$1.35M
November	61,148	0	61,148	171	\$0.00	\$1.49M
December	65,175	0	65,175	168	\$0.00	\$1.47M
Annual	760,557	0	760,557	187	\$1.10M	\$17.5M

Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	32,973	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic flat plate PV	163,810	17.7
Grid Purchases	760,557	82.3
Total	924,367	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	884,852	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	884,852	100

PV: Generic flat plate PV

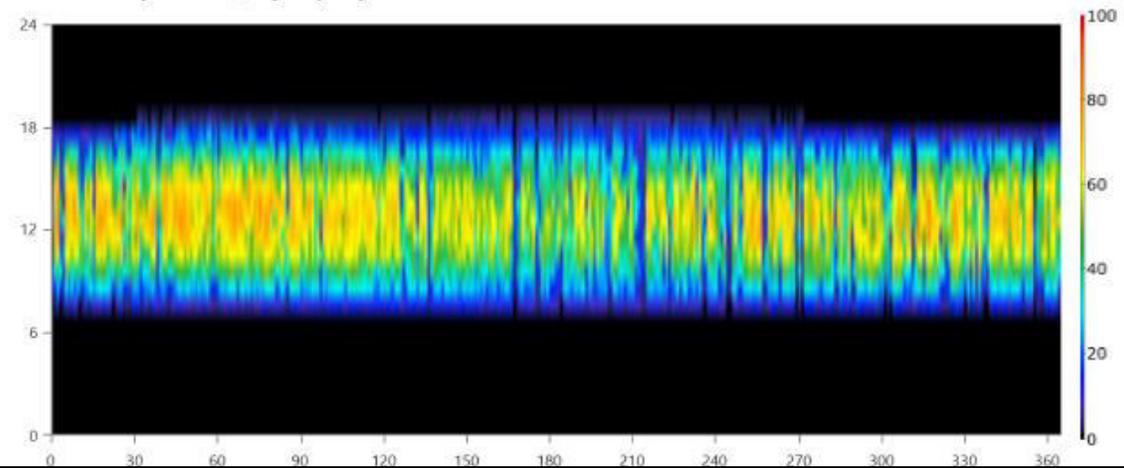
Generic flat plate PV Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	87.5	kW
PV Penetration	18.5	%
Hours of Operation	4,382	hrs/yr
Levelized Cost	0.850	\$/kWh

Generic flat plate PV Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	89.3	kW
Mean Output	18.7	kW
Mean Output	449	kWh/d
Capacity Factor	20.9	%
Total Production	163,810	kWh/yr

Generic flat plate PV Output (kW)





HOMER
Pro

Converter: System Converter

System Converter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4,382	hrs/yr
Energy Out	124,295	kWh/yr
Energy In	130,837	kWh/yr
Losses	6,542	kWh/yr

System Converter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	41.0	kW
Mean Output	14.2	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	41.0	kW
Capacity Factor	34.6	%



HOMER
Pro

Compare Economics

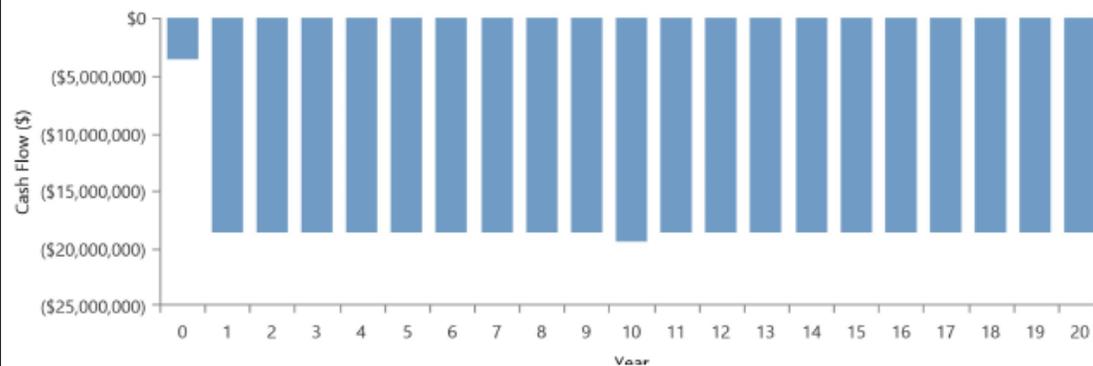
IRR (%): **14.2**

Discounted payback (yr): **6.29**

Simple payback (yr): **6.22**

	Base Case	Current System
Net Present Cost	\$374M	\$367M
CAPEX	\$0.00	\$3.65M
OPEX	\$19.3M	\$18.7M
LCOE (per kWh)	\$21.77	\$21.36
CO2 Emitted (kg/yr)	559,226	480,672
Fuel Consumption (L/yr)	0	0

Current Annual Nominal Cash Flows



		Energia Alternativa de Mexico Ing Oscar Cantu Gonzalez Deandar Amador # 121 Col Doctores Reynosa, Tamps Mexico RFC:CAGX-660519-G50		<h2>Cotizacion</h2>					
		<table border="1"> <tr> <th>Fecha</th> <th>Cotizacion #</th> </tr> <tr> <td>7/30/2018</td> <td>26871</td> </tr> </table>		Fecha	Cotizacion #	7/30/2018	26871		
Fecha	Cotizacion #								
7/30/2018	26871								
Nombre / Direccion Al portador Tel.- RFC.-		MENSUALIDADES CON 							
									
Descripcion		Cant	PU	Total					
Sistema interconectado a CFE Enphase de 1080 watts Mod.- SIRE-1080W-IQ6 Inc: - 4 Fotoceldas TrinaSolar de 270 watts - Estructura para colocar fotoceldas sobre losa plana - 4 Microinversores Enphase IQ6 - Accesorios Manejo y envio a (Ocurre x cobrar) Sub-total		1	1,851.60	1,851.60					
			0.00	0.00					
				1,851.60					
- Tipo de cambio del dolar del DOF				Subtotal	USD 1,851.60				
				Iva (0.0%)	USD 0.00				
				Total	USD 1,851.60				
Tel.-(899) 925 8988 www.enalmex.com Tel.-(800) 561 2566									