

**SIMULACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO / BIOGÁS /
PROPANO PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA VIVIENDA
EMPLEANDO LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL HOMER**

CARLOS ANDRÉS SARRIA

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
SANTIAGO DE CALI
2012**

**SIMULACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO / BIOGÁS /
PROPANO PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA VIVIENDA
EMPLEANDO LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL HOMER**

CARLOS ANDRÉS SARRIA

**PROYECTO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICISTA**

Directores

Ing. Jairo Arcesio Palacios Peñaranda Ph.D.

Ing. Paul Andrés Manrique Castillo M.Sc.

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
SANTIAGO DE CALI
2012**

UNIVERSIDAD DEL VALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

AUTOR: CARLOS ANDRÉS SARRIA

**TÍTULO: SIMULACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS
FOTOVOLTAICO / BIOGÁS / PROPANO PARA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA
VIVIENDA EMPLEANDO LA HERRAMIENTA
COMPUTACIONAL HOMER**

Nota de Aceptación:

Jairo Arcesio Palacios Peñaranda Ph.D.

Director del trabajo de grado

Paul Andrés Manrique Castillo M.Sc.

Codirector del trabajo de grado

Ramiro Ortiz Flores Ph.D.

Director Programa Académico Ingeniería Eléctrica

Santiago de Cali, Marzo de 2012

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad del Valle y al programa académico de Ingeniería Eléctrica por brindar un ambiente apropiado para recibir una educación superior de alta calidad.

A los Ingenieros Jairo Arcesio Palacios Peñaranda Ph.D como director de este proyecto y Paul Andrés Manrique Castillo M.Sc como codirector, por su apoyo, disponibilidad y paciencia que tuvieron durante todo el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES UTILIZADAS EN SHGEE	1
1.1 Herramientas de Uso Comercial.....	1
1.2 Herramientas de Uso Libre	4
2 INFORMACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO, LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COMPONENTES DEL SHGEE	6
2.1 Gas Licuado de Petróleo (GLP)	6
2.1.1 Características del GLP	7
2.1.2 Producción del GLP en Colombia	9
2.1.3 Demanda del GLP en Colombia	10
2.1.4 Precios del GLP	10
2.2 Biogás	12
2.2.1 Características del Biogás.....	13
2.2.2 Producción de Biogás.....	14
2.3 Energía Solar	17
2.4 Demanda de energía en zona rural	18
2.5 Componentes del SHGEE.....	19
2.5.1 Generador GLP/Biogás.....	19
2.5.2 Generador Fotovoltaico	21
2.5.3 Baterías Solares.....	24
2.5.4 Convertidor de Energía Eléctrica	26
3 SIMULACIÓN, OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN HOMER.....	28
3.1 Procesos de Simulación, Optimización y Análisis de Sensibilidad	28
3.1.1 Simulación	28

3.1.2	Optimización	30
3.1.3	Análisis de Sensibilidad.....	33
4	SIMULACIÓN DE UN SISTEMA HIBRIDO EN HOMER EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y GAS PROPANO PARA UNA VIVIENDA.....	38
4.1	Perfil de demanda	38
4.2	Sistema Fotovoltaico.....	42
4.3	Generador GLP/Biogás	45
4.4	Convertidor	48
4.5	Baterías	49
4.6	Recurso Solar	51
4.7	Recurso Fósil (GLP)	52
4.8	Consideraciones Económicas del Proyecto.....	54
4.9	Sistema de Control	55
4.10	Emisiones.....	55
4.11	Análisis de Resultados.....	56
4.11.1	Viabilidad Económica	57
4.11.2	Capacidad de los Componentes.....	59
4.11.3	Costos del Sistema Híbrido PV-GLP/Biogás	60
4.11.4	Vida Útil del Sistema Híbrido PV-GLP/Biogás.....	62
4.11.5	Consumo de Combustible, GLP y Biogás.....	63
4.11.6	Emisiones del Sistema Híbrido PV-GLP/Biogás	63
4.11.7	Resultados del Sistema Híbrido propuesto PV-GLP/Biogás	64
5	METODOLOGÍA Y ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA SIMULAR Y DIMENSIONAR UN SHGEE PARA UNA VIVIENDA EN ZONA RURAL.....	66
5.1	Elaborar el perfil de demanda	66
5.2	Conocer el recurso energético (Solar, GLP/Biogás)	67
5.2.1	Energía Solar.....	67

5.2.2 GLP/Biogás.....	67
5.3 Información técnica y económica de los componentes del SHGEE	68
CONCLUSIONES	74
BIBLIOGRAFÍA.....	76
ANEXO 1	78
ANEXO 2	80
ANEXO 3	84
ANEXO 4	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema de refinación del petróleo.....	7
Figura 2.2 Proyección de la producción del GLP en Colombia	9
Figura 2.3 Consumo del GLP en Colombia	10
Figura 2.4 Regulación de comercialización y distribución del GLP	11
Figura 2.5 Proceso general para producir biogás	15
Figura 2.6 Perfil de demanda promedio (en p.u) para las ZNI	18
Figura 2.7 Circuito equivalente de un panel solar y su característica I-V	21
Figura 2.8 Efecto de la temperatura en un panel solar	23
Figura 2.9 Placas positiva y negativa de un batería	24
Figura 2.10 Aspecto de algunos convertidores XANTREX.....	26
Figura 3.1 Diagrama esquemático del Sistema Híbrido	29
Figura 3.2 Variables de decisión. Comparación de $13 \times 2 \times 11 \times 4 = 1144$ sistemas	31
Figura 3.3 Resultados de optimización en función del menor valor presente neto ..	32
Figura 3.4 Resultados de optimización de acuerdo a su categoría.....	32
Figura 3.5 Variables de sensibilidad. Simulación $9 \times 5 \times 2 \times 2 \times 2 \times 5 = 1800$ casos de sensibilidad	34
Figura 3.6 Enlace entre PV Cap Mult y PV Repl Mult	34
Figura 3.7 Configuraciones óptimas según las variables sensibles	35
Figura 3.8 Espacio de los sistemas óptimos de la configuración PV-GLP/Biogás.....	35
Figura 3.9 Sistema óptimo para demanda de 16,3 kWh/d y fracción fósil de 50,4%	36
Figura 3.10 Capacidad del generador y del arreglo fotovoltaico.....	37
Figura 4.1 Consumo de cada equipo durante las 24 horas del día para una vivienda	39
Figura 4.2 Demanda total de los equipos instalados en una vivienda, a partir del periodo de operación de cada uno de ellos. Potencia pico 1.175 W	40

Figura 4.3 Perfil de demanda CREG debido al perfil de consumo de los equipos instalados en una vivienda.....	41
Figura 4.4 Perfil de demanda CREG ingresados en HOMER	42
Figura 4.5 Entradas del arreglo fotovoltaico en HOMER.....	43
Figura 4.6 Temperatura promedio mensual en Jamundí	45
Figura 4.7 Entradas en HOMER, costo del generador ONAN	46
Figura 4.8 Curvas de consumo y de eficiencia del generador GLP.....	46
Figura 4.9 Producción de biomasa diaria	47
Figura 4.10 Datos para mezcla GLP/Biogás	47
Figura 4.11 Entradas en HOMER para el convertidor.....	48
Figura 4.12 Entradas en HOMER del banco batería	50
Figura 4.13 Recurso Solar para la ciudad de Jamundí, Colombia	52
Figura 4.14 Precio del GLP y sus propiedades, ingresados en HOMER	53
Figura 4.15 Tasa de interés anual y vida útil del proyecto	54
Figura 4.16 Sistema de control	55
Figura 4.17 Espacio del tipo de sistema óptimo	56
Figura 4.18 VPN en función del porcentaje de mezcla dual GLP-Biogás	58
Figura 4.19 Variables de decisión para perfil CREG, demanda 16,5 kWh/d	64
Figura A2.1 Estructura serie de un SHGEE	80
Figura A2.2 Estructura conmutada de un SHGEE.....	81
Figura A2.3 Estructura paralelo de un SHGEE	82

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Usos del GLP	7
Tabla 2.2 Características del GLP	8
Tabla 2.3 Precio promedio de venta de GLP por área geográfica	12
Tabla 2.4 Composición y características del Biogás.....	13
Tabla 2.5 Fuentes de biomasa residual	14
Tabla 2.6 Tiempos de retención de la materia prima en función de la temperatura	16
Tabla 2.7 Potencial de la energía solar en Colombia, por regiones.....	17
Tabla 2.8 Componentes del Sistema Híbrido propuesto en el trabajo	19
Tabla 2.9 Horas de funcionamiento de algunos generadores AC.....	20
Tabla 4.1 Equipos de uso común de una vivienda	38
Tabla 4.2 Resumen de costos en dólares de cada panel solar según su potencia nominal y el costo total para 1kW de paneles instalados en sitio.....	44
Tabla 4.3 Costos en dólares de cada generador en función de su capacidad nominal	46
Tabla 4.4 Resumen de costos en dólares de los convertidores 12VDC/120VAC.....	48
Tabla 4.5 Resumen de costos en dólares de las baterías 6VDC	50
Tabla 4.6 Descuentos por cantidad de baterías	51
Tabla 4.7 Radiación solar global diaria promedio por región en Colombia	52
Tabla 4.8 Litros de GLP por capacidad de cilindro.....	53
Tabla 4.9 Límites permitidos de contaminantes en Colombia	55
Tabla 4.10 Viabilidad económica del sistema híbrido PV-GLP/Biogás en función del VPN según HOMER.....	57
Tabla 4.11 Capacidad de los componentes del SHGEE	59
Tabla 4.12 Costos del sistema híbrido PV-GLP/Biogás.....	61
Tabla 4.13 Vida útil de los componentes del SHGEE	62
Tabla 4.14 Consumo anual de los combustibles GLP y biogás	63

Tabla 4.15 Resultados PV-GLP/Biogás, demanda 16,5 kWh/d	64
Tabla 5.1 Perfil de demanda en HOMER	66
Tabla 5.2 Radiación solar para HOMER	67
Tabla 5.3 Características del GLP y del biogás para HOMER.....	68
Tabla 5.4 Características de los paneles solares para HOMER	68
Tabla 5.5 Características técnicas y económicas del generador GLP/biogás para HOMER.....	69
Tabla 5.6 Características técnicas y económicas de las baterías para HOMER	70
Tabla 5.7 Características técnicas y económicas del convertidor para HOMER	71
Tabla A1.1 Herramientas computacionales para simular SHGEE.....	78
Tabla A1.2 Herramientas libres y comerciales para la simulación de sistemas híbridos	79

INTRODUCCIÓN

A nivel nacional, es notable el uso generalizado de plantas diesel en la prestación del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas, lo que ha generado un sinnúmero de inconvenientes técnicos y operativos que terminan por convertir en obsoleto este mecanismo convencional de energización. De manera paradójica, las zonas atendidas por esta tecnología poseen valiosos recursos energéticos alternativos, ignorados, que podrían reemplazar la generación con combustible fósil.

Colombia, por su posición geoespacial, presenta enormes potenciales de recursos energéticos alternativos renovables y no renovables, como son: el sol, el viento, las pequeñas centrales hidroeléctricas - PCH, la biomasa, energía de los océanos, geotermia [3].

En el aprovechamiento de los recursos energéticos alternativos, es evidente la creciente necesidad de permitir la complementariedad de los energéticos primarios en los procesos de generación eléctrica dado que con esta particularidad es posible obtener un suministro confiable y económico.

Nuestro país posee una gran variedad de recursos energéticos alternativos, y en virtud de los cambios en los costos de los combustibles hidrocarburos y los impactos ambientales que ocurren a nivel mundial, existe una creciente necesidad en conocer los reales potenciales con el fin de identificar e implementar verdaderas soluciones tecnológicas que brinden a la población rural el suministro continuo y confiable de energía.

Normalmente, es en la zona rural donde los problemas de electrificación son evidentes. Así como en las grandes ciudades, las poblaciones de las zonas rurales requieren suplir sus necesidades de calor, cocción de alimentos, climatización, iluminación, comunicación y en general, todas las herramientas que necesitan de la electricidad para funcionar, permitiéndoles mejorar sus condiciones de vida y dándoles la posibilidad de emplear otras tecnologías que les ahorren tiempo y dinero.

La elaboración de la metodología plantea la necesidad de realizar un estudio de los recursos energéticos a aprovechar, la evaluación de la demanda, la caracterización técnico-económica de las tecnologías disponibles utilizando la herramienta computacional HOMER, tener a disposición los parámetros más relevantes del sistema híbrido planteado para determinar si es viable o no su implementación.

El propósito de este proyecto es generar un mayor conocimiento en la temática de los sistemas híbridos de generación eléctrica, de manera que los actuales esquemas de generación incluyan alternativas basadas en recursos energéticos alternativos, buscando con ello un aumento de la eficiencia y confiabilidad del servicio en aquellas zonas que por diversos factores han convertido la electrificación en una herramienta ineficiente y costosa.

1 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES UTILIZADAS EN SHGEE

En este capítulo se presenta una breve descripción de las herramientas computacionales de uso libre y comercial [1][2] que sirven para el modelamiento, simulación, análisis y optimización de sistemas híbridos para generación de energía eléctrica SHGEE no conectados a la red de distribución.

1.1 Herramientas de Uso Comercial

Las herramientas de uso comercial utilizadas en la simulación y/o dimensionamiento de sistemas híbridos aislados se caracterizan por cobrar una licencia de uso en un determinado tiempo. Estas herramientas se describen a continuación:

PV-SPS (Versión 2.0): PV- Stand-Alone Power System es un programa basado en hojas de cálculos para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaico-diesel aislados desarrollado por el BCSE (Australian Business Council Sustainable Energy). El programa permite escoger diferentes tamaños de generadores fotovoltaicos basado en los valores de radiación promedio de los mejores y peores meses, así como el valor promedio anual, por otro lado, el tamaño del generador diesel correspondiente al modo de operación del sistema seleccionado.

PV-SOL Professional (Version 5.0 R1): PV-SOL, desarrollado por el Dr. Valentin de Energiesoftware GMBH en Berlín, Alemania, es un programa de simulación para sistemas de generación solar aislados o conectados capaz de realizar cálculos de rendimiento de energía, análisis de eficiencia económica e influencia de cubrimiento de nubes. Existe además una función de diseño rápido para sistemas aislados pero limitado sólo al dimensionamiento de generación PV y acumuladores. Existe además una función de diseño rápido para sistemas aislados pero limitado sólo al dimensionamiento de generación PV y acumuladores. Los consumos (demanda de energía) pueden ser ingresados con un perfil bien detallado o de forma general por consumo de energía anual y selección de una curva de carga.

PVSYST (Version 5.21): este programa de simulación desarrollado en la Universidad de Génova, Suiza, es capaz de simular sistemas conectados a una red así como sistemas desconectados o aislados (flujo de energía, cubrimiento de nubes, viabilidad económica). Provee propuestas de dimensionamiento para instalaciones de sistemas aislados (Paneles fotovoltaicos y dimensión de baterías). Advierte al usuario si las combinaciones de componentes elegidos no son factibles económicamente. El dimensionamiento es calculado basado en ingresos de carga, especificación del número de días para una operación autónoma y una estimación

del llamado “pérdida de probabilidad de carga” que es la duración en la cual la carga no puede ser atendida ni por los paneles, ni por las baterías. Como no hay inversores, sólo es posible un modelo de sistemas DC. El generador solamente sirve para cargar las baterías. El software puede descargarse desde su sitio web¹.

PV DesignPro (Version 6.0): es un programa desarrollado por Michael Pelosi de Hawaii, diseñado para simular sistemas conectados y desconectados o aislados con paneles fotovoltaicos y generadores eólicos². La salida de un generador adicional sólo representa el déficit en energía renovable, lo que significa que un generador real adicional no puede ser modelado. Además, para los cálculos de balance de energía, el programa incorpora análisis económico, herramienta de optimización y un conjunto de subprogramas que pueden ser utilizados para crear curvas de carga y convertir datos de Meteonorma (una especial base de datos climático que incluye datos de todo el mundo, el distribuidor viene de Suiza) en el formato PV DesignPro.

TRNSYS 17: Transient EnergySystem Simulation Program es un programa de simulación de sistemas energéticos³, desarrollado en Fortran desde 1975 por las Universidades de Wisconsin y Colorado (EE.UU). En principio fue desarrollado para simular sistemas térmicos, pero con el tiempo se ha convertido también en un simulador de sistemas híbridos, incluyendo sistemas fotovoltaicos, solares térmicos y otros. La simulación se realiza con gran precisión y además permite visualizar gráficos con gran detalle y precisión. Sin embargo, no permite llevar a cabo optimizaciones.

HYDROGEMS: es un conjunto de librerías desarrolladas en el Institute for Energy Technology (IFE, Noruega)⁴. Las librerías son utilizadas por el programa TRNSYS y por el programa Engineering Equation Solver (EES, programa de termodinámica para simular el comportamiento térmico de las pilas de combustibles). Las librerías desarrolladas por HYDROGEMS modelan los siguientes componentes: generador fotovoltaico, aerogenerador, generador Diesel, pilas de combustible poliméricas y alcalinas, electrolizador, tanque de hidrógeno, baterías plomo-ácido y convertidores DC/AC.

INSEL: desarrollado en la universidad de Oldenburg, y permite simular sistemas de energías renovables⁵. El usuario selecciona bloques de la biblioteca y los interconecta para definir la disposición del sistema. El análisis de la operación del sistema se puede realizar con un paso de tiempo especificado por el usuario. Es un programa de simulación pero no de optimización. Además, componentes como el

¹ <http://www.pvsyst.com/5.2/index.php>

² <http://www.mauisolarsoftware.com>

³ <http://sel.me.wise.edu/trnsys>

⁴ <http://www.hydrogems.no>

⁵ <http://www.insel.eu>

generador Diesel o los inversores no poseen ningún modelo por defecto y el usuario debe crearlos.

ARES: es un programa desarrollado en la universidad de Cardiff, mejorado en su versión II [Morgan et al. (1997)] que simula de forma bastante precisa sistemas PV-Eólicos con almacenamiento en baterías. Las baterías son modeladas según el estado de la tensión en lugar de utilizar el estado de carga, añadiéndose el efecto de la temperatura. Se modela también de forma precisa los controladores de tensión de las baterías. La técnica de simulación ha sido validada comparando los resultados con datos experimentales.

RAPSIM: Remote Area Power Supply Simulator⁶ fue creado en la universidad de Murdoch en Perth, Australia. Este software sirve para seleccionar sistemas híbridos PV-Eólico-Diesel. El usuario selecciona un sistema PV y/o Eólico y/o Diesel y el programa simula dicho sistema calculando los costos totales a lo largo de la vida útil. El usuario puede ir modificando los componentes para ver el efecto en el coste total. Es un programa básicamente de simulación. No utiliza ningún método que tenga en cuenta el envejecimiento de las baterías.

SOME: es un software⁷ desarrollado en Turbo Pascal para el análisis de funcionamiento de sistemas híbridos PV-Eólico-Diesel. Ha sido desarrollado en la universidad de Utrecht en Holanda. Los intervalos de tiempo de la simulación son de una hora y el funcionamiento del sistema se evalúa técnica y económicamente, determinando el sistema de coste más bajo y optimizando los componentes entre varias opciones. Los criterios para arrancar y parar el generador Diesel son proporcionados por el usuario y el software no proporciona estrategias de funcionamiento óptimas.

SOLSIM: es un software⁸ desarrollado en Fachhochschule Konstanz (Alemania). Tiene modelos para los paneles fotovoltaicos, el aerogenerador, los generadores Diesel y las baterías. Existe la posibilidad de incluir generadores Diesel y las baterías. Existe la posibilidad de incluir generadores que funcionen con biogás y con biomasa para generar electricidad y calor. Simula el funcionamiento del sistema y realiza un análisis económico. Las opciones de control son muy limitadas, optimizando únicamente los ángulos de inclinación de los paneles.

CARE: es un programa capaz de simular sistemas híbridos eólicos con gran penetración de viento. Inicialmente fue desarrollado para ser aplicado a otros lugares.

⁶ <http://wwwcomm.murdoch.edu.au/synergy/9803/rapsim.html>

⁷ <http://www.chm.uu.nl/nws/www/research/e&e/somes/somesinf.htm>

⁸ <http://www.fh-konstanz.de>

1.2 Herramientas de Uso Libre

Las herramientas de uso libre utilizadas para la simulación y/o dimensionamiento de sistemas híbridos aislados se caracterizan por no tener un costo por licencia para su utilización. Sin embargo, algunos desarrolladores lanzan una versión de prueba que el usuario puede utilizar sin restricción del software pero, más adelante lanzan una reciente versión en la que se debe pagar por licencia, como en el caso de HOMER.

Hybrid2 (Version 1.3c R3): es un programa de simulación desarrollado por el Laboratorio de Energía Renovable Nacional (NREL) de los Estados Unidos. El departamento de energía en cooperación con la Universidad de Massachussets es uno de los programas pioneros en el campo. Concebido para análisis de sistemas híbridos con varios generadores de energía (PV, eólicos y generadores diesel) y consumos (AC, DC y cargas térmicas) y ofrece no solamente un espectro amplio de opciones estratégicas de manejo de energía, sino también una función de análisis económico. Hybrid2 puede ser descargado gratuitamente⁹.

RETScreen (Version 3.2): es un programa desarrollado por el Ministerio de Recursos Naturales del gobierno canadiense¹⁰. Está basado en hojas de cálculo, no solamente incluye cálculos de dimensionamiento para sistemas aislados PV-Diesel, sino también opciones para análisis de costos y emisiones de gas. Con un enlace vía Internet a la NASA, es posible escoger los datos climáticos de cualquier lugar del planeta. Adicional a esto, los componentes sólo pueden ser definidos con un alcance limitado de especificaciones técnicas, lo que significa que las configuraciones que entrega deberían ser mejor tratadas como líneas de guías de dimensionamiento.

HOMER (Version 2.78): Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables es un programa desarrollado por NREL¹¹ que simula el comportamiento de cada una de las posibilidades de combinación para una configuración específica de fuentes de energía y calcula los costos de operación del sistema en un periodo dado. El programa puede optimizar sistemas híbridos compuestos por generador fotovoltaico, baterías, aerogeneradores, turbina hidráulica, generador AC, pila de combustible y convertidor bidireccional AC-DC. Las cargas pueden ser AC, DC y/o cargas de hidrógeno, así como cargas de calor.

Además, es posible que el usuario defina la sensibilidad (diferentes valores medios para radiación solar, viento y consumo de potencia) para limitar el rango de resultados. El resultado de la simulación es una lista de posibles sistemas con el fin de surgir en costos. Una gráfica describe los diferentes rangos de los sistemas más aprovechables sobre el periodo de operación dado, basado en el criterio de

⁹ <http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2>

¹⁰ <http://www.retscreen.net/ang/t.ph>

¹¹ <http://www.nrel.gov/homer>

selección. El detalle de los resultados puede ser sacado para cada uno de los sistemas simulados (gráficas, tablas, impresiones).

2 INFORMACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO, LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y COMPONENTES DEL SHGEE

Este capítulo describe tres elementos: el recurso energético, la demanda eléctrica y los componentes que conforman el SHGEE. El recurso energético lo constituye el GLP y el biogás, como combustibles en las máquinas de combustión interna. La radiación solar que incide sobre una celda fotovoltaica, todos ellos para producir electricidad. La demanda eléctrica viene caracterizada por un perfil de consumo de los equipos eléctricos instalados dentro de una vivienda. Los componentes del SHGEE son aquellos elementos que garantizan la generación de electricidad en cada instante de tiempo para suplir la demanda; el panel solar, el generador AC, el banco de baterías y el conversor hacen parte del sistema¹². Se describen las características de los recursos energéticos cuantificando la disponibilidad de ellos en Colombia así como los parámetros más relevantes de los componentes del SHGEE que se debe tener en cuenta para la simulación y el dimensionamiento en la herramienta computacional HOMER.

2.1 Gas Licuado de Petróleo (GLP)

El GLP o llamado comúnmente Gas Propano es una mezcla de hidrocarburos livianos constituida principalmente por C3's (propano y compuestos derivados de éste) y C4's (butanos y compuestos derivados de éstos), en proporciones variables y que a condiciones normales, es gaseosa, y al comprimirla, pasa a estado líquido. Su símbolo químico es C_3H_8 y es un subproducto del procesamiento de gas natural y de la refinación del petróleo, por ello se define como Gas Licuado del Petróleo **[4]**.

El GLP es un recurso no-renovable debido a que es un elemento de la naturaleza que la industria, con su tecnología, es capaz de transformar pero no de reponer. Al cargar el crudo en la refinería, se obtienen destilados del proceso de refinación primaria, como nafta, keroseno, diesel, gas y gasóleos. El proceso continúa cuando éstos se cargan a una planta o "unidad de ruptura catalítica" donde mediante un reactor, con base en un catalizador, se obtiene gasolina de alto octanaje, GLP y otros productos. Cuando el Gas Natural se encuentra mezclado con otros hidrocarburos en fase líquida o gaseosa en depósitos o en los pozos de petróleos es extraído para separar los diferentes gases y líquidos. El Gas natural se despacha por gasoducto y el GLP se almacena para su posterior comercialización y uso.

¹² Pueden ser más componentes pero se limita a los alcances del trabajo propuesto

Existen dos tipos de GLP comúnmente llamados, Butano (butano comercial) y Propano (propano comercial). El propano comercial es una mezcla de propano, propileno y otros compuestos minoritarios (etano, butano, etc.). Puede tener hasta un máximo de 30% de butano. El butano comercial es una mezcla de butano, butilenos y otros compuestos minoritarios (propano, pentanos, etc.). Puede tener un máximo de 50% de propano.

Figura 2.1 Esquema de refinación del petróleo¹³

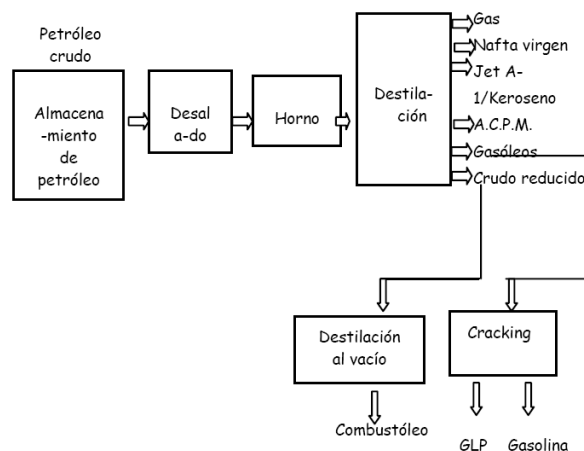


Tabla 2.1 Usos del GLP

Usos del GLP	
Sector de Aplicación	Usos
Residencial Comercial	Cocción de alimentos, calentamiento de agua, refrigeración y calefacción.
Industrial	Soldadura, gas de corte, tratamiento en caliente de piezas y asfalto, cocción y terminado de cerámicas, refrigeración, tratamiento térmico en producción de alimentos, etc.
Transporte	Como automotor en todo tipo de vehículos y motos.
Agroindustriales	Moto bombas de irrigación, enfriadoras, tractores, calderas, hornos, secadores, tostadores, invernaderos, control de insectos, etc.
Petroquímica	Fabricación de plásticos, obtención de oleofinas, como aditivo para aumentar el octano de las gasolinas, etc.

2.1.1 Características del GLP

EL GLP se encuentra en estado gaseoso a presión atmosférica y a temperatura ambiente (1 atmósfera y 20°C). Para obtener líquido a presión atmosférica, la

¹³ Fuente: Preguntas y Respuestas sobre el GLP - ECOPETROL

temperatura del butano debe ser inferior a $-0,5^{\circ}\text{C}$ y la del propano a $-42,2^{\circ}\text{C}$. En cambio, para obtener líquido a temperatura ambiente, se debe someter al GLP a presión. Para el butano, la presión debe ser mayor a 2 atmósferas. Para el propano, la presión debe ser mayor a 8 atmósferas **[5]**. Un litro de líquido se transforma en 272,6 litros de gas para el propano y 237,8 litros de gas para el butano. El GLP es 270 veces más denso como líquido que como vapor.

El propano tiene la eficiencia volumétrica más alta de todos los combustibles alternativos, y poder calorífico, por lo que se ofrece tanques de menores medidas para alcanzar mayor rango de recorrido permitiendo más carga útil que cualquier otro combustible. La Tabla 2.2 Características del GLP resume las características¹⁴ del GLP.

Tabla 2.2 Características del GLP

	Propano Comercial	Butano Comercial
Presión de vapor kPa (presión absoluta a:		
20°C	1.000	220
40°C	1.570	360
45°C	1.760	385
55°C	2.170	580
Peso específico	0,504	0,582
Punto de ebullición inicial a 1,00 atm de presión, °C	42	9
Peso por metro cúbico de líquido a 15,56°C, Kg	504	582
Calor específico del líquido a 15,56°C, KJ/Kg	1,464	1,276
Metros cúbicos de vapor por litro de líquido a 15,56°C	0,21	0,235
Metros cúbicos de vapor por kilogramo de líquido a 15,56°C	0,539	0,410
Peso específico del vapor (aire = 1) a 15,56°C	1,50	2,01
Temperatura de ignición en aire, °C	493-549	482-538
Temperatura máxima de llama en aire, °C	1.980	2.008
Límites de inflamabilidad en aire, % de vapor aire-gas:		
Inferior	2,15	1,55
Superior	9,60	8,60
Calor latente de evaporización en el punto de ebullición:		
KJ/Kg	428	388
KJ/L	216	226
Cantidad de calor total luego de la vaporización:		
KJ/m ³	92.430	121.280
KJ/Kg	49.920	49.140
KJ/L	25.140	28.100

El GLP no contamina como otros materiales, y combustiona con muy baja cantidad de residuos contaminantes y de manera más completa. La llama del propano, al

¹⁴ Norma NFPA 58 2004

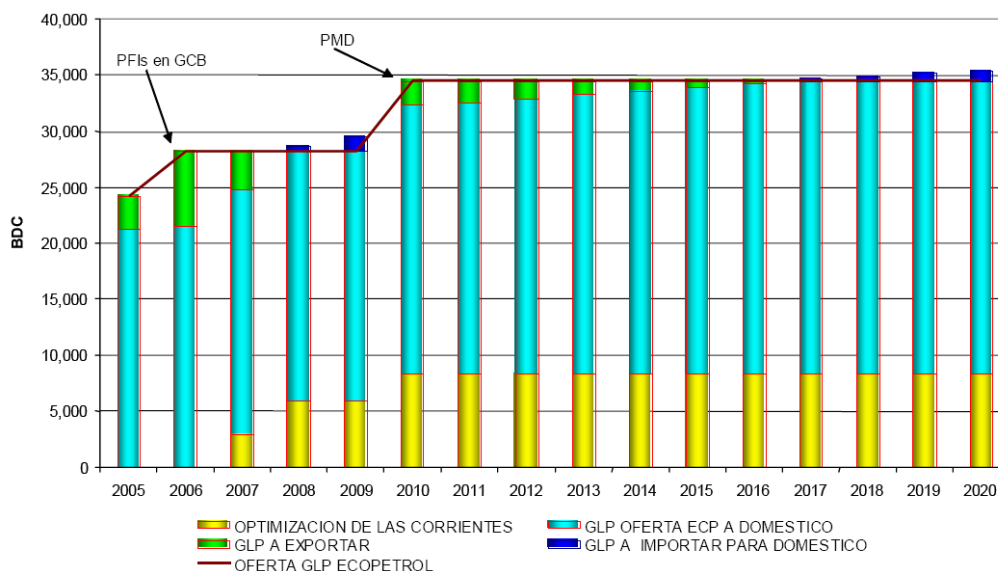
igual que la de los demás gases combustibles, debe de ser completamente azul; cualquier parte amarillenta, anaranjada o rojiza de la misma, denota una mala combustión. Comparado con otros combustibles puede llegar a reducir alrededor de un 95% las emisiones de NO_x y material particulado. A temperatura ambiente, es inerte frente a la mayor parte de los reactivos aunque reacciona por ejemplo con el bromo en presencia de luz.

2.1.2 Producción del GLP en Colombia

El GLP en Colombia se obtiene principalmente de tres fuentes de producción: las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena, donde se produce en las plantas de ruptura catalítica, y la refinерía de Apiay donde se obtiene a partir del procesamiento del gas natural [6]. La Refinería de Barrancabermeja es la principal fuente de abastecimiento de GLP para el mercado nacional con participaciones que varían entre el 80 y el 90% del GLP suministrado. La Refinería de Cartagena participa entre el 9 y 5%. La refinерía de Apiay participa en un 4,5%.

Según las proyecciones de ECOPETROL, la oferta del GLP en Colombia a partir del 2010 puede ser de casi 35.000 barriles diarios dependido de la operación de las plantas en la refinерía de Barrancabermeja y Cartagena.

Figura 2.2 Proyección de la producción del GLP en Colombia¹⁵



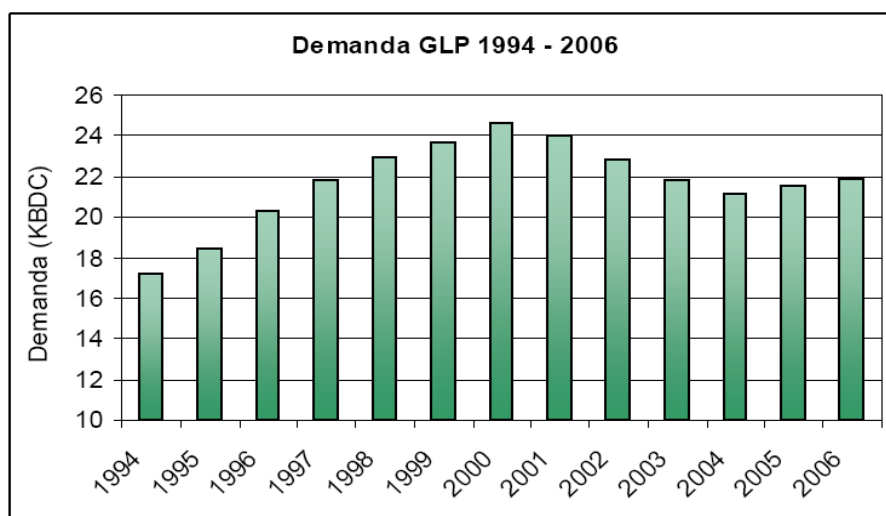
¹⁵ Fuente: La Cadena del Gas Licuado de Petróleo en Colombia - UPME

2.1.3 Demanda del GLP en Colombia

Las decisiones de política energética de la década de los noventa originaron un incremento en la demanda de GLP del 33,77% entre 1995 y 2001, este último año se alcanzó el tope de 24.700 barriles por día, con meses superiores a 26.000 barriles diarios. Estos volúmenes incrementales en el consumo se cubrieron inicialmente mediante importaciones por Cartagena y la puesta en operación de la nueva planta de ruptura catalítica en la refinería de Barrancabermeja en 1996, que permitieron generar un escenario de suficiencia en la oferta de GLP, nunca visto en el país [6]. La Figura 2.3 presenta la evolución de la demanda del GLP en Colombia hasta el año 2006.

El GLP es consumido tradicionalmente por los sectores residencial, comercial e industrial. El sector residencial participa en una proporción del 85% seguido del industrial y del comercial, los cuales intervienen con una proporción similar del 6%. El sector agrícola consume menos GLP y su participación tan solo supera el 1%. Su uso como materia prima es reducido y no se dispone de estadísticas.

Figura 2.3 Consumo del GLP en Colombia¹⁶

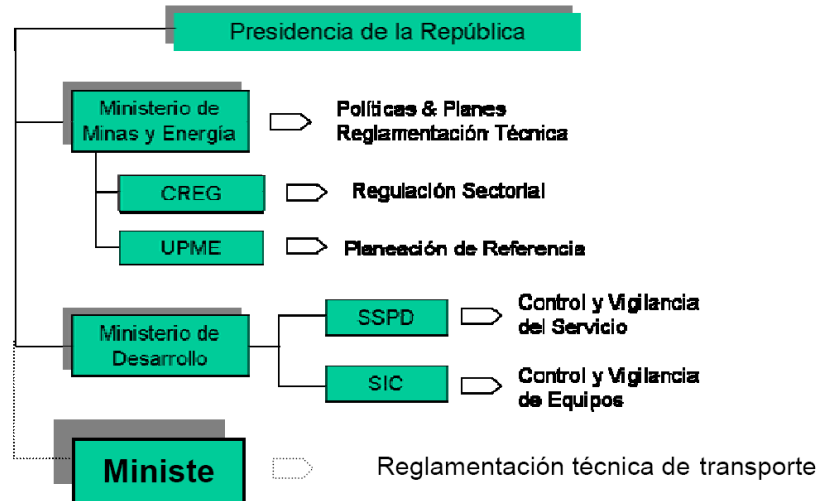


2.1.4 Precios del GLP

La actividad de comercialización y distribución de GLP es regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, y sujeta a la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios¹⁷ -SSPD- (Figura 2.4).

¹⁶ Fuente: La Cadena del Gas Licuado de Petróleo en Colombia - UPME

Figura 2.4 Regulación de comercialización y distribución del GLP¹⁸



El precio al público del GLP tiene en cuenta los costos y márgenes en cada una de las etapas en las que se genera el valor agregado del producto, de tal forma que cada una de ellas mantiene un margen conocido con el que remunera su propia actividad. En ciudades donde existen terminales de entrega de ECOPETROL, se obtiene aplicando la siguiente fórmula¹⁹:

$$M = G + E + Z + N + D$$

Donde:

G: es el costo del producto (GLP), fijado con base en el promedio móvil de 36 meses del precio del Propano y Butano en Mont Belieu.

E: es el costo de transportar el GLP desde el sitio de producción hasta el terminal de entrega.

Z: es un margen de seguridad (por mantenimiento, reparación y reposición de cilindros portátiles, tanques estacionarios, otros recipientes, partes y accesorios de los mismos y conceptos relacionados con estas actividades).

N: es el costo de remuneración de la actividad de almacenamiento.

D: es el costo de remuneración de las actividades de envasado, distribución y comercialización de GLP (cilindros y tanques).

¹⁷ <http://www.seperservicios.gov.co>

¹⁸ Fuente: Preguntas y Respuestas sobre el GLP - ECOPETROL

¹⁹ Resolución 083 de 1997 de la CREG

Según el INFORME DE EVOLUCIÓN DE TARIFAS DEL SERVICIO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de 2010 [7], se puede determinar las regiones del país en las que el GLP es más costoso o más económico. La Tabla 2.3 muestra los precios promedio de venta para el primer semestre de 2010 para cada presentación de cilindros de GLP, el último registro de precios promedio de venta por área geográfica para cada una de las presentaciones encontrado hasta la fecha.

Tabla 2.3 Precio promedio de venta de GLP por área geográfica

PRECIO PROMEDIO DE VENTA POR ÁREA GEOGRÁFICA Primer Semestre de 2010 (\$ / Cilindro)					
	20 Libras	30 Libras	40 Libras	80 Libras	100 Libras
ANTIOQUIA	20.475	33.996	39.548	70.442	86.633
BOGOTÁ D.C	17.661	29.601	34.914	60.593	78.852
CALDAS	21.332	35.464	40.686	77.324	93.742
CUNDINAMARCA	19.877	33.029	38.863	71.282	89.336
NARIÑO	18.428	33.784	39.280	74.382	93.207
NORTE DE SANTANDER	19.818	32.653	36.539	73.382	93.075
SANTANDER	16.432	27.670	32.300	56.556	73.364
VALLE DEL CAUCA	19.591	32.923	37.960	69.153	85.799

2.2 Biogás

El biogás es un gas combustible que se genera en dispositivos específicos o en medios naturales a partir de las diferentes reacciones de biodegradación que sufre la materia orgánica (biomasa agrícola, pecuaria y residuos sólidos), mediante la acción de microorganismos así como de otros factores en ausencia de aire. Está formado por dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), metano (CH_4), y otros gases aunque en cantidades menores [8].

El biogás puede ser utilizado igualmente para producir energía eléctrica mediante turbinas o plantas generadoras a gas, así como en estufas, secadores, hornos, calderas u otros sistemas de combustión a gas. Además puede ser utilizado en cualquier tipo de equipo comercial para uso de gas natural. Sin embargo, la tecnología para obtener biogás es algo costosa, pero tiene la gran ventaja de que la materia prima es inagotable, y puede conseguirse fácilmente en cantidades industriales. Prácticamente cualquier desecho orgánico sirve para este fin.

El contenido de energía de 1m^3 de biogás (60% de CH_4 y 40% de CO_2) es aproximadamente 6 kWh. Esta energía puede ser almacenada en diferentes formas: gas a baja presión, media o alta, agua caliente o energía eléctrica.

2.2.1 Características del Biogás

El biogás está constituido por metano CH_4 en una proporción que oscila entre un 50% a un 70% y dióxido de carbono CO_2 (Ver Tabla 2.4) conteniendo pequeñas proporciones de otros gases como hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno.

Tabla 2.4 Composición y características del Biogás

Características	CH_4	CO_2	H_2S	Otros	Biogás
Proporciones % Volumen	55 – 70	27 – 44	1	-	100
Valor Calorífico MJ/m^3	35,8	--	10,8	22	22,5
kCal/m^3	8.600	--	2.581	5.228	5.140
Ignición % en aire	5 – 15	--	--	--	6 – 12
Temp. Ignición $^{\circ}\text{C}$	650 – 750	--	--	--	650 – 750
Presión crítica Mpa	4,7	7,5	1,2	8,9	7,5 – 8,9
Densidad nominal g/L	0,7	1,9	0,08	--	1,2
Densidad relativa	0,55	2,5	0,07	1,2	0,83
Inflamabilidad Vol. % aire	5 – 15	--	--	--	6 - 12

El biogás mezclado con aire puede ser quemado en un amplio espectro de artefactos descomponiéndose principalmente en CO_2 y H_2O .

Debido al contenido de CO_2 el biogás tiene una velocidad de propagación de la llama lenta, 43 cm/s y por lo tanto la llama tiende a escaparse de los quemadores. La presión para un correcto uso del gas oscila entre los 7 y los 20 mbar.

El biogás puede ser utilizado en motores de combustión interna tanto nafteros como diesel. El gas obtenido por fermentación tiene un octanaje que oscila entre 100 y 110 lo cual lo hace muy adecuado para su uso en motores de alta relación volumétrica de compresión, por otro lado una desventaja es su baja velocidad de encendido.

En los motores de Ciclo Otto el carburador convencional es reemplazado por un mezclador de gases. Estos motores son arrancados con nafta y luego siguen funcionando con un 100% de biogás con una merma de la potencia máxima del 20% al 30%.

A los motores de Ciclo Diesel se les agrega un mezclador de gases con un sistema de control manteniendo el sistema de inyección convencional. De esta manera, pueden funcionar con distintas proporciones de biogás diesel y pueden convertirse fácil y rápidamente de un combustible a otro lo cual los hace muy confiables. El gasoil no puede ser reemplazado en los motores funcionando a campo del 85% al 90%, debido a que la autonomía conseguida es menor comparada con la original.

La proporción de H₂S en el biogás causa deterioros en las válvulas de admisión y de escape de determinados motores obligando a un cambio más frecuente de los aceites lubricantes. El grado de deterioro en los motores varía considerablemente.

Los motores a biogás tienen amplio espectro de aplicación siendo los más usuales el bombeo de agua, el picado de raciones y el funcionamiento de ordeñadoras en el área rural. El otro uso muy generalizado es su empleo para activar generadores de electricidad [8].

2.2.2 Producción de Biogás

Colombia, por su posición geográfica y variedad de climas, ofrece condiciones favorables para el desarrollo de las actividades agropecuarias. El país cuenta con una superficie continental de 114.174.800 hectáreas, de las cuales el 44,77% se estima que se destina a la actividad agropecuaria²⁰. Colombia cuenta con el Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual [9], un documento en el que por medio de mapas en rango de colores se presenta el área cultivada (en ha), la cantidad de biomasa residual (en miles de t/año), el potencial energético (en TJ/año) y el rendimiento neto de energía (en TJ/ha/año), todos ellos por municipio, de los tres sectores que se muestran en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Fuentes de biomasa residual

Fuentes de Biomasa Residual	
Sector Agrícola	Residuo agrícolas de cosechas
	Residuo agroindustriales
Sector Pecuario	Estiércol bovino
	Estiércol porcino
	Estiércol avícola
Sector residuos sólidos orgánicos urbanos	Residuos de plazas de mercados
	Residuos de centros de abastos
	Residuos de podas

Para producir biogás se requiere de la materia prima o biomasa. La biomasa es la materia viva presente en una capa muy fina de la superficie terrestre llamada

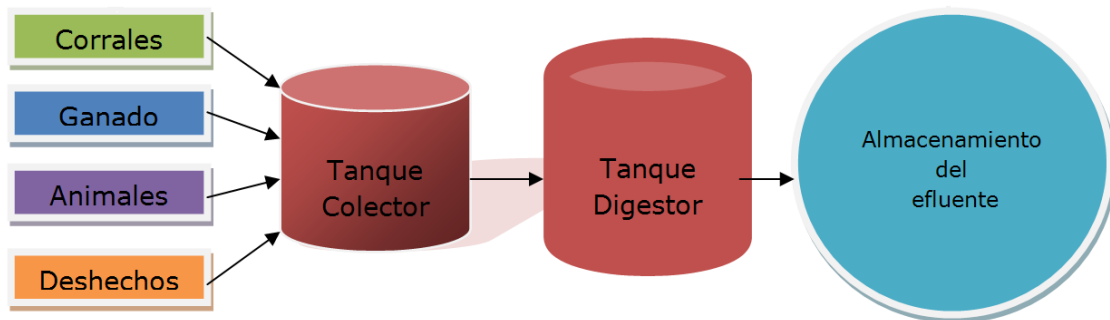
²⁰ Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural - 2006

biosfera. Es un recurso muy variado debido a que su producción y origen en los sistemas terrestres y acuáticos influyen directamente sobre sus características físicas y químicas.

La biomasa se considera renovable porque forma parte del flujo natural y repetitivo de los procesos en la naturaleza a escala de tiempo de vida humana. Si se somete a un proceso de combustión, el aporte al calentamiento global por sus emisiones de CO₂ es neutro, lo cual significa que su uso como recurso energético no contribuye a aumentar la proporción de CO₂ en la atmósfera siempre que exista un balance cero entre la biomasa producida por el medio natural y la usada en la producción de energía.

Los residuos y desechos orgánicos son almacenados en un tanque colector para clasificar los que realmente contribuyen en la generación del gas y realizar el proceso de fermentación en un tanque digestor que se mantiene a una determinada temperatura para luego generar el gas combustible (biogás).

Figura 2.5 Proceso general para producir biogás



El proceso para generar biogás tiene tres fases:

Fase de hidrólisis: las bacterias fermentativas toman la materia orgánica virgen y la transforma en cadenas cortas y simples de ácidos orgánicos, liberando hidrógeno y dióxido de carbono.

Fase de acidificación: las bacterias acetogénicas realizan la degradación de los ácidos orgánicos llevándolos al grupo acético CH₃-COOH y liberando como productos hidrógeno y dióxido de carbono.

Fase metanogénica: las bacterias metanogénicas intervienen para generar los productos finales liberando metano y dióxido de carbono.

Existen factores que afectan la producción del biogás:

El tipo de materia prima: el proceso microbiológico no solo requiere de fuentes de carbono y nitrógeno sino que deben estar en equilibrio de sales minerales (azufre, fósforo, potasio, calcio, magnesio, hierro, manganeso, zinc, y otros menores). En algunos desechos industriales puede presentarse la necesidad de adicionar los compuestos mencionados o un post tratamiento aeróbico.

El volumen o concentración de la materia prima: es variable por las distintas especies animales, el tipo de alimentación y manejo que ellas llevan en un determinado lugar. La cantidad de habitantes y recursos económicos, ya que esto implica que haya un mayor o menor consumo (papel, cartón, alimentación, etc.)

La temperatura: la actividad biológica para la producción de biogás aumenta con la temperatura pero debe llevarse a cabo entre 4°C y 70°C.

Tiempo de retención: está relacionado con el tipo de materia prima y la temperatura de la misma. La selección de una mayor temperatura implicaría una disminución en el tiempo de retención (Ver Tabla 2.6).

Tabla 2.6 Tiempos de retención de la materia prima en función de la temperatura²¹

Tipo de digestión	Temperatura °C	Tiempo de retención [días]
Psicrofílica	10 – 20	Más de 100
Mesofílica	20 – 40	20 – 40
Termofílica	50 – 70	8 - 10

Nivel de acidez (pH): la materia prima en el proceso fermentativo debe tener un pH entre 7 y 8,5. Las desviaciones de los valores normales es un indicativo de un fuerte deterioro entre las bacterias de la fase de acidificación y la fase metanogénica provocado por severas fluctuaciones en alguno de los parámetros que rigen el proceso.

Contenido de sólidos: las bacterias metanogénicas dentro de la materia se ve limitada a medida que se aumenta el contenido de sólidos y por lo tanto puede verse afectada la eficiencia de producción de gas. Un porcentaje de sólidos oscila entre el 8% y el 12%.

Agitación: mezcla de la materia prima fresca con la población bacteriana. Evitar la formación de costra que se forma dentro del digestor y evitar espacios “muertos” sin actividad biológica.

²¹ Estos valores no son exactos

Inhibidores: la presencia de metales pesados, antibióticos, detergentes, nitrógeno y amoníaco en determinadas concentraciones pueden interrumpir el proceso fermentativo.

Recolección y transporte de la materia prima: la localización de los residuos respecto de la planta de procesamiento determina la evaluación de costos de inversión y operación para el proceso de conversión de energía. Si es para la generación de energía de una vivienda e inclusive una comunidad, es preferible tener la recolección en el mismo sitio y realizar su procesamiento.

2.3 Energía Solar

El Sol es una fuente de energía inagotable con un diámetro de $1,39 \times 10^9$ m situado a una distancia media de $1,5 \times 10^{11}$ m respecto de la Tierra. Su flujo radiante es de $3,8 \times 10^{26}$ W equivalente a una densidad de 62,5 MW/m² de superficie solar. La radiación solar sobre una superficie de la Tierra orientada normalmente a la dirección de los rayos solares conocida como constante solar es apenas 1,37 kW/m² variando de forma aleatoria debido a muy diversos efectos que provoca sobre ella la atmósfera terrestre. Gran parte es absorbida y dispersada por los propios agentes variables que allí se encuentran, tales como el agua, la polución y la nubosidad.

La generación de electricidad con energía solar tiene enormes perspectivas, teniendo en cuenta que en Colombia cerca de 1 millón de familias carecen del servicio de energía eléctrica en el sector rural. Los logros colombianos son aún modestos y el desarrollo actual no corresponde ni al potencial de varias fuentes ni a las posibilidades de un desarrollo local, que permita al país realizar tecnologías energéticas liberadas de las tradicionales dependencias de tecnologías foráneas.

La evaluación del potencial solar de Colombia se ha realizado empleando principalmente información de estaciones meteorológicas del IDEAM (Instituto de Estudios Ambientales). La energía solar se ha evaluado para varias regiones como la Costa Atlántica, la Sabana de Bogotá y para el país (Tabla 2.7). Posteriormente, se publicaron varios estudios que completaron la información sobre radiación solar en el país. El más reciente es el Atlas de Radiación Solar en Colombia [10].

Tabla 2.7 Potencial de la energía solar en Colombia, por regiones

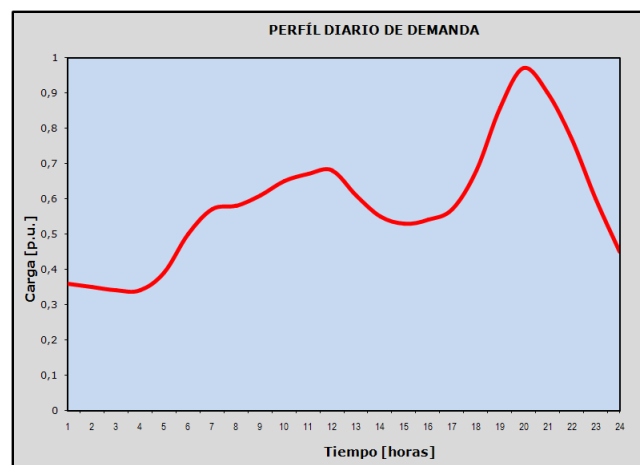
Región del País	Radiación Solar (kWh / m ² / año)
Guajira	2.000 – 2.100
Costa Atlántica	1.730 – 2.000
Orinoquía – Amazonía	1.550 – 1.900
Andina	1.550 – 1.750
Costa Pacífica	1.450 – 1.550

Si se tiene en cuenta que el máximo mundial es de aproximadamente 2.500 kWh/m²/año en Arabia Saudita, el potencial en Colombia en relación con este máximo varía entre 58% en la Costa Pacifico y 84% en la Guajira. Pero más importante es que la variación mensual de la radiación global frente a la media anual es pequeña comparada con las variaciones de otras regiones del mundo, lo que permite que los sistemas de acumulación de energía sean de capacidad reducida.

2.4 Demanda de energía

La demanda de energía viene caracterizada por una curva de consumo de potencia a lo largo de un día completo. Generalmente, el consumo promedio se determina para cada hora del día. Según la CREG²², las empresas electrificadoras de los departamentos que hacen parte de las zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia pero que están interconectadas prestan 12 y 24 hora de servicio en localidades que hacen parte de las ZNI [11]. Estas empresas reportan una curva de carga típica de un día normal de un circuito puramente residencial que se muestra en la Figura 2.6. El comercio y la industria no cambian el patrón de consumo.

Figura 2.6 Perfil de demanda promedio (en p.u) para las ZNI



El perfil de demanda de energía puede tomar otra forma cualquiera y trabajar con base en ella un sistema híbrido de generación, pero para el objetivo de este trabajo se escogió el perfil de demanda CREG ya que caracteriza el consumo de energía de ZNI.

²² CREG-037 2005

2.5 Componentes del SHGEE

Un Sistema Híbrido describe un sistema aislado de generación eléctrica (SHGEE) que combina varias fuentes energéticas alternativas y convencionales junto a un sistema de almacenamiento químico mediante baterías de plomo ácido para la atención de una demanda de energía en pequeños asentamientos poblacionales y/o agroindustriales en áreas aisladas, en centrales repetidoras de telecomunicaciones, estaciones de bombeo de fluidos, atención hospitalaria básica, construcciones civiles, atención a desastres, puestos militares, recreación, etc.

El Sistema Híbrido propuesto para este trabajo está constituido por los componentes que se resumen en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8 Componentes del Sistema Híbrido propuesto en el trabajo

Componentes del SHGEE Propuesto		
Componente	Recurso energético	Observación
Generador fotovoltaico	Energía Solar	Compuesto por paneles solares
Generador AC	GLP/Biogás	Máquina de combustión interna
Convertidor		Inversor/Cargador
Banco de baterías		Recargado por el convertidor

2.5.1 Generador GLP/Biogás

Un generador convierte la energía de los combustibles fósiles (en este caso GLP y/o biogás) en energía mecánica a través del motor de combustión interna, que mediante un acoplamiento mecánico mueve un generador eléctrico, generalmente sincrónico, con el fin de generar electricidad.

Un generador AC que trabaja aislado (no conectado a una red de distribución) alimentando una carga (factor de potencia 1), al aumentar la excitación aumenta la tensión de salida, mientras que al aumentar la potencia mecánica aumenta el flujo de combustible, aumenta la velocidad de giro y por consiguiente la frecuencia.

La tensión es regulada por la corriente de excitación del rotor del alternador para mantenerla a un nivel deseado cuando la carga demanda energía reactiva. La frecuencia es regulada por medio de las revoluciones del motor de combustión. Si la carga eléctrica aumenta la velocidad de giro disminuye, y un control de frecuencia indica que hay que inyectar más combustible para aumentar la velocidad.

Los generadores que funcionan a base de GLP/biogás tienen un funcionamiento muy eficiente cuando la carga está entre el 70% y el 100% de la potencia nominal de la máquina. La eficiencia decrece considerablemente cuando la carga está por debajo del 30% debido a que en la cámara de combustión no se alcanza la temperatura de operación nominal, produciéndose una acumulación de carbono en las paredes del cilindro. Lo anterior incrementa las labores de mantenimiento por lo cual los fabricantes recomiendan operar la máquina por encima del 30%-40% de la potencia nominal.

Los parámetros que se deben tener en cuenta para la elección de un generador GLP/biogás AC son:

La potencia nominal: generalmente los generadores o plantas portables para aplicaciones remotas vienen especificadas por la potencia activa. Si se utilizan cargas inductivas en una instalación es necesario conocer los VA que maneja la máquina.

La vida útil: un generador AC no tiene especificado una vida útil ya que depende en gran medida de las condiciones de operación de la máquina, la frecuencia de mantenimiento, la calidad del combustible y otros factores. Sin embargo, se estima algunas horas de funcionamiento dependiendo del tipo de máquina como se muestra en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9 Horas de funcionamiento de algunos generadores AC²³

Tipo de Generador AC	Potencia [kW]	Vida útil [horas]
Propano, gas natural, gasolina (3,600 RPM)	1 – 10	250 – 1,000
Diesel aire-refrigerado (3,600 RPM)	4 – 20	6,000 – 10,000
Generador propano o gas natural (1,800 RMP)	15 – 50	6,000 – 10,000
Diesel de gran potencia refrigeración líquida	7 – 10,000	20,000 – 80,000
Microturbina a gas natural	25 – 500	50,000 – 80,000

Potencia mínima: los fabricantes recomiendan operar la máquina en un 30% a 40% de la potencia nominal.

El tipo de combustible: los fabricantes especifican para qué combustible está diseñada la máquina. En este caso, los combustibles son GLP y biogás. Aunque el biogás puede trabajar en cualquier máquina de combustión interna.

El costo del combustible: el costo para el GLP se mencionó en el literal 2.1.4 pero, no está de más decir que debe siempre consultarse el costo más actual.

²³ Fuente – Manual de usuario HOMER

El modelo del generador AC se basa en el consumo de combustible en función de la potencia activa generada y se explica en el Anexo 2.

2.5.2 Generador Fotovoltaico

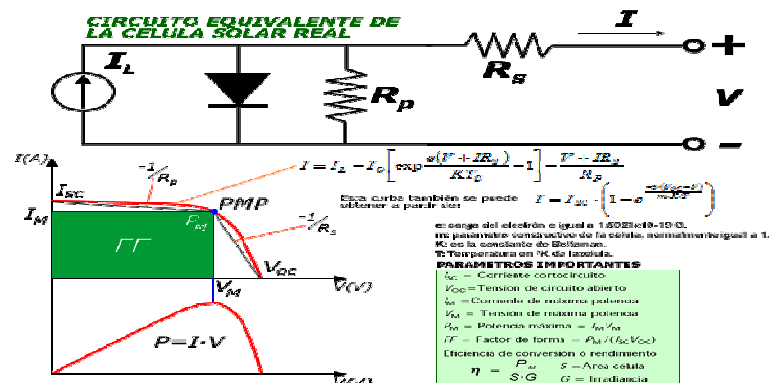
Un generador fotovoltaico o panel solar es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. La gran mayoría de los paneles solares que actualmente están disponibles comercialmente son de silicio cristalino o policristalino. El tipo cristalino requiere un elaborado proceso de manufactura, que insume enormes cantidades de energía eléctrica, incrementando substancialmente el costo del material semiconductor. La versión policristalina se obtiene fundiendo el material semiconductor, el que es vertido en moldes rectangulares. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

La superficie del material semiconductor que está expuesta a la luz incidente tiende a reflejar una porción de la misma, disminuyendo la cantidad de energía luminosa que puede llegar al par semiconductor. Para evitar esta pérdida, el fabricante deposita una finísima capa de material antireflectante.

Los módulos de Si-c o Si-m se fabrican a partir de paneles solares individuales, las cuales deben tener características similares: material, geometría, área, características I-V y W_p . Cuando una carga es conectada a un panel solar y éste recibe radiación solar, se produce una diferencia de potencial en sus extremos y circula una corriente a través de la carga [12].

El circuito equivalente de un panel solar (Ver Figura 2.7) representa todos los pares de valores I/V en que puede trabajar el dispositivo.

Figura 2.7 Circuito equivalente de un panel solar y su característica I-V



Donde:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp^{\frac{eV}{KT_c}} - 1 \right] - \frac{V - IR_s}{R_p}$$

Ecuación 2.1. Corriente real que entrega un panel a la carga

es la corriente que un panel solar real entrega a la carga.

La corriente entregada a una carga (Ecuación 2.7) por un panel solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

Corriente de radiación: debida a la generación de portadores que produce la radiación solar.

$$I_{ph} = I_L$$

Ecuación 2.2. Corriente de radiación

Corriente de oscuridad: debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

$$I_D(V) = I_0 \left[\exp^{\frac{eV}{KT_c}} - 1 \right]$$

Ecuación 2.6. Corriente de oscuridad.

Algunos parámetros importantes en un panel solar son:

Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es el máximo valor de tensión en extremos de la celda y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga.

Corriente de cortocircuito (I_{sc}): definido como el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica y se da cuando la celda está en cortocircuito.

Punto de máxima potencia (P_M): es el producto del valor de tensión máxima (V_M) e intensidad máxima (I_M) para los que la potencia entregada a una carga es máxima.

Factor de forma (FF): se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito, es decir:

$$FF = \frac{I_M V_M}{V_{OC} I_{SC}}$$

Ecuación 2.7. Factor de forma

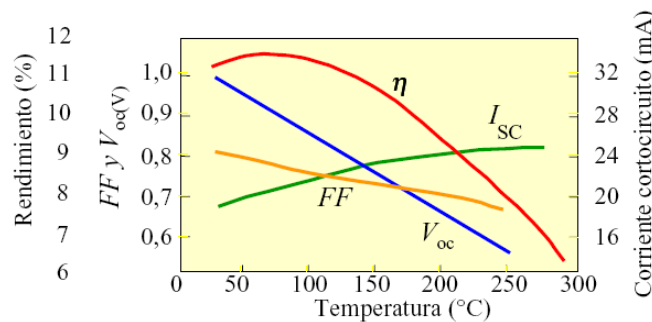
Eficiencia de conversión o rendimiento: Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga (P_M) y la irradiancia incidente (P_L) sobre la celda, que es el producto de la irradiancia incidente G por el área de la celda S :

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M V_M}{P_L}$$

Ecuación 2.6. Eficiencia de un panel solar

Influencia de la temperatura: al aumentar la temperatura del panel empeora el funcionamiento de la misma aumenta la intensidad de cortocircuito (Ver Figura 2.8), disminuye la tensión de circuito abierto, 2,3 mV/°C (el fabricante del panel especifica este valor como coeficiente de temperatura), el factor de Forma disminuye y el rendimiento decrece. El fabricante de un panel solar especifica esto como coeficiente de temperatura de tensión en circuito abierto.

Figura 2.8 Efecto de la temperatura en un panel solar



La inclinación del panel solar en una instalación depende de la ubicación geográfica del sitio y sus características. Colombia tiene la ventaja de estar cerca del plano ecuatorial por lo que la radiación solar en horas picos puede implicar una orientación fija del panel. Sin embargo, hay características propias de cada región del país que hace que la radiación no se aproveche al máximo pero también otros factores que afectan la eficiencia del panel. Así, existen zonas en existe demasiada precipitación como en región Pacífico (Chocó), zonas en las la temperatura es muy elevada como en región Atlántica (Bolívar, Valledupar), zonas selváticas como en la región Amazonía.

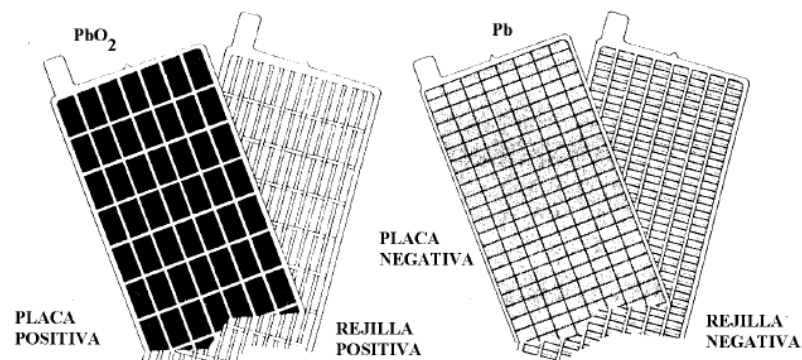
El modelo del panel solar se basa en la potencia de salida en función de la radiación solar incidente sobre él y se explica en el Anexo 2.

2.5.3 Baterías Solares

El banco de baterías consta de un arreglo de las mismas conectadas en serie o en paralelo para conseguir una tensión y una corriente deseada respectivamente, para poder suplir la carga según sus características.

Una batería se compone de celdas, las cuales tienen dos placas, una positiva y una negativa, sumergidas en electrolito. El electrolito es una solución de agua con ácido sulfúrico. La construcción más frecuente de los electrodos es la placa plana. Cada placa positiva tiene un marco de plomo que contiene peróxido de plomo (PbO_2). La placa negativa contiene plomo metálico (Pb) esponjoso (Ver Figura 2.9).

Figura 2.9 Placas positiva y negativa de un batería



Con el fin de suministrar corrientes elevadas, cada celda consiste de numerosas placas positivas conectadas en paralelo al igual que placas negativas conectadas en paralelo. Las placas en cada celda están sumergidas en electrolito y un volumen igual de agua es la gravedad específica (SG).

Las razones por la que hay necesidad de utilizar un banco de baterías en un sistema fotovoltaico son:

- Demanda de potencia en periodos sin sol.
- Existen cargas que requieren altas corrientes de arranque (motores, compresores, etc.).
- Demanda a voltaje constante.

- Capacidad de almacenar energía generada en exceso a la demanda, reduciendo las pérdidas de energía.

Las baterías que más se adaptan a los sistemas fotovoltaicos son las de ácido-plomo, fabricadas para tres tipos de aplicaciones:

- Arranque motriz (plomo-antimonio) para arranque de carros.
- Baterías de tracción.
- Baterías estacionarias.

Para utilizar una batería o un banco de baterías es necesario conocer:

Capacidad: es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperes-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga. Por ejemplo, una batería de 100Ah es capaz de suministrar 1A durante 100 horas.

Eficiencia de carga: es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la energía realmente almacenada. Una eficiencia del 100% significa que toda la energía empleada para la carga puede ser remplazada para la descarga posterior. Si la eficiencia de carga es baja, es necesario dotarse de un mayor número de paneles para realizar las mismas aplicaciones.

Autodescarga: es el proceso por el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse. La rapidez de la descarga depende de la temperatura ambiente y el tipo de batería.

Profundidad de descarga: es el valor en tanto por ciento de la energía que se ha sacado de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Como ejemplo, se tiene una batería de 100Ah y es sometida a una descarga de 20Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20%.

Las baterías solares permiten una profundidad de descarga máxima de 80%, cientos de veces, a niveles de corriente moderados y por ello estas baterías se le denominan baterías de ciclo profundo. Estas baterías dedicadas al uso de sistemas solares tienen electrodos cuya fabricación consta de una aleación de antimonio lo que permite adherir una gran cantidad de material activo. Las celdas con mayor cantidad de material activo tienen una más larga duración y profundidad de descarga pero aumenta el coste y el peso de la batería.

Máximo número de ciclos: se considera que una batería de ciclo profundo ha completado todos los ciclos de carga y descarga cuando, al ser cargada

nuevamente, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80% de su valor inicial. El número de ciclos de carga/descarga depende de la profundidad de descarga. Cuando ésta disminuye, el número de ciclos aumenta. Para una dada profundidad de descarga, la batería más robusta proporciona el mayor número de ciclos.

El modelo de la batería se explica en el Anexo 2.

2.5.4 Convertidor de Energía Eléctrica

Un convertidor es un dispositivo de pequeño o gran tamaño (Ver Figura 2.10) que se encarga de tomar la corriente directa que entra en él (normalmente de 12VDC) y entregar a la carga corriente alterna (inversor) con la mayor eficiencia posible y viceversa, convierte la corriente alterna en corriente continua (cargador), por ejemplo, para cargar un banco de baterías.

Figura 2.10 Aspecto de algunos convertidores XANTREX



Se emplea normalmente para el consumo en corriente alterna, a partir de la tensión continua, estos convertidores generan una onda de impulsos (cuadrada), y la filtran para eliminar los armónicos indeseados. Algunos proporcionan una onda sinusoidal pura, la mayoría de los modelos disponibles en el mercado son de onda cuadrada y un gran número de equipos, aunque no todos, lo aceptan.

En general un convertidor (CC/AC) de onda sinusoidal pura tiene un rendimiento más bajo que uno de onda sinusoidal modificada. Es importante tener en cuenta que no todos los equipos aceptan una onda sinusoidal modificada y debe conocerse de antemano según los equipos que se desean instalar.

Normalmente, los convertidores ofrecidos en el mercado tienen una eficiencia que oscila entre el 75% y 91%, lo que significa que las pérdidas varían entre el 25% y el

9% de la potencia suministrada [12]. Los convertidores que tienen grandes pérdidas corresponden a modelos de baja potencia. Además, los inversores deben soportar sobrecargas por algún tiempo. Cargas como una lavadora, una licuadora o un motor generan fuertes transitorios y el inversor debe soportarlos por el tiempo que puedan durar (entre 0,1s y 1min). El fabricante del equipo especifica cuánta potencia en régimen transitorio puede tolerar y durante cuánto tiempo.

Un convertidor viene caracterizado principalmente por:

La tensión de entrada: que se debe adaptar a la del generador (batería, panel solar, etc.), la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada). Los inversores de control PWM senoidal suelen tener variaciones de tensión del orden del 5% en tanto que los inversores de onda cuadrada tienen variaciones del 10%.

Baja distorsión armónica: los inversores de onda cuadrada tienen una alta distorsión armónica y son válidos si la carga es completamente resistiva. Los inversores de onda senoidal modificada pueden alimentar algunos equipos ya que algunos son muy sensibles ante los cambios de forma de onda e interrupciones.

La eficiencia del convertidor: que varía en función de la potencia consumida por la carga. Esta variación es necesario conocerla, sobre todo si la carga en alterna es variable a fin de que el punto de trabajo del equipo se ajuste lo mejor posible a un valor promedio especificado.

Fiabilidad ante sobrecorrientes: distinguir cuándo se debe al arranque de un motor (y tolerarla) y cuándo a un cortocircuito (y cortarla).

Cargador de baterías: incorpora la función opuesta, es decir, la posibilidad de cargar las baterías de un sistema en presencia de una fuente de corriente alterna (red, generador). A estos convertidores se les conoce con el nombre de inversor/cargador. Otra característica especial es la conmutación automática que es capaz de cambiar de una fuente de energía (red, baterías) de manera automática.

Capacidad para funcionar en paralelo con otro generador: en sistemas híbridos aislados el inversor debe ser capaz de funcionar en paralelo con un generador (Diesel, GLP, etc.) y sincronizar su onda de tensión.

3 SIMULACIÓN, OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN HOMER

En el capítulo I se mencionaron las herramientas computacionales existentes para modelar y simular Sistemas Híbridos, entre ellos HOMER; un programa que simula el comportamiento de cada una de las posibilidades de combinación para una configuración específica de fuentes de energía, y calcula los costos de operación del sistema en un periodo dado. HOMER modela el comportamiento físico de un sistema de potencia y el costo de la vida útil. Permite comparar diferentes opciones basadas en las características técnicas y económicas de los componentes del sistema. HOMER lleva a cabo tres tareas principales: la simulación, la optimización y el análisis de sensibilidad [13], y serán descritas en este capítulo.

3.1 Procesos de Simulación, Optimización y Análisis de Sensibilidad

En el proceso de simulación, HOMER modela el desempeño de un determinado sistema cada hora del año para determinar su viabilidad técnica y el costo del ciclo de vida.

En el proceso de optimización, HOMER simula diferentes configuraciones del sistema buscando la que satisface las limitaciones técnicas con el menor costo del ciclo de vida. Determina el valor óptimo de las variables sobre las que el diseñador del sistema tiene el control, tales como la combinación de componentes que conforman el sistema híbrido y el tamaño o la cantidad de cada elemento.

En el proceso de análisis de sensibilidad, HOMER realiza múltiples optimizaciones con una serie de supuestos valores para evaluar cambios en las variables sobre las que no se tiene control, como el precio del combustible en el futuro.

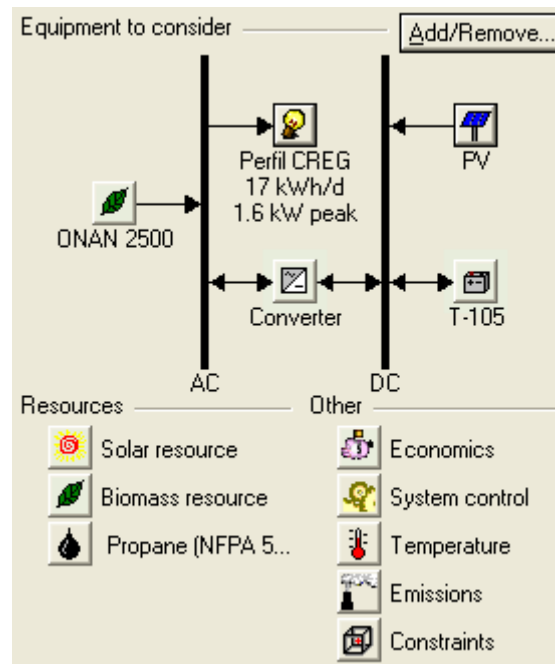
3.1.1 Simulación

El proceso de simulación determina cómo un sistema en particular, una combinación de los componentes del sistema de tamaños específicos y una estrategia de funcionamiento define cómo los componentes trabajan en conjunto y cómo se comportan durante un largo período de tiempo.

El sistema puede estar conectado a la red o ser autónomo, y puede servir para cargas eléctricas de corriente alterna, de corriente continua y/o una carga térmica. La Figura 3.1 muestra un diagrama esquemático simulado en HOMER.

Para explicar los procedimientos de simulación, optimización y análisis de sensibilidad, el Sistema Híbrido del esquema de la Figura 3.1 atiende un perfil de demanda que puede variar desde 1 kWh/d hasta 20 kWh/d.

Figura 3.1 Diagrama esquemático del Sistema Híbrido²⁴



Los sistemas que contienen un banco de baterías y uno o más generadores requieren una estrategia de despacho para cargar el banco. HOMER puede modelar dos estrategias de despacho:

Seguimiento de carga (LF): las fuentes renovables de energía cargan las baterías, pero no los generadores.

Ciclo de carga (CC): los generadores producen más energía que la requerida para atender la carga. El excedente de electricidad va a cargar el banco de baterías.

El proceso de simulación entonces, tiene dos propósitos:

- Determinar si el sistema es factible. HOMER considera que el sistema es viable si puede suplir adecuadamente a la carga eléctrica, y cumplir con las restricciones impuestas.

²⁴ Fuente - Interface de usuario HOMER

- Estimar el costo del ciclo de vida del sistema, que es el costo total de la instalación y del funcionamiento del sistema durante su vida útil. El costo del ciclo de vida es un práctico indicador para comparar la economía de varias configuraciones del sistema.

Estas comparaciones son la base del proceso de optimización de HOMER.

3.1.2 Optimización

El proceso de optimización determina la mejor configuración posible del sistema que satisface las limitaciones especificadas por el usuario con el menor valor presente neto. HOMER simula muchas configuraciones de diferentes sistemas, descarta los que no son viables (los que no satisface las limitaciones especificadas).

El objetivo del proceso de optimización es determinar el valor óptimo de cada variable de decisión. Una variable de decisión es una variable sobre la que se tiene control y para la que HOMER puede considerar múltiples valores posibles en su proceso de optimización. Las variables de decisión que HOMER incluye son:

- El tamaño del arreglo fotovoltaico.
- El tamaño del generador.
- El número de baterías.
- El tamaño del convertidor DC/AC.
- La estrategia de despacho

Considerando la tarea de adaptar el sistema de la Figura 3.1, y se desea considerar el rediseño del sistema, pero no se conoce de antemano lo que el número de baterías, el tamaño del convertidor, el tamaño del arreglo fotovoltaico, la temperatura, la contaminación, las lluvias, el tipo de terreno, etc., y la estrategia de despacho reduce al mínimo el costo del ciclo de vida.

HOMER permite ingresar varios valores para cada variable de decisión utilizando una tabla (Ver Figura 3.2). La separación entre los valores no tiene que ser regular. En este caso, se optó por simular trece cantidades de arreglos fotovoltaicos, dos cantidades de generador, once cantidades de baterías, y cuatro tamaños de convertidor. Esta tabla muestra el espacio de búsqueda, que es el conjunto de todas las posibles configuraciones sobre el que HOMER puede encontrar la configuración óptima del sistema. Este espacio de búsqueda incluye 1144 configuraciones diferentes.

Figura 3.2 Variables de decisión. Comparación de $13 \times 2 \times 11 \times 4 = 1144$ sistemas²⁵

	PV Array	ONAN	T-105	Converter
	(kW)	(kW)	(Strings)	(kW)
1	0.000	0.00	0	0.00
2	1.040	2.50	4	1.50
3	2.080		8	2.00
4	3.120		12	3.00
5	4.160		16	
6	5.200		24	
7	6.240		32	
8	7.280		36	
9	8.320		40	
10	9.360		44	

En el proceso de optimización, HOMER simula todas las configuraciones del sistema en el espacio de búsqueda y muestra los posibles en una tabla, ordenados de acuerdo al valor presente neto.

La Figura 3.3 muestra los resultados del análisis de adaptación del sistema *PV-GLP/Biogás*. Cada fila de la tabla representa una configuración del sistema viable. Las cuatro primeras columnas contiene iconos que indican la presencia de los componentes, las siguientes cuatro columnas indican el número o el tamaño de cada componente, a continuación indica la estrategia de despacho que es mejor para esa configuración y las siguientes nueve columnas contienen algunos de los resultados de la simulación clave: a saber, el costo del capital total del sistema, el costo de operación por año, el valor presente neto, el costo nivelado de energía (\$/kWh), la fracción renovable (porcentaje de aporte de las fuentes renovables), el consumo anual de combustible (GLP), el consumo de biomasa anual, el número de horas que el generador funciona por año y el tiempo de vida útil del banco de baterías.

Se puede acceder a los resultados de la simulación completa, incluyendo datos por hora, para cualquier configuración del sistema en particular. Este cuadro (Figura 3.3) es un resumen de la simulación, resultados de muchas configuraciones diferentes.

El primer sistema clasificado (ver Figura 3.3) es la configuración óptima del sistema, es decir, el sistema con el menor valor presente neto y mejor desempeño. En este caso, la configuración óptima para una demanda de 15 kWh/d contiene un arreglo fotovoltaico²⁶ de 6,24 kW (48 paneles de 130W_p cada uno), el generador ONAN de 2,5 kW, 48 baterías de 6V cada una (24 cadenas paralelas de 2 baterías en serie),

²⁵ Si se simulara las dos estrategias de despacho en HOMER, se tendrá $1144 \times 2 = 2288$ configuraciones

²⁶ HOMER modela el comportamiento del arreglo de paneles como un gran panel solar

un convertidor que trabaja para convertir a corriente alterna ya su vez en corriente directa de 1,5 kW para la atender la demanda durante la vida útil del proyecto (20 años), y usa el *Seguimiento de carga* (LF) como estrategia de despacho.

Figura 3.3 Resultados de optimización en función del menor valor presente neto²⁷

		PV (kW)	ONAN (kW)	T-105	Conv. (kW)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	ne (NPPA 50 (L)	Biomass (t)	ONAN (hrs)	Batt. Lf. (yr)
		6.24	2.5	48	1.5	LF	\$ 65,007	997	\$ 78,261	1.075	0.99	114	1	142	10.0
		6.24	2.5	48	2.0	LF	\$ 65,407	1,009	\$ 78,815	1.083	0.99	114	1	142	10.0
		6.24	2.5	48	3.0	LF	\$ 66,257	1,028	\$ 79,928	1.098	0.99	114	1	142	10.0
		6.24	2.5	64	1.5	LF	\$ 69,033	971	\$ 81,936	1.126	0.99	47	0	59	10.0
		6.24	2.5	48	1.5	CC	\$ 65,007	1,282	\$ 82,056	1.127	0.96	252	2	231	10.0
		6.24	2.5	48	2.0	CC	\$ 65,407	1,269	\$ 82,274	1.130	0.96	255	2	219	10.0
		6.24	2.5	64	2.0	LF	\$ 69,433	982	\$ 82,490	1.133	0.99	47	0	59	10.0
		7.28	2.5	48	1.5	LF	\$ 73,007	716	\$ 82,531	1.134	1.00	32	0	40	10.0
		7.28	2.5	48	2.0	LF	\$ 73,407	728	\$ 83,084	1.141	1.00	32	0	40	10.0
		6.24	2.5	48	3.0	CC	\$ 66,257	1,289	\$ 83,387	1.146	0.96	255	2	219	10.0
		6.24	2.5	64	3.0	LF	\$ 70,283	1,002	\$ 83,603	1.149	0.99	47	0	59	10.0
		6.24	2.5	32	1.5	LF	\$ 60,981	1,735	\$ 84,052	1.155	0.96	320	2	380	7.6
		7.28	2.5	48	3.0	LF	\$ 74,257	748	\$ 84,197	1.157	1.00	32	0	40	10.0
		6.24	2.5	72	1.5	LF	\$ 71,046	1,012	\$ 84,496	1.161	1.00	30	0	38	10.0
		6.24	2.5	32	2.0	LF	\$ 61,381	1,747	\$ 84,606	1.162	0.96	320	2	380	7.6
		7.28		64	1.5	CC	\$ 73,033	877	\$ 84,691	1.164	1.00				10.0
		7.28		64	1.5	LF	\$ 73,033	877	\$ 84,691	1.164	1.00				10.0
		6.24	2.5	64	1.5	CC	\$ 69,033	1,183	\$ 84,757	1.164	0.98	144	1	128	10.0
		6.24	2.5	72	2.0	LF	\$ 71,446	1,023	\$ 85,050	1.168	1.00	30	0	38	10.0
		6.24	2.5	64	2.0	CC	\$ 69,433	1,176	\$ 85,067	1.169	0.98	146	1	120	10.0
		7.28		64	2.0	CC	\$ 73,433	888	\$ 85,245	1.172	1.00				10.0
		7.28		64	2.0	LF	\$ 73,433	888	\$ 85,245	1.172	1.00				10.0
		6.24	2.5	72	1.5	CC	\$ 71,046	1,097	\$ 85,631	1.176	0.99	73	0	64	10.0
		6.24	2.5	32	3.0	LF	\$ 62,231	1,767	\$ 85,719	1.178	0.96	320	2	380	7.6
		7.28	2.5	48	1.5	CC	\$ 73,007	957	\$ 85,729	1.178	0.98	129	1	121	10.0
		7.28	2.5	32	1.5	LF	\$ 68,981	1,262	\$ 85,752	1.178	0.98	166	1	208	7.6

HOMER también puede mostrar un subconjunto de los resultados de optimización global, mostrando sólo el menor costo de configuración dentro de cada categoría o tipo de sistema.

Figura 3.4 Resultados de optimización de acuerdo a su categoría²⁸

		PV (kW)	ONAN (kW)	T-105	Conv. (kW)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	ne (NPPA 50 (L)	Biomass (t)	ONAN (hrs)	Batt. Lf. (yr)
		6.24	2.5	48	1.5	LF	\$ 65,007	997	\$ 78,261	1.075	0.99	114	1	142	10.0
		7.28		64	1.5	CC	\$ 73,033	877	\$ 84,691	1.164	1.00				10.0
			2.5	32	2.0	CC	\$ 13,381	11,160	\$ 161,745	2.222	0.05	5,927	3	2,936	6.4
		7.28	2.5		1.5	CC	\$ 60,650	19,510	\$ 320,023	4.397	0.49	9,420	3	6,082	
			2.5			CC	\$ 4,000	28,180	\$ 378,632	5.202	0.02	13,703	3	8,760	

En la lista general que se muestra en la Figura 3.4, el primer sistema clasificado es el de menor costo en la categoría *PV/Generador/Batería/Convertidor*. Del mismo

²⁷ Fuente - Interface de usuario HOMER

²⁸ Fuente - Interface de usuario HOMER

modo, el segundo sistema clasificado es la configuración de menor costo dentro de la categoría de sistema *PV /Batería/Convertidor*.

La lista de resultados de optimización categorizados, que se muestra en la Figura 3.4, hace más fácil ver cuál es la configuración de menor costo para cada categoría, eliminando la necesidad de desplazarse por la lista general completa de los posibles sistemas. Los resultados en la Figura 3.4 muestran que bajo los supuestos de este análisis, añadiendo paneles solares (6,24 kW nominales), generador GLP (2,5 kW) y un banco de baterías (48 baterías de 6V), en efecto, reduciría el costo del ciclo de vida del sistema. La inversión inicial de \$65.007 dólares para el sistema óptimo conduce a un ahorro en el valor presente neto de \$78.261 dólares en comparación con el sistema *GLP/Biogás* existente que se muestra en la quinta fila (\$378.632) para una demanda de 15 kWh/d.

Los resultados de optimización global (Figura 3.3), en particular, tiende a mostrar el resultado de muchas configuraciones cuyo valor presente neto es ligeramente superior a la de la configuración óptima. Los resultados de la simulación pueden mostrar que una configuración de un sistema con un valor un poco superior al de la configuración óptima hace un mejor trabajo para evitar, por ejemplo, descargas profundas y extendidas del banco de baterías, o bien aumentar la capacidad del convertidor para que trabaje en condiciones de operación que haga posible mantener la mayor eficiencia. Esto puede reducir drásticamente la vida útil en sistemas reales. Sin embargo, se trata de un detalle técnico que está más allá del alcance del modelo, pero que se puede tener en cuenta para tomar una decisión en la propuesta final.

3.1.3 Análisis de Sensibilidad.

En el análisis de sensibilidad, el usuario ingresa una serie de valores para una única variable. Una variable para la que el usuario ha introducido varios valores se denomina variable de sensibilidad. Casi todas las variables de entrada numérica en HOMER que no es una variable de decisión puede ser una variable de sensibilidad.

Se puede realizar un análisis de sensibilidad con cualquier número de variables de sensibilidad. Cada combinación de valores de estas variables define un caso distinto.

En la Figura 3.5 se muestra las variables de sensibilidad para la simulación del sistema de la Figura 3.1. HOMER lleva a cabo un proceso de optimización para cada caso, los resultados son presentados en varios formatos de tablas y gráficos.

Figura 3.5 Variables de sensibilidad. Simulación 9x5x2x2x2x5=1800 casos de sensibilidad

	Perfil CREG ((kWh/d))	Biomass ((t/d))	Propane (NFPA 58 2004) ((\$/L))	PV Cap. (Mult.)	PV Repl. (Mult.)	ONAN Min. (Fossil Fraction (%))
1	1.000	0.001	0.600	1.00	1.00	20
2	2.500	0.010	0.800	0.60	0.60	40
3	5.000	0.100				50
4	7.500	1.000				60
5	10.000	10.000				80
6	12.500					
7	15.000					
8	17.500					
9	20.000					

Según la tabla que se muestra en la Figura 3.5 se dan 1.800 casos de sensibilidad. Sin embargo, HOMER tiene la posibilidad de relacionar una variable con otra y se hizo uso de esta característica para reducir el número de sensibilidades. Es el caso de las variables “PV Cap (Mult)” y “PV Repl (Mult)” las cuales tienen dos sensibilidades cada una, pero están relacionadas. Si el costo del arreglo fotovoltaico (PV) se reduce en un factor de 0,6 entonces el costo de reemplazo del mismo arreglo se reducirá en la misma cantidad por lo tanto, se enlazan estas dos variables obteniendo ahora 900 casos de sensibilidad y por consiguiente menor tiempo de simulación (Ver Figura 3.6).

Figura 3.6 Enlace entre PV Cap Mult y PV Repl Mult

The screenshot shows a configuration window in HOMER. The 'Variable' is set to 'PV Replacement Cost Multiplier'. The 'Units' field is empty. The 'Link with' dropdown menu is set to 'PV Capital Cost Multiplier'. Under the 'Values' section, there are two rows: the first row has a value of 1 and a multiplier of 1.00; the second row has a value of 2 and a multiplier of 0.60. A 'Clear' button is located to the right of the values.

Con las variables de decisión que muestran en la Figura 3.2, las variables de sensibilidad que se muestran en la Figura 3.5, las estrategias de despacho LF y CC, y el enlace entre las variables “PV Cap (Mult)” y “PV Repl (Mult)”, HOMER simuló **1.144x900x2 = 2.059.200** configuraciones en **6:54:15** horas.

Si no hay una relación entre “PV Cap (Mult)” y “PV Repl (Mult)”, HOMER simulará **1.144x1800x2 = 4.118.400** configuraciones en **13:48:30** horas.

Uno de los principales usos del análisis de sensibilidad es el tratamiento de la incertidumbre. Si no se está seguro del valor de una variable en particular, puede ingresar varios valores que cubren el rango de probabilidades y ver cómo varían los

resultados, como es el caso de la cantidad de biomasa diaria en el sistema *PV-GLP/Biogás*. Se cubrió un rango de producción entre 0,001 y 10 toneladas diarias y el porcentaje de éste recurso con el GLP en el generador.

En la Figura 3.7 se muestra los resultados del sistema híbrido con un caso de sensibilidad; demanda de energía 15 kWh/d, producción de biomasa 0,1 ton/d, costo del GLP \$0.6/L, costo del arreglo fotovoltaico \$8.000*1,0/kW y la fracción fósil (GLP) de 50%.

Figura 3.7 Configuraciones óptimas según las variables sensibles²⁹

Sensitivity Results

Optimization Results

Sensitivity variables

Perfl CREG (kWh/d)

15

Biomass Resource (t/d)

0.1

Propane (NFPA 58 2004) Price (\$/L)

0.6

PV Capital Multiplier

1

ONAN Min. Fossil Fraction (%)

50

Double click on a system below for simulation results.

Categorized

Overall

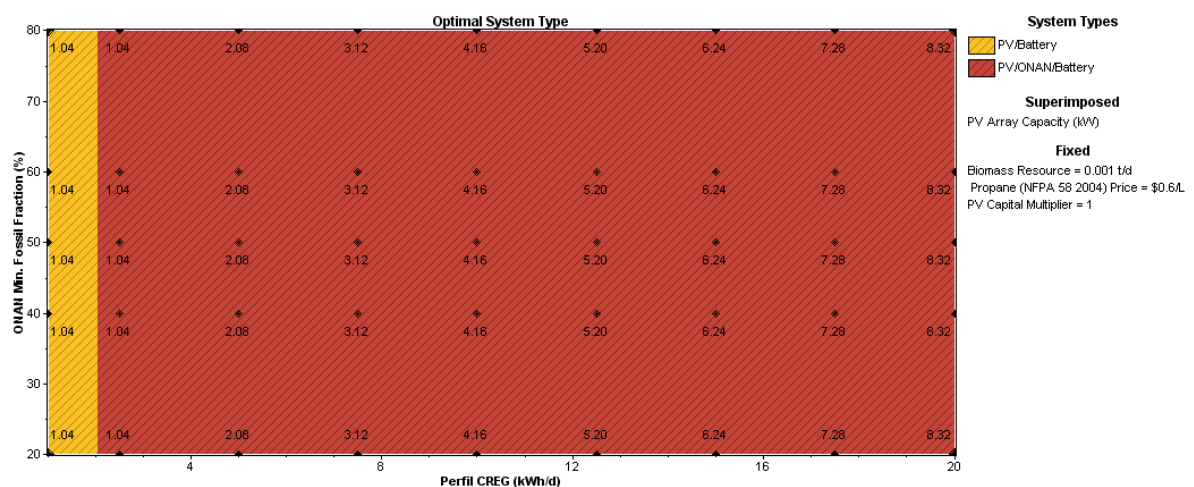
Export...

Details...

	PV (kW)	ONAN (kW)	T-105	Conv. (kW)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	ne (NFPA 58 (L))	Biomass (t)	ONAN (hrs)	Batt. Lt. (yr)	
	6.24	2.5	48	1.5	LF	\$ 65,007	997	\$ 78,261	1.075	0.99	114	1	142	10.0	
	7.28	2.5	64	1.5	CC	\$ 73,033	877	\$ 84,691	1.164	1.00				10.0	
		2.5	32	2.0	CC	\$ 13,381	11,160	\$ 161,745	2.222	0.05	5,927	3	2,936	6.4	
	7.28	2.5		1.5	CC	\$ 60,650	19,510	\$ 320,023	4.397	0.49	9,420	3	6,082		
		2.5			CC	\$ 4,000	28,180	\$ 378,632	5.202	0.02	13,703	3	8,760		

El tiempo de vida útil de la batería aumenta considerablemente a 10 años teniendo en cuenta que HOMER consideraba los sistemas cuya duración mínima del banco de baterías fueran de 5 años. El sistema óptimo condujo a un ahorro en el valor presente neto de \$78.261.

Figura 3.8 Espacio de los sistemas óptimos de la configuración PV-GLP/Biogás³⁰



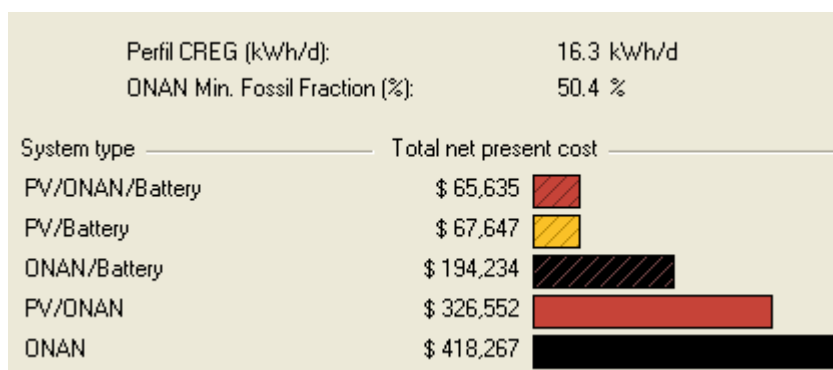
²⁹ Fuente - Interface de usuario HOMER

³⁰ Fuente - Interface de usuario HOMER

La Figura 3.8 muestra una gráfica exportada desde la herramienta, el sistema óptimo en función de la fracción fósil (%) en el generador y la demanda de energía (kWh/d). El color amarillo oscuro muestra que el sistema óptimo está conformado por paneles solares y un banco de baterías - *PV/Batería* -. El color rojo oscuro muestra que el sistema óptimo está conformado por paneles solares, generador y banco de baterías – *PV-GLP/Biogás*. Estos dos casos consideraron el costo del combustible GLP en \$0,6/L, el costo de arreglo fotovoltaico en \$8.000 y una producción de biomasa de 0,001 ton/d (1 Kg/d).

Es posible acceder a cualquier espacio de la gráfica y obtener el sistema óptimo en función del valor presente neto para una demanda de energía entre 1 kWh/d y 20 kWh/d, y una fracción fósil entre el 20% y el 80%. Además, muestra que el sistema puede ser abastecido por cualquier configuración ordenándolos de menor a mayor valor presente neto (Ver Figura 3.9).

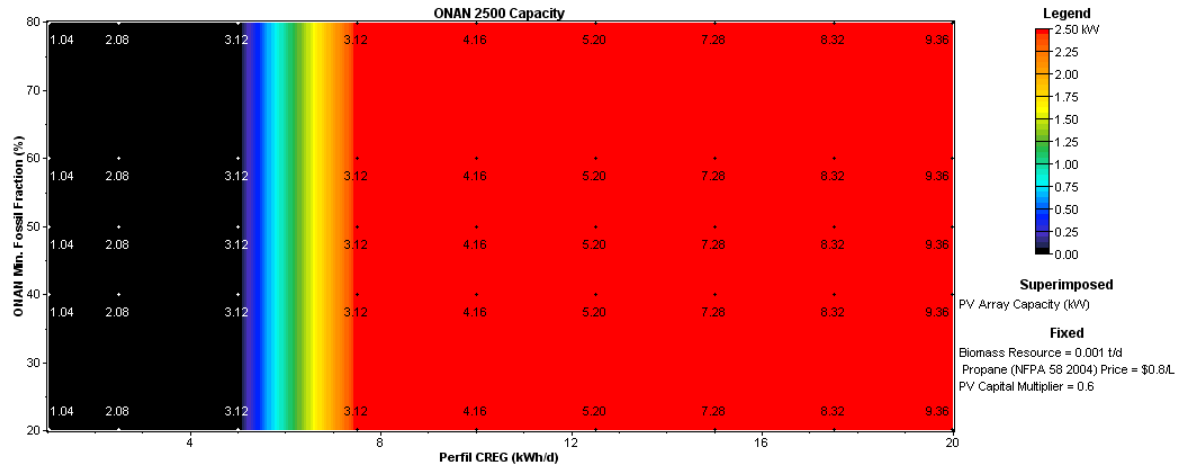
Figura 3.9 Sistema óptimo³¹ para demanda de 16,3 kWh/d y fracción fósil de 50,4%



HOMER puede generar gráficas para analizar visualmente (Ver Figura 3.10) por ejemplo, la capacidad del generador (en rango de colores) y la capacidad del arreglo fotovoltaico (en números sobrepuestos en los colores) en función de la fracción fósil y la demanda de energía para el sistema *PV-GLP/Biogás*. Esta tipo de gráfica es generada por las variables de sensibilidad y es útil para determinar que para una demanda de energía, la capacidad del generador y/o la capacidad del arreglo fotovoltaico pueden ser reducidas sin afectar la producción de energía para satisfacer la demanda a largo plazo (20 años) y reducir así el costo total del sistema.

³¹ Valores interpolados. Más variables sensibles, mejor aproximación.

Figura 3.10 Capacidad del generador y del arreglo fotovoltaico



En general, un diseñador de un sistema en particular puede utilizar el análisis de sensibilidad para evaluar los compromisos y respuesta a preguntas como: ¿Qué inversión de capital adicional se requiere para alcanzar el 50% o el 100% la producción de energía renovable? Un planificador de energía puede determinar cuáles tecnologías, o combinaciones de ellas, son óptimas en diferentes condiciones. Un analista de mercado puede determinar a qué precio, o bajo qué condiciones, un producto (por ejemplo, una pila de combustible o una turbina de viento) compite con las alternativas. Una analista político puede determinar el nivel de incentivo que se necesita para estimular el mercado para una tecnología en particular, o qué nivel de emisiones penalmente inclinarían la economía hacia tecnologías más limpias.

4 SIMULACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO EN HOMER EMPLEANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y GAS PROPANO PARA UNA VIVIENDA

Para simular sistemas híbridos en HOMER, la herramienta requiere información técnica y económica de los equipos que conforman el proyecto. Este capítulo describe los equipos que van a simular el sistema, y analiza los resultados del SHGEE que utiliza como recursos energéticos, energía solar, GLP/Biogás para un perfil de demanda establecido por la CREG.

4.1 Perfil de demanda

La carga instalada de una vivienda puede estar conformada por uno o varios equipos de consumo eléctrico y tiene un régimen de operación que depende del consumidor. En la Tabla 4.1 se describen la potencia nominal de cada equipo (carga) que puede ser utilizado en una vivienda. En este caso, se tiene como potencia base 2400 W que es la carga instalada³².

Tabla 4.1 Equipos de uso común de una vivienda

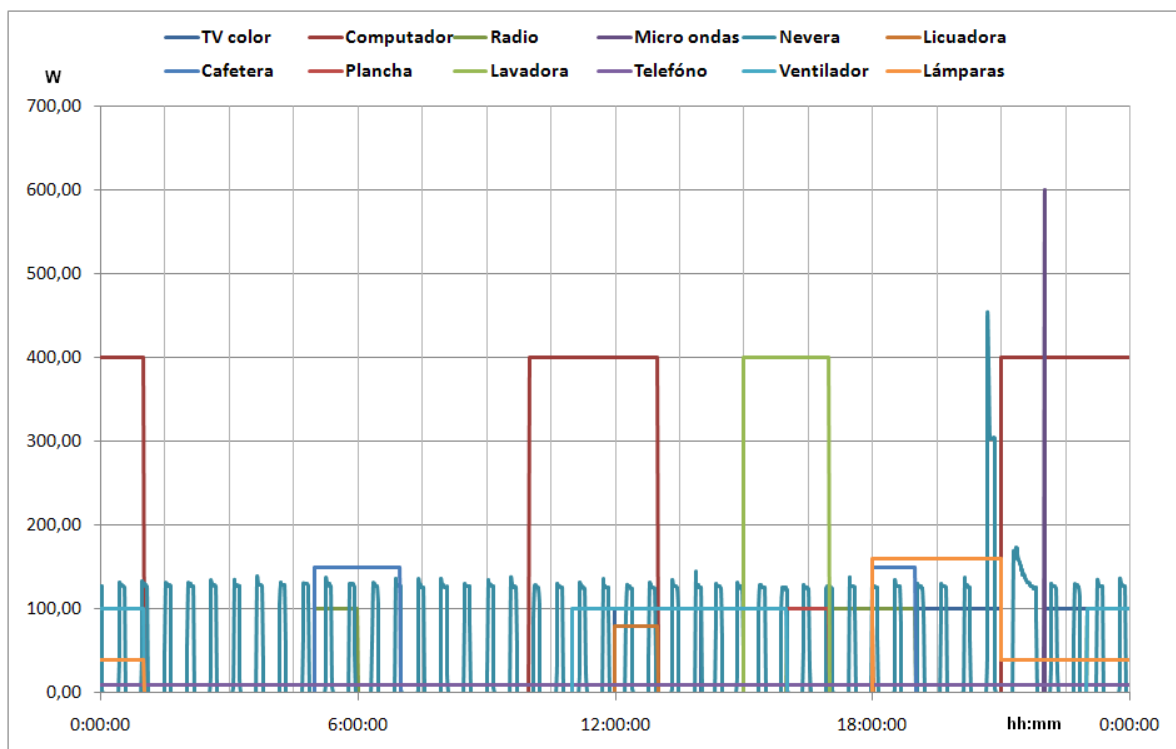
Equipos	Potencia [W]	Cantidad	Potencia Total [W]
Entretenimiento			
TV color	100	1	100
Computador	400	1	400
Radio, Equipo sonido	100	1	100
Cocina			
Micro ondas	600	1	600
Nevera	200	1	200
Licuadaora	80	1	80
Cafetera	150	1	150
Utilidades			
Plancha	100	1	100
Lavadora	400	1	400
Teléfono	10	1	10
Ventilador	100	1	100
Iluminación			
Lámparas	20	8	160
		Total	2,400

³² Estimación de algunos equipos de uso común en viviendas de estrato 3 en Colombia, para llevarlos a zona rural

Se consideraron otros equipos que usualmente, en una zona rural, no se utilizan, con el fin de que el SHGEE pueda suplir toda la carga instalada en la vida útil del proyecto.

Debido a que es impredecible cuándo un equipo estará en funcionamiento y por cuánto tiempo, se realizó una estimación de periodos de operación de cada uno a lo largo de un día completo. La Figura 4.1 muestra los periodos de funcionamiento de cada equipo instalado en una vivienda.

Figura 4.1 Consumo de cada equipo durante las 24 horas del día para una vivienda



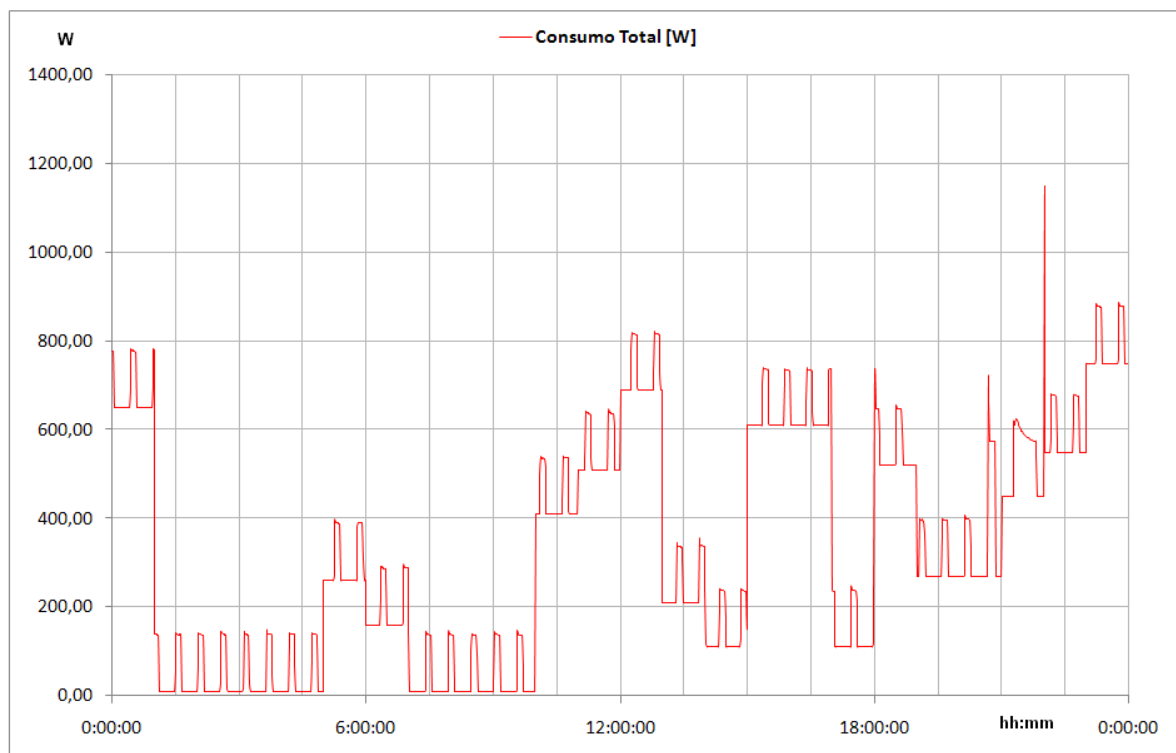
En la Figura 4.1 se observa que el régimen de funcionamiento de la nevera es continuo pero interrumpidamente, lo que hace de ella, la carga de más importancia. El periodo de operación de este equipo no fue al azar o estimado, ya que la curva de consumo fue tomada de una medición continua durante 7 días las 24 horas del día de un electrodoméstico real. Se aprecia también que en la mayor parte del día los picos de potencia de este electrodoméstico no supera la potencia activa nominal (200 W), sin embargo no debe desconocerse la potencia reactiva ya que ésta puede implicar un mayor tamaño del generador especificado en kW.

La Figura 4.2 muestra una curva de color rojo que indica la sumatoria de todas las cargas para cada instante de tiempo, es decir, la curva total de demanda. Los picos

de potencia que toman una forma rectangular en cada instante de tiempo son debido al régimen de funcionamiento de la nevera.

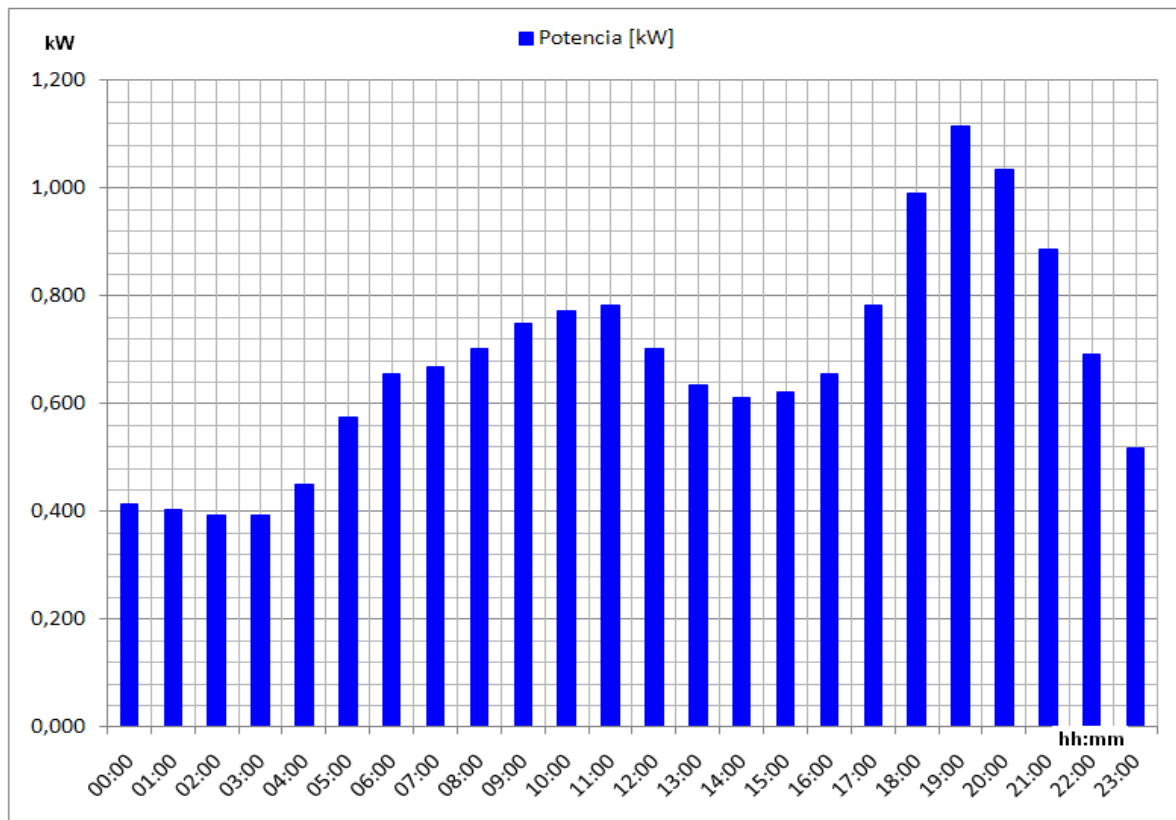
De esta curva total (estimada) se aprecia picos de demanda, tomando como la mayor de ellas la que se presenta entre las 22:00 y 23:00 horas que corresponde a 1.175 W, menos de la mitad de la potencia instalada pero se toma como base para elaborar el perfil de demanda CREG.

Figura 4.2 Demanda total de los equipos instalados en una vivienda, a partir del periodo de operación de cada uno de ellos. Potencia pico 1.175 W



De la Figura 2.6 capítulo 2 que muestra el perfil de demanda CREG, para cada hora del día se multiplica su valor de carga en p.u por el valor de potencia máxima de la curva total de demanda (1.175 W) dando como resultado el perfil CREG de demanda de una vivienda (Ver Figura 4.3).

Figura 4.3 Perfil de demanda CREG debido al perfil de consumo de los equipos instalados en una vivienda



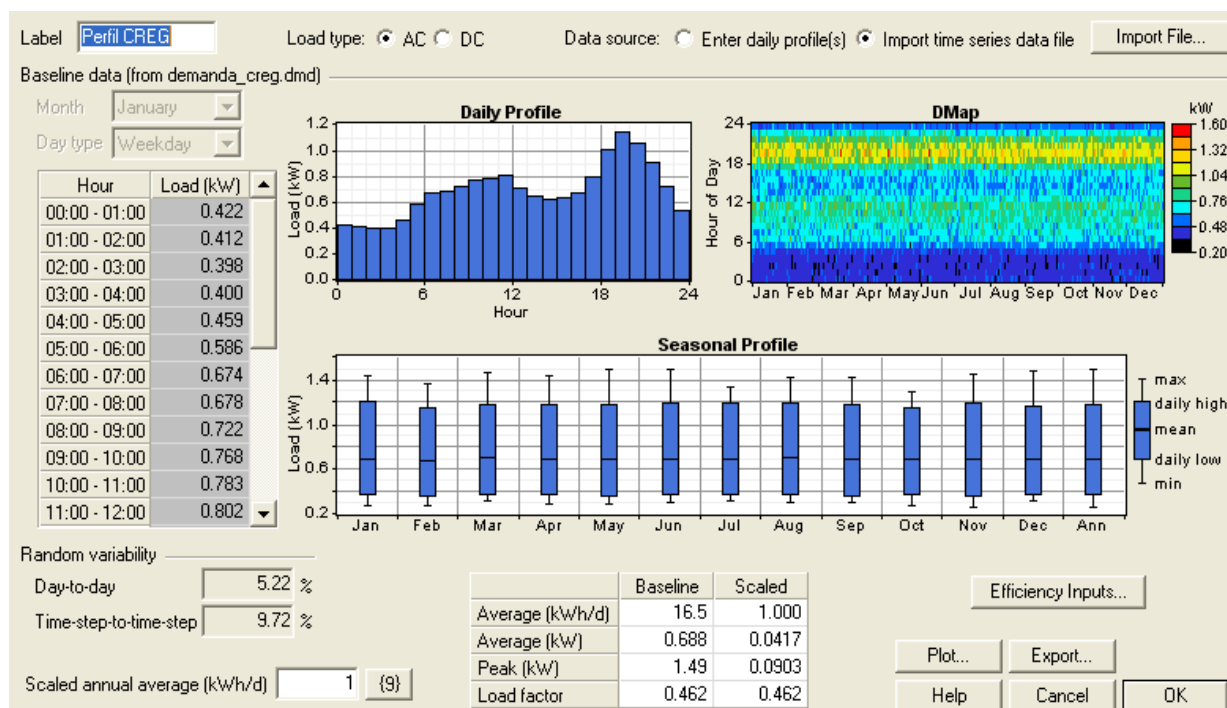
Se aclara que este perfil corresponde a la demanda de la vivienda en cuestión, a la que se le realizó una estimación de cargas. En caso de agregar o quitar más equipos al estudio (modificar la Tabla 4.1) y la metodología es la misma.

En la Figura 4.4 se muestra los datos de carga (en kW para HOMER) que corresponden al consumo diario anual del perfil de carga de la

Figura 4.3. Es decir, que el consumo de un día se repite para todos los días del año.

La carga es completamente AC, lo cual implica que exista un convertidor para invertir la tensión que venga de las fuentes de energía de DC. El consumo de energía promedio diario debido al perfil de carga es 16,5 kWh/d. Sin embargo, se consideró un rango de demanda de energía de 1 kWh/d a 20 kWh/d en pasos de 2,5 kWh/d (nueve casos de sensibilidad en demanda de energía) para la simulación del sistema PV-GLP/Biogás.

Figura 4.4 Perfil de demanda CREG ingresados en HOMER



4.2 Sistema Fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico para generación de electricidad está conformado por:

- Paneles solares.
- Estructura de montaje y accesorios.
- Sistema de seguimiento.
- Sistema de control.
- Cables y accesorios.

Sin embargo, para este trabajo el sistema fotovoltaico no dispondrá del sistema de seguimiento. El arreglo no estará orientado apuntando hacia la máxima radiación solar, sino que estará orientado según la forma y la inclinación que tenga el techo de la vivienda y por lo tanto no se moverán (no se tendrá en cuenta en HOMER).

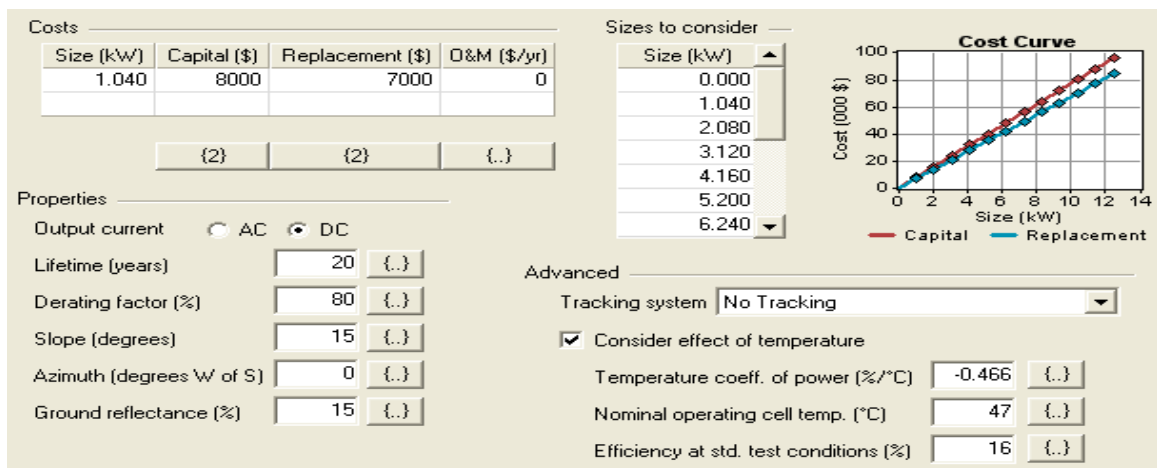
Lo anterior supone una pérdida de potencia útil que los paneles pueden entregar a la carga pero como punto de partida se establece que los paneles estarán fijos y que habrá otros componentes del SHGEE que estarán supliendo la carga. HOMER

determinará si la configuración necesita de más componentes para el arreglo fotovoltaico.

La información que se ingresó en HOMER del arreglo fotovoltaico se relaciona principalmente con los costos del montaje fotovoltaico (Ver Figura 4.5) y algunas propiedades que contribuyen a un mejor o no desempeño del arreglo como la inclinación y la orientación (ángulo acimutal), la reflectancia del suelo o de los objetos alrededor de los paneles (ver Anexo 2, Tabla A1.1).

HOMER considera un arreglo completo de paneles solares ya sea que estén conectados en serie y/o en paralelo, según lo que convenga. La información que se le ingresa es la de la potencia total nominal del arreglo. Por ejemplo, 8 paneles de 130 W_p conectados en paralelo, para cargar un banco de baterías que generan 12V, harían un gran panel de 1,04 kW_p para HOMER.

Figura 4.5 Entradas del arreglo fotovoltaico en HOMER



Debido a que normalmente en una vivienda de zona rural, sus techos tienen una inclinación alrededor de 15° para la circulación de agua en días de lluvia entonces, el ángulo de inclinación de los paneles que debe ingresarse en HOMER es de 15°.

La vida útil del arreglo es especificada por el fabricante y es la misma que la vida útil del proyecto. El costo de reemplazo del componente es un valor poco menor que el costo capital debido a que inicialmente se requiere de una estructura de montaje que no tendrá reemplazo. El costo de operación y mantenimiento (O&M \$/yr) es cero ya que una vez instalados, las personas de la vivienda pueden hacer la labor de limpieza de los paneles que prácticamente es lo único que se requiere.

La información de los costos en dólares del arreglo fotovoltaico que se ingresó en HOMER resultó de una consulta de paneles solares que se venden en almacenes especializados en sistemas fotovoltaicos y sistemas híbridos (ver Tabla 4.2).

Tabla 4.2 Resumen de costos en dólares de cada panel solar según su potencia nominal y el costo total para 1kW de paneles instalados en sitio

Panel Solar [Marca]	Watts	Volts	\$/W	\$/PS	#PS/kW	\$Cps/kW	\$Cacces/kW	\$Ctrans/kW	\$Cinst/kW	\$Ccapital
KYOCERA	50	12	4,92	246,00	20	4920,00	100,00	65,00	1230,00	6315,00
KYOCERA	85	12	4,67	397,00	12	4764,00	100,00	65,00	1191,00	6120,00
Sunelectronics	130	12	-	780,00	8	6240,00	100,00	65,00	1560,00	7965,00
KYOCERA	210	18	1,99	417,90	5	2089,50	100,00	65,00	522,38	2776,88
KYOCERA	215	18	2,73	585,88	5	2929,40	100,00	65,00	732,35	3826,75
KYOCERA	235	20	2,55	599,25	5	2996,25	100,00	65,00	749,06	3910,31
KYOCERA	240	20	2,47	593,35	5	2966,75	100,00	65,00	741,69	3873,44
SUNTECH	280	24	2,40	671,16	4	2684,64	100,00	64,00	671,16	3519,80

El costo por kilovatio instalado en sitio se estimó como sigue:

$$\$C_{CAP/kW} = \$C_{PS/kW} + \$C_{ACCES/kW} + \$C_{TRANS/kW} + \$C_{INST/kW}$$

Donde:

$\$C_{CAP/kW}$: es el costo capital o inicial de la instalación de los paneles. Este valor fue ingresado en HOMER con un redondeo³³ a \$8.000/kW en costo capital.

$\$C_{PS/kW}$: es el costo de los números de paneles solares que puestos en paralelo conformarían un gran panel de 1 kilovatio, \$6.240/kW. De la Tabla 4.1 se eligieron 8 paneles Sunelectronics de 130 vatios (1,04 kW).

$\$C_{ACCES/kW}$: es el costo de los accesorios para el montaje de los paneles \$100/kW. Aquí se incluyeron el costo de soportes, tuercas, abrazaderas, cables, fijación, etc.

$\$C_{TRANS/kW}$: es el costo del transporte de los paneles solares y accesorios al sitio de instalación. De acuerdo a la Tabla 4.2 este costo es porque la empresa transportadora cobra por kilogramo de carga (\$65 por 8 paneles de 135 W).

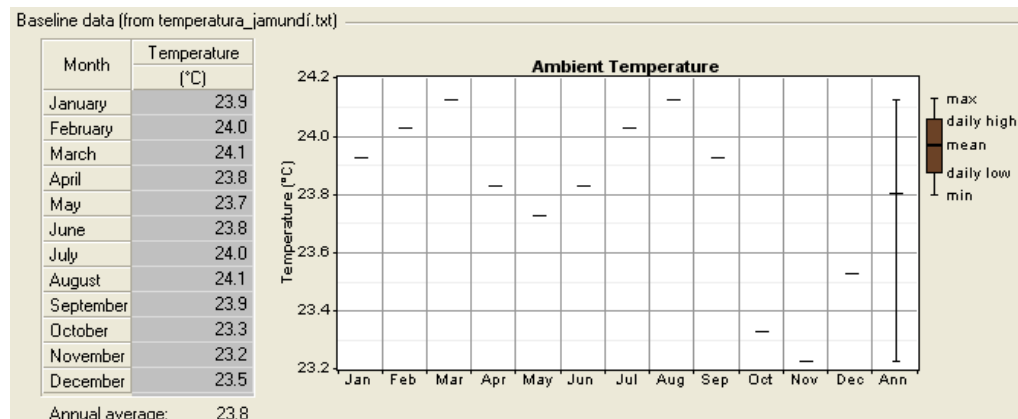
$\$C_{INST/kW}$: es el costo de la instalación de los paneles por kilovatio. Este costo se estima en un 25% del costo de paneles por kilovatio, \$1.560/kW.

Como se considera el efecto de la temperatura ambiente sobre los paneles, es necesario ingresar una base de datos de la temperatura promedio mensual del sitio

³³ Se realizó un redondeo razonable únicamente por evitar cifras incómodas

y para ello se cuenta con mapas de temperatura promedio mensual del país por IDEAM y se consignó la información como se muestra en la Figura 4.6.

Figura 4.6 Temperatura promedio mensual en **Jamundí**



4.3 Generador GLP / Biogás

La instalación de un generador a gas incluye:

- Generador
- Switch de transferencia
- Protecciones y accesorios

El generador o máquina de combustión interna que se seleccionó fue una máquina cuyo fabricante indicaba que trabaja con GLP, es una ONAN 2500³⁴. Se consideraron diferentes tamaños en función de su potencia nominal.

El switch de transferencia tiene como objetivo intervenir cuando el servicio eléctrico es interrumpido, de tal manera que habilita la máquina para que suministre potencia a la carga. Sin embargo, para una zona aislada este switch habilitará la máquina cuando otras fuentes de energías (baterías) no puedan suplir la carga.

Las protecciones para sacar la máquina de operación en caso de sobrecargas y proteger el switch de transferencia. Los accesorios son para la fijación de la máquina en el sitio, etc.

Para el ingreso de la información correspondiente al generador se consultó una lista de costos de máquinas de combustión interna que funcionan con GLP/Biogás (Tabla 4.3). Cada máquina tiene especificado en su hoja de características una curva de

³⁴ <http://www.cumminsonan.com>

consumo del combustible en función del porcentaje de carga. La curva de consumo es necesaria para calcular el régimen de operación de la máquina. En la Figura 4.7 se muestran los datos ingresados en HOMER del generador y en la Figura 4.8 se muestran los datos de la curva de consumo de combustible de la máquina tomados de las especificaciones del fabricante [15].

Tabla 4.3 Costos en dólares de cada generador en función de su capacidad nominal

Generador [Marca]	kiloWatts	Volts	\$Cgen	\$Cacces	\$Ctrans	\$Cinst	\$Ccapital
ONAN 2500	2	120	1050,00	50,00	100,00	210,00	1410,00
ONAN 3500	3	120	1580,00	200,00	100,00	316,00	2196,00
ONAN 5000	5	120	1790,00	200,00	100,00	358,00	2448,00
GENERAC 7kW	7	120	1920,00	200,00	100,00	384,00	2604,00
ONAN RS 13A	13	120	4900,00	200,00	100,00	980,00	6180,00
ONAN RS 20A	20	120	5500,00	200,00	100,00	1100,00	6900,00

Figura 4.7 Entradas en HOMER, costo del generador ONAN

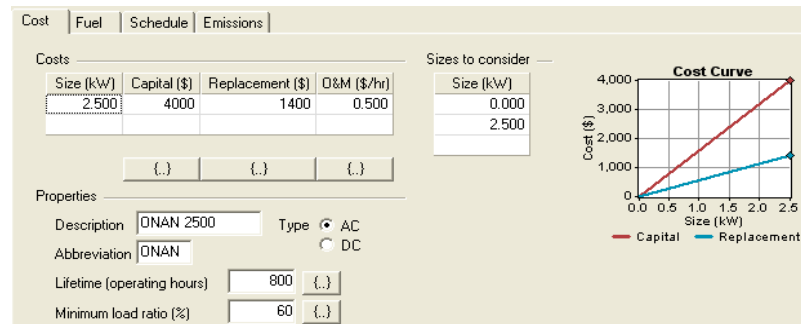
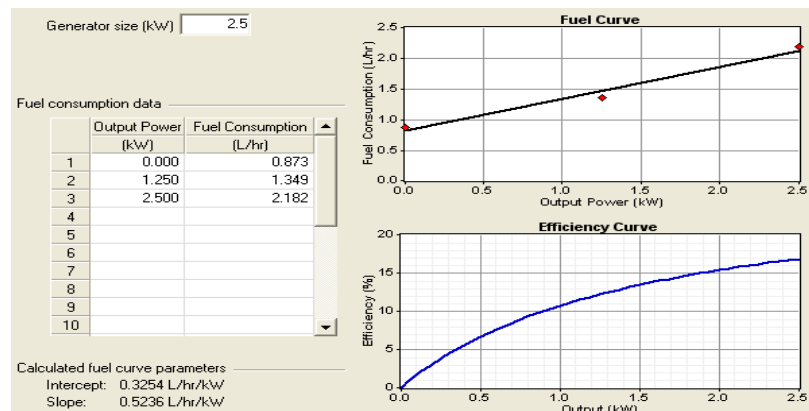
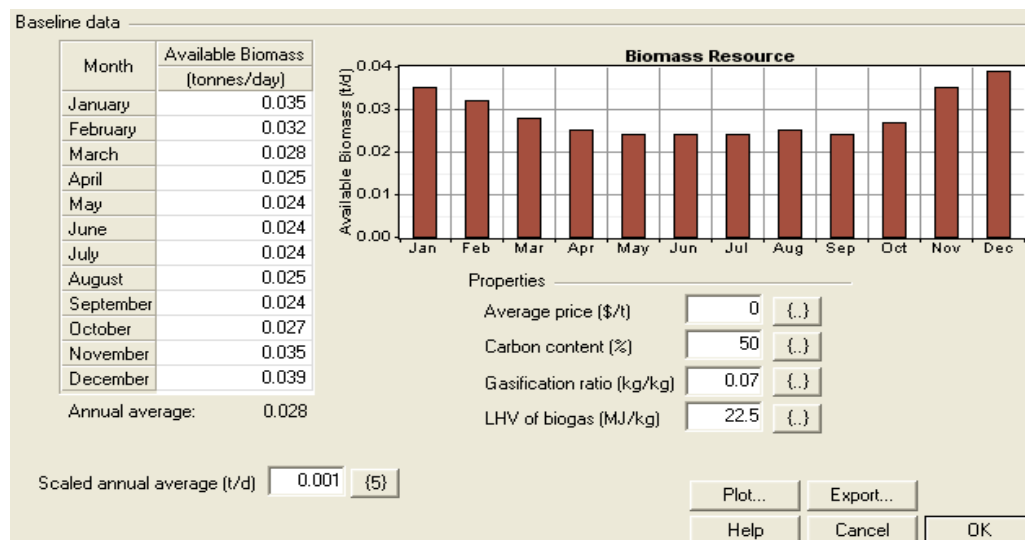


Figura 4.8 Curvas de consumo y de eficiencia del generador GLP



Dado que el generador va a trabajar en modo dual (mezcla dual de combustible *GLP-Biogás*), la información del recurso de biomasa también se ingresó en HOMER como se muestra en la Figura 4.9. Se consideró promedios diarios³⁵ de 2,8 Kg/d a 280 Kg/d. Se tiene en cuenta también el poder calorífico inferior del Biogás, que depende del contenido de metano CH₄ y dióxido de carbono CO₂. El costo de biomasa por tonelada no tiene precio dado que es un recurso que se obtiene localmente, con los desechos del lugar.

Figura 4.9 Producción de biomasa diaria



Como el generador trabaja en mezcla dual, se ingresó los porcentajes de mezcla *GLP-Biogás* como variables de sensibilidad y un factor de reducción de potencia debido al uso del biogás como combustible (Ver Figura 4.10). No hay porcentaje de recuperación de calor, únicamente se evaluó la generación de energía eléctrica.

Figura 4.10 Datos para mezcla GLP/Biogás

The screenshot shows the 'Advanced' window for 'Biomass Resource'. It contains the following input fields:

- Heat recovery ratio (%): 0
- ☒ Cofire with biogas
- Substitution ratio: 1.165
- Minimum fossil fraction (%): 20
- Derating factor (%): 70

³⁵ Hay que garantizar una producción continua de biogás y esto depende del tiempo de retención de la biomasa

4.4 Convertidor

La instalación de un convertidor incluye:

- Convertidor - Inversor/Cargador
- Circuitos de protección, cables de conexión y accesorios.

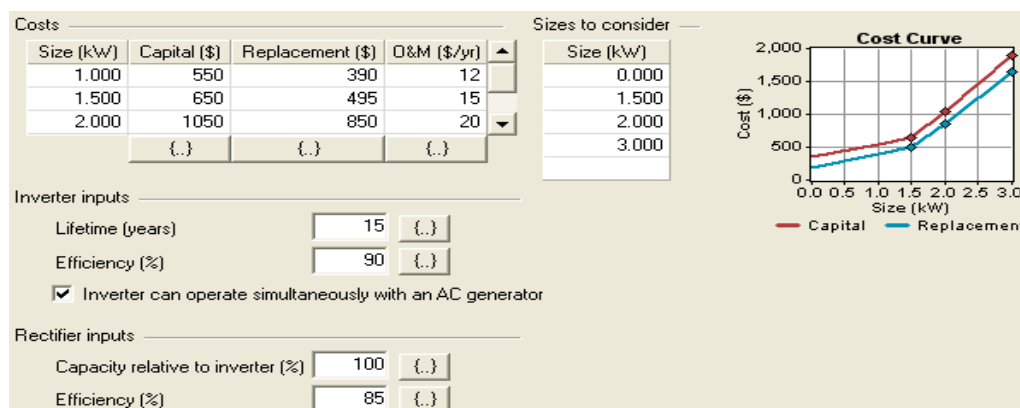
Dado que el consumo de una vivienda contiene cargas y equipos AC que han alcanzado un alto grado de aceptación, el uso de un inversor es necesario. En este caso, se opta por escoger un convertidor de energía que tiene la característica de elevar la tensión de entrada (12VDC) a 120VAC para alimentar las cargas AC y a su vez, cargar el banco de baterías cuando éste lo requiera.

La Tabla 4.4 muestra un resumen de los costos de algunos convertidores ofrecidos en el mercado. Los convertidores seleccionados fueron los de marca XANTREX que pueden manejar sobrecargas hasta en un 100% durante un minuto. La Figura 4.11 muestra los datos ingresados en HOMER.

Tabla 4.4 Resumen de costos en dólares de los convertidores 12VDC/120VAC

Convertidor [Marca]	kiloWatts	Volts	\$Cinv	\$Cacces	\$Ctrans	\$Cinst	\$Ccapital
XPOWER X400	0,40	12	160,00	0,00	20,00	8,00	188,00
XPOWER X700	0,56	12	230,00	0,00	20,00	11,50	261,50
XANTREX	1,00	12	360,00	0,00	20,00	18,00	398,00
XANTREX	1,50	12	450,00	0,00	20,00	22,50	492,50
XANTREX	2,00	12	780,00	0,00	20,00	39,00	839,00
XANTREX	3,00	12	1750,00	0,00	20,00	87,50	1857,50

Figura 4.11 Entradas en HOMER para el convertidor



El rango de valores de potencia nominal del convertidor para el sistema puede estar entre 1,5 kW y 3,0 kW. HOMER evalúa cada uno de ellos con los diferentes componentes del SHGEE pero, se consideró un convertidor de 2 kW, ya que con menores valores nominales de potencia se tienen más pérdidas. Se considera que la vida útil³⁶ del equipo es de 15 años, valor por defecto en HOMER y se estima que durante todo el tiempo de operación no habrá sobrecargas (estimación de la carga y tiempos de operación) y si existieran, el convertidor estará en capacidad de soportarlas.

4.5 Baterías

La instalación para un banco de baterías incluye:

- Baterías de 12VDC.
- Control de carga.
- Fusibles de protección.
- Cables y accesorios.

Las baterías de mayor aceptación y que se encuentran en el mercado son las de 6 y 12V. Las primeras son utilizadas en sistemas de mediana capacidad de reserva y pueden formarse arreglos serie-paralelo para satisfacer los valores de tensión y corriente del sistema. En este caso, el banco de baterías alimenta el convertidor seleccionado cuya tensión de entrada es de 12VDC nominal.

El control de carga es un componente que permite el flujo de corriente hacia el banco de baterías con el fin de cargarlas cuando la tensión se encuentra por debajo del valor mínimo, predeterminado por el fabricante. HOMER no modela el control de carga como un componente separado del sistema y por lo tanto, hay que incluir su costo al costo asociado de los paneles solares. Si se utilizara un control de carga habría que tener en cuenta que la eficiencia debe incluirse en el valor del “*derating factor*” en la tabla de entradas del arreglo fotovoltaico³⁷ (Ver Figura 4.5).

El convertidor es quien hace la función de cargar el banco de baterías por lo cual hay que despreciar el control de carga como elemento individual del sistema en la simulación.

El uso de fusibles es esencial para la protección del banco de baterías ya que un cortocircuito puede sostener hasta miles de amperios por varios segundos, lo cual es perjudicial tanto para el banco como para los cables de conexión. El costo de estos elementos se tuvo en cuenta para el costo capital del banco.

³⁶ Se puede considerar una menor vida útil del componente.

³⁷ Fuente – Manual de usuario HOMER

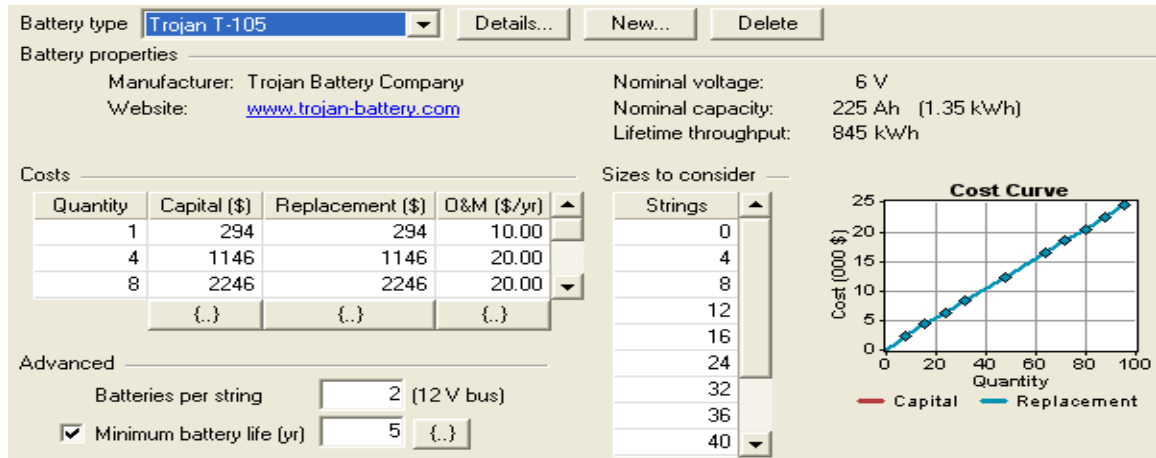
En la Tabla 4.5 se muestra el costo de una batería marca Trojan de ciclo profundo para aplicaciones solares. Se escogió la batería Trojan T-105 cuya capacidad es de 225 Ah a 6VDC de tensión nominal por lo que es necesario considerar dos baterías por cadena, generando así los 12VDC nominales que necesita el convertidor.

Tabla 4.5 Resumen de costos en dólares de las baterías 6VDC

Batería [Marca]	Capacidad [Ah]	Volts	\$Cinv	\$Cacces	\$Ctrans	\$Cinst	\$Ccapital
Duncan SP-65-12	65	12	250,00	50,00	65,00	25,00	390,00
Magna MA-100-12	100	12	380,00	50,00	65,00	38,00	533,00
Duncan SP-130-12	130	12	350,00	50,00	65,00	35,00	500,00
Duncan SP-160-12	160	12	400,00	50,00	65,00	40,00	555,00
Trojan T-105	225	12	199,00	10,00	65,00	19,90	293,90
Trojan L-16	350	12	500,00	50,00	65,00	50,00	665,00

En la Figura 4.12 se muestran los datos ingresados en HOMER de acuerdo a la batería seleccionada.

Figura 4.12 Entradas en HOMER del banco batería



En este caso, HOMER considera el costo de una batería (\$294) y lo asocia para cada tamaño a considerar. Sin embargo, hay una lista de costos que fue introducida debido a un porcentaje de descuento por la compra de una cantidad determinada de baterías (ver Tabla 4.6).

Tabla 4.6 Descuentos por cantidad de baterías

No. Baterías	Precio \$US	Descuento [%]	Precio \$US
1	292,50	0	292,50
4	1170,00	2	1146,40
8	2340,00	4	2246,40
12	3510,00	6	3299,40
16	4680,00	8	4305,60
24	7020,00	10	6318,00

Las dos baterías en serie hacen que HOMER considere tamaños de baterías en pares. En “*Sizes to consider*” (tamaños a considerar) de la Figura 4.12, HOMER no simulará 1 batería, ya que requiere por lo menos un par para obtener 12VDC, pero sí considera dos, cuatro, seis, ocho, dieciséis baterías (pares de baterías en este caso). Considerar cero baterías significa que HOMER no tendrá en cuenta ninguna batería para la simulación del sistema.

4.6 Recurso Solar

El recurso solar en HOMER puede obtenerse de dos formas:

- Descargando una base de datos vía internet³⁸: esta lista de radiación solar diaria mensual es tabulada como se muestra en la Figura 4.13 en la que se introdujo las coordenadas de lugar del que se quiere conocer la radiación. Las coordenadas del lugar pertenecen a la ciudad de Jamundí³⁹ (3°15"N, 76°30"W) y su radiación solar global promedio diaria es 4,14 kWh/m²/d.
- Introduciendo una lista de radiación solar⁴⁰: esta lista es elaborada por el usuario para cada mes del año. Debe introducirse para cada mes 4,14 kWh/m²/d si no se conoce la radiación mensual, u otros valores que se consideren pertinentes.

Las dos maneras de introducir la radiación solar deben llevar a un promedio diario, el cual debe estar entre los valores que se muestran en la Tabla 2.7:

$$G = 4,14 \text{ kWh/m}^2/\text{d} * 365 \text{ d/año} = 1511,1 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$$

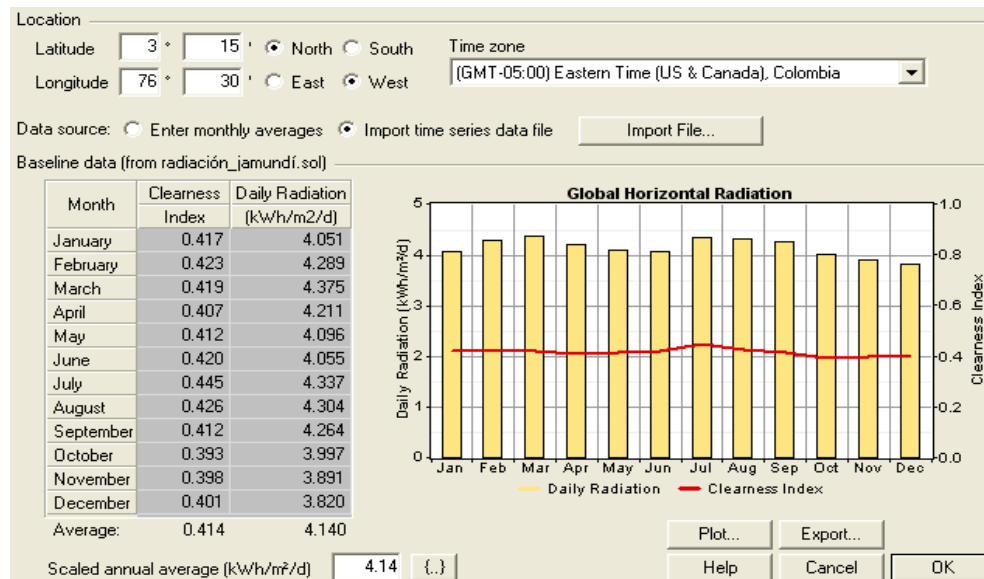
Esta radiación global promedio anual está entre los valores de la Región Pacífica.

³⁸ HOMER descarga la información desde la página oficial de la NASA

³⁹ Un lugar cualquiera de del país para aplicar la simulación

⁴⁰ Información de la radiación solar local

Figura 4.13 Recurso Solar



En la Figura 4.13 se muestra una lista de radiación solar global promedio diario para cada región del País. Con valores mínimos, máximos y promedios se puede interpolar cualquier lugar en el país y descargando la información de radiación solar vía internet se comparan los valores.

Tabla 4.7 Radiación solar global diaria promedio por región en Colombia

Región del País	Radiación Global Promedio Diario		
	[kWh / m ² / d]		
	Mínima	Máximo	Promedio
Guajira	5.479	5.753	5.616
Costa Atlántica	4.740	5.479	5.110
Orinoquía - Amazonía	4.247	5.205	4.726
Andina	4.247	4.795	4.521
Pacífica	3.973	4.247	4.110

4.7 Recurso Fósil (GLP)

El costo del GLP (\$/L) que se ingresa en HOMER (Figura 4.14) se basa en la Tabla 2.3 del Capítulo 2 de este trabajo. En esa tabla se presenta el costo del cilindro por capacidad.

Se escoge el cilindro 40 libras de capacidad, dado que es el que más se despacha a las zonas rurales del país.

Un cilindro de 40 libras de GLP equivalente en litros⁴¹ es:

$$Litros_{GLP} = \frac{40 \text{ Libras} \times 0,453 \text{ Kg/Libra}}{504 \text{ Kg/m}^3} \times 1000 \text{ Litros/m}^3 = 35,95$$

El dato que debe ingresarse en HOMER del costo del combustible está dado en \$/L, por lo tanto:

$$$/L_{GLP} = \frac{\$37.960,00}{35,95} = \$1055,91$$

Donde la cantidad de \$1055,91 en dólares⁴² es \$0,52.

Tabla 4.8 Litros de GLP por capacidad de cilindro

Litros de GLP por cilindro				
20 Libras	30 Libras	40 Libras	80 Libras	100 Libras
17,98	26,96	35,95	71,90	89,88

Se realizó un cambio en HOMER sobre el combustible GLP creando un nuevo combustible llamado “Propane NFPA 58 2004” (Figura 4.14) e ingresando el costo del litro de GLP considerando los factores que incrementan el costo “real”. Se consideró \$0,6/L y \$0,8/L como variables de sensibilidad para la simulación sin limitación de combustible.

Figura 4.14 Precio del GLP y sus propiedades, ingresados en HOMER

Price (\$/L) 0.6 {2}

☐ Limit consumption to (L/yr) 5000 {..}

Fuel properties

Lower heating value: 49.92 MJ/kg

Density: 504 kg/m3

Carbon content: 82 %

Sulfur content: 0.33 %

Hay que tener en cuenta que a este precio hay que agregarle:

- El costo del transporte desde un lugar de abastecimiento o almacenamiento a un sitio en zona rural, lo cual hace que se incremente el precio de GLP considerablemente.

⁴¹ Se tiene en cuenta la densidad del combustible GLP - 504 Kg/m³

⁴² Como referencia se tomó US\$1,00 como \$2.000 pesos colombianos

- Si el costo del combustible para vehículo se incrementa, seguramente el costo del transporte se incrementará y por consiguiente el precio de GLP.

Por lo tanto, hay que incluir estos posibles cambios del costo del combustible GLP en HOMER. Estos datos se ingresan para que HOMER realice un análisis de sensibilidad, descrito en el Capítulo 3.

4.8 Consideraciones Económicas del Proyecto.

Las condiciones económicas para simular y evaluar el SHGEE propuesto tienen en cuenta:

La vida útil del proyecto: la vida útil del proyecto es de 20 años dado que el componente de mayor duración es el panel solar, que representa una fuente de generación cuyo “combustible” es gratuito e inagotable a escala humana. HOMER utiliza la vida útil del proyecto para calcular el costo capital y el costo de reemplazo anualizado de cada componente del SHGEE así como el valor presente neto del sistema.

La tasa de interés real⁴³: se utiliza para convertir el costo de un equipo en costos anualizados. EL valor de esta tasa de interés⁴⁴ es de 4,25% **[30]**.

Figura 4.15 Tasa de interés anual y vida útil del proyecto

Annual real interest rate (%)	4.25	()
Project lifetime (years)	20	()
System fixed capital cost (\$)	0	()
System fixed O&M cost (\$/yr)	0	()
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	0	()

En la Figura 4.15 se muestran los datos ingresados en HOMER. No se ingresaron costos fijos del sistema total ni de operación y mantenimiento ya que en principio no se comparó con el costo de algún sistema híbrido existente o presupuesto.

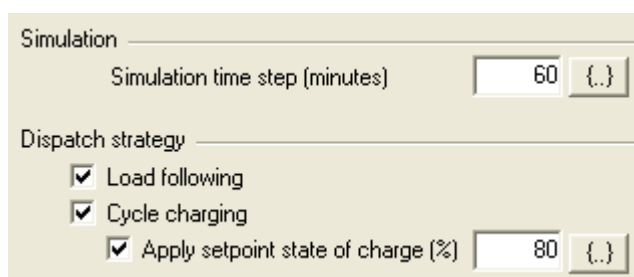
⁴³ <http://www.dane.gov.co>

⁴⁴ Tasa de interés del año 2011 en Colombia

4.9 Sistema de Control

El sistema de control incluyó las dos estrategias de despacho: seguimiento de carga (LF) y ciclo de carga (CC) en pasos de tiempo de 60 minutos (ver Figura 4.16). Es decir, que HOMER evaluó cada configuración dos veces (debido a las estrategias) por cada hora de funcionamiento del sistema. Si la simulación corre en pasos de tiempo superiores a 60 minutos, los resultados no son confiables pero, si corre en pasos de tiempo menores a 60 minutos, los resultados son más precisos pero toma más tiempo en generar todas las posibles configuraciones.

Figura 4.16 Sistema de control



Simulation

Simulation time step (minutes) 60 {..}

Dispatch strategy

☒ Load following

☒ Cycle charging

☒ Apply setpoint state of charge (%) 80 {..}

4.10 Emisiones

En la simulación del sistema híbrido *PV-GLP/Biogás* se tuvo en cuenta las restricciones pero no las penalizaciones por emisiones de óxidos de nitrógeno NO_x , monóxido de carbono CO, dióxido de carbono CO_2 , hidrocarburos, material particulado entre otros. La Tabla 4.9 muestra los límites permisibles⁴⁵ de algunos contaminantes.

Tabla 4.9 Límites permitidos de contaminantes en Colombia

Límites permisibles	
Emisión	Límite [Kg/año]
Monóxido de carbono CO	18,25
Hidrocarburos	3,65
Material particulado	3,65
Dióxido de sulfuro SO_2	18,25
Dióxido de nitrógeno NO_2	73,00

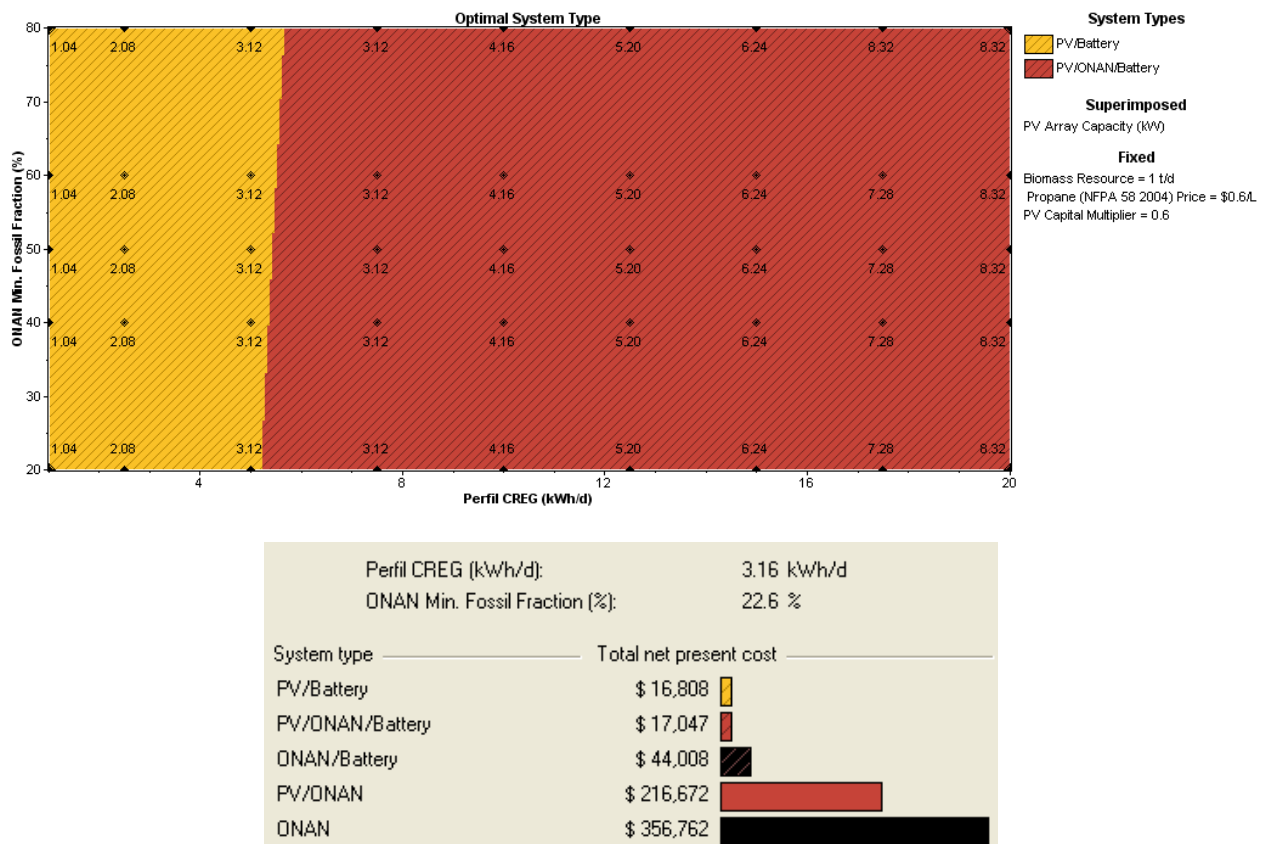
⁴⁵ Resolución 0058 de 2002

En HOMER si el sistema excede alguno de los límites, es reemplazado por otro que genere menos contaminación y, si existen multas el costo de penalización es adicionado al costo total del sistema híbrido.

4.11 Análisis de Resultados

Una vez ingresado todos los datos de las variables de decisión (ver Figura 3.2) y de las variables de sensibilidad (ver Figura 3.5), HOMER realizó los procesos de simulación, optimización y análisis de sensibilidad explicados en el capítulo 3. Como punto de partida, se consideró el espacio de viabilidad de las configuraciones que se muestra en la Figura 3.8 en la que describe que para demandas de energía menores a 2,00 kWh/d, la mejor opción es un sistema *PV-Batería*. Sin embargo, es posible considerar un sistema *PV-GLP/Biogás* debido a que la diferencia del costo total de ésta configuración con el sistema *PV-Batería* puede ser despreciable en el plazo de la vida útil del proyecto, como se muestra en la Figura 4.17.

Figura 4.17 Espacio del tipo de sistema óptimo



La diferencia del VPN entre el sistema *PV-Batería* y *PV-GLP/Biogás* es apenas de \$239 para una demanda de energía de 3,16 kWh/d.

4.11.1 Viabilidad Económica

Varias simulaciones fueron realizadas en diferentes rangos de demanda de energía con el fin de determinar una cantidad más precisa de cada componente del SHGEE. Sus resultados fueron comparados con los de la simulación expuesta en este capítulo. Se encontró que es posible determinar el sistema viable para cada demanda de energía, fracción fósil, cantidad de producción de biomasa, precio del combustible entre otros, a partir de todas las variables que se consideraron en la primera simulación (capítulo 3) y llegar a la misma viabilidad de un sistema *PV/Batería* o *PV-GLP/Biogás*.

Tabla 4.10 Viabilidad económica del sistema híbrido PV-GLP/Biogás en función del VPN según HOMER

Demanda de Energía E [kWh/d]	\$PV/kW	\$GLP/L	PV	PV-GLP/Biogás									
				20/80		40/60		50/50		60/40		80/20	
				2,8	28	2,8	28	2,8	28	2,8	28	2,8	28
E < 2,00	8.000	0,60		*	*	*	*	*	*	*	*		
		0,80		*	*	*	*	*	*	*	*		
	4.800	0,60											
		0,80											
2,00 ≤ E < 2,50	8.000	0,60		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		0,80		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	4.800	0,60		*	*	*	*						
		0,80		*	*	*	*						
2,50 ≤ E < 5,00	8.000	0,60		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		0,80		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	4.800	0,60			*		*		*				
		0,80			*		*						
5,00 ≤ E < 7,00	8.000	0,60			*		*						
		0,80			*		*						
	4.800	0,60											
		0,80			*		*						
7,00 ≤ E ≤ 20,00	8.000	0,60		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		0,80		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	4.800	0,60		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		0,80		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

Completa viabilidad

La diferencia de VPN entre ésta configuración y la configuración viable es menor a \$500

Definitivamente no es viable

* Seguimiento de carga (LF) como estrategia de control
2,8 y 28 son kilogramos biomasa por día

La Tabla 4.10 muestra la viabilidad económica o el menor costo total del sistema (VPN) de una configuración *PV-Batería* o *PV-GLP/Biogás* de acuerdo a la demanda de energía, el costo del arreglo fotovoltaico, el costo del combustible GLP y la cantidad de producción de biomasa para producir biogás.

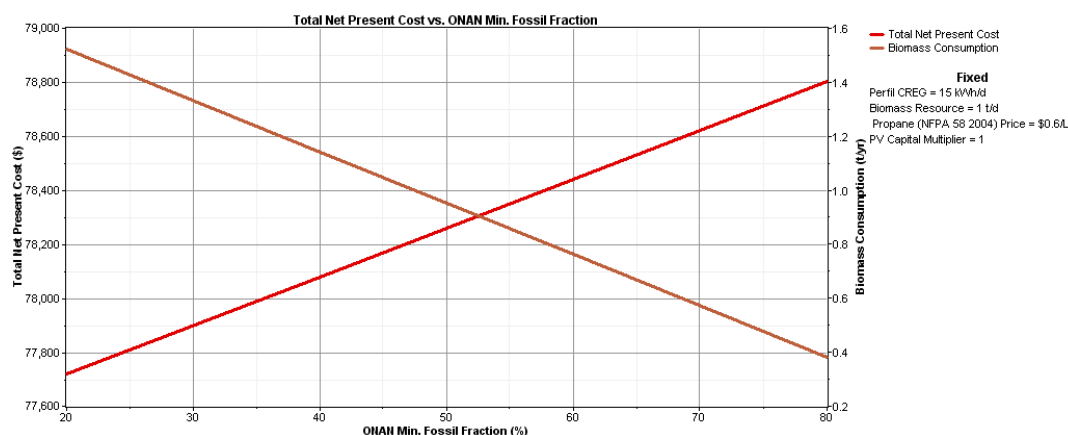
El sistema *PV-Batería* presenta una completa viabilidad económica para las demandas de energía menores a 2,00 kWh/d, independientemente si el costo de la instalación del arreglo fotovoltaico es elevado. Sin embargo, para demandas de energía menores a 7,00 kWh/d se puede considerar un sistema netamente fotovoltaico (*PV-Batería*) en términos económicos, según HOMER. Esto se constató con los valores de VPN interpolados de la Figura 4.17 y otras simulaciones puntuales⁴⁶.

El sistema *PV-GLP/Biogás* tiene una neta viabilidad económica para demandas de energía superiores a 7,00 kWh/d en tanto que el sistema *PV-Batería* no la tiene. La diferencia entre sus VPN se incrementa notablemente hasta el punto de poder considerar un sistema adicional *PV-Batería* para una demanda muy pequeña.

Los cuadros de color naranja de la Tabla 4.10 indican que si bien el sistema viable es el que se resalta en color verde, ese sistema puede ser tenido muy en cuenta ya que la diferencia entre su costo con el costo del sistema viable puede ser despreciable, y se tiene en cuenta también las características técnicas de los equipos y las condiciones del lugar. En diferentes simulaciones realizadas, esta opción presentaba una estrategia de control por seguimiento de carga (LF).

Los cuadros sin color no presentaron información relevante en la viabilidad de la configuración del sistema en comparación a los demás cuadros.

Figura 4.18 VPN en función del porcentaje de mezcla dual GLP-Biogás



⁴⁶ Sin variables de sensibilidad

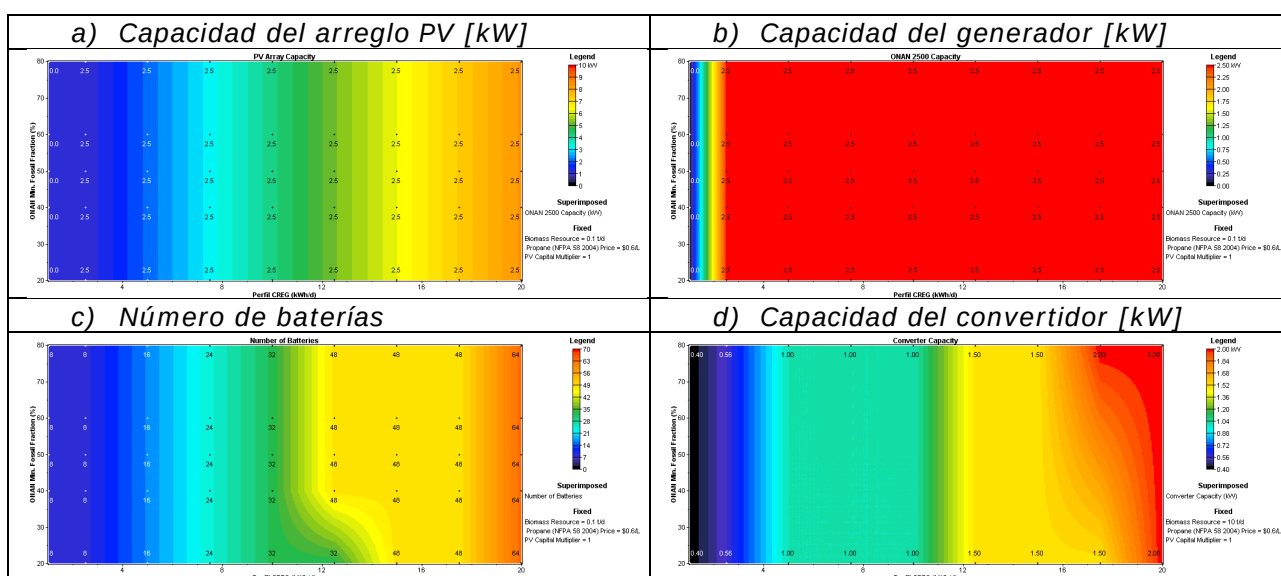
La Figura 4.18 muestra la tendencia de reducción del VPN en función del porcentaje de la mezcla dual GLP-Biogás. Con mayor disponibilidad de biomasa más cantidad de biogás (recurso renovable) puede ser utilizado en la máquina reduciendo el consumo de GLP aunque las horas de operación anual siguen siendo las mismas según los resultados de HOMER. Esta tendencia se presentó para demandas mayores a 2,00 kWh/d y producción de biomasa diaria superior a 2,8 Kg/d.

Para el perfil de carga elaborado en el numeral 4.1 (ver Figura 4.4) el sistema viable económicamente es el de configuración *PV-GLP/Biogás* ya que la demanda diaria promedio de energía es 16,5 kWh/d y debido a que el aumento de biogás conduce a una reducción del VPN se escoge una mezcla dual 20/80 siempre que haya como mínimo una producción de biomasa de 2,8 Kg/d.

4.11.2 Capacidad de los Componentes

El tamaño de cada componente del SHGEE puede ser estimado gráficamente e introducirlo en posteriores simulaciones para precisar el dimensionamiento y el costo del sistema según HOMER. Las figuras de la Tabla 4.11 muestran unas gráficas de tipo “superficie” generadas por HOMER, que describe en rangos de colores la capacidad o el tamaño de cada componente del SHGEE en función de la demanda de energía (en kWh/d) y la fracción fósil (de GLP en %). Los números superpuestos indican la cantidad de elementos (en el caso del banco de baterías) o, la capacidad en kW del arreglo fotovoltaico, el generador y el convertidor, que se utilizan en el sistema *PV-GLP/Biogás* para una demanda en particular.

Tabla 4.11 Capacidad de los componentes del SHGEE



Las gráficas fueron generadas con las mismas condiciones de las variables de sensibilidad; consumo de biomasa diaria 28 Kg/d, precio del combustible GLP \$0,6/L y costo de la instalación del arreglo fotovoltaico \$8.000/kW. Son útiles para determinar el tamaño aproximado de un determinado componente del SHGEE. Por ejemplo, el rango de colores en las gráficas a) y b) entre 1,00 kWh/d y 2,50 kWh muestra que para la misma capacidad del arreglo fotovoltaico, la capacidad del generador puede ser menor⁴⁷ aún cuando se ingresó en HOMER un único tamaño de 2,5 kW (4.11 b)). Esto reduce el tiempo de simulación.

Esta observación permite considerar que en un sistema real, si la capacidad del generador es menor como muestran estos resultados, su operación va a estar por encima de la capacidad mínima de carga. De otro modo, el tiempo de operación de la máquina será mayor implicando más gastos de operación y mantenimiento, y más reemplazos durante la vida útil del proyecto.

El número de baterías (4.11 c)) se incrementa en demanda altas. Entre 12,00 kWh/d y 15 kWh/d se presenta como una clase de torbellino entre los colores verde y amarillo. Esto representa una ligera variación de la cantidad de elementos que depende de la estrategia de control y, en este caso, el porcentaje de GLP o biogás.

El convertidor es uno de los elementos más importantes en este sistema porque es el que se encarga de suplir la carga que es completamente AC y puede operar sin el generador, lo que implica una adecuada selección teniendo en cuenta la potencia pico del perfil de demanda. HOMER hace un barrido (ver 4.11 d)) de la capacidad del convertidor en función de la demanda promedio y si no se ingresan suficientes tamaños para ser simulados, esto puede llevar a un sobredimensionamiento del componente haciendo que éste trabaje lejos de la máxima eficiencia.

La simulación con demanda de 16,5 kWh/d presentó un número mayor de baterías (50 unidades) cuando la fracción fósil era superior a 40/60, es decir, cuando el uso GLP era mayor presentando un costo total del sistema hasta de \$85.973. Sin embargo, en las mismas condiciones conseguía tener un menor costo que el de la simulación general.

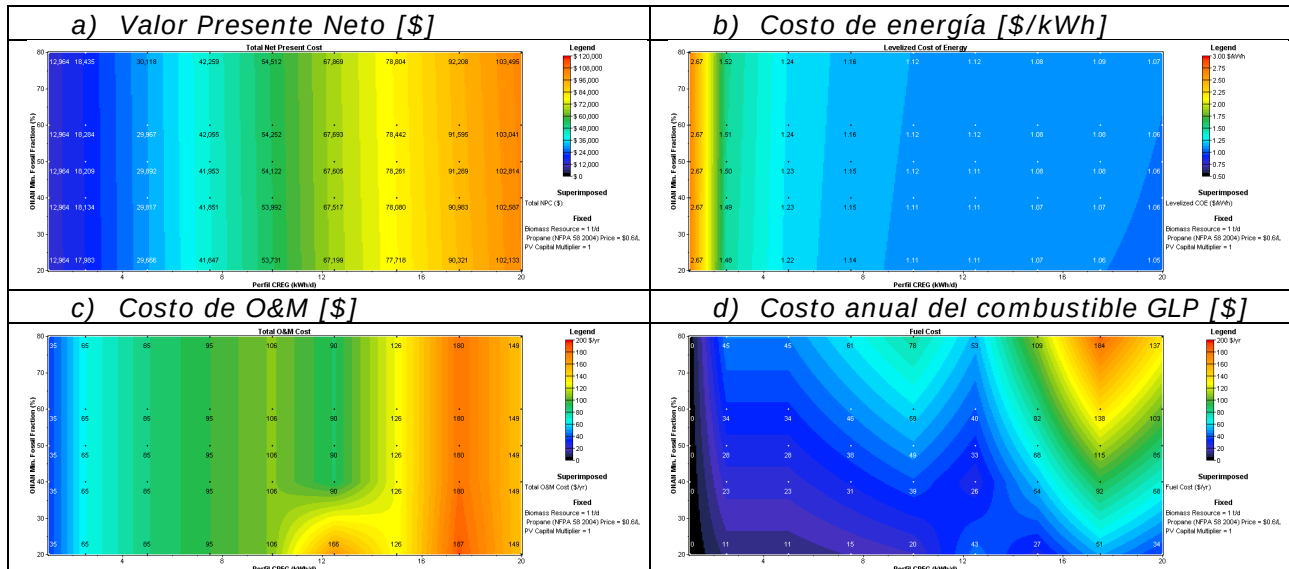
4.11.3 Costos del Sistema Híbrido PV-GLP/Biogás

Lo primero que se visualiza es el costo total del sistema o el VPN, el cual es el indicador que tiene como referencia HOMER para listar de menor a mayor VPN los sistemas técnicamente viables. La Tabla 4.12 muestra las gráficas asociadas a los

⁴⁷ Hay que tener en cuenta la curva de consumo del combustible y otras características si se utiliza una máquina de diferente capacidad y otro fabricante

costos de las configuraciones que satisfacen la demanda. Todas las gráficas están en función de la demanda y la fracción fósil

Tabla 4.12 Costos del sistema híbrido PV-GLP/Biogás



La gráfica 4.12 a) muestra que el VPN disminuye en demandas pequeñas de energía, ya que el sistema híbrido o fotovoltaico disminuye en la cantidad de componentes. Pero, para cualquier demanda de energía la tendencia del VPN en disminuir se da cuando hay más uso de biogás (menor fracción fósil). El aumento de precio en el combustible GLP sólo afecta los posibles sistemas híbridos.

El costo de energía (\$/kWh) en la gráfica 4.12 b) tiende a disminuir cuando la demanda de energía es mayor y se utiliza más biogás que GLP. La disminución de precios de los paneles fotovoltaicos también contribuye notablemente en un menor costo de energía. Esto quiere decir que con mayor recursos renovables a menores costos para grandes demandas de energía, el costo de la energía puede disminuir drásticamente. Hay que aclarar que estas configuraciones llevan a costos muy superiores al costo de la energía del modelo tarifario residencial, pero que en zonas muy lejanas de la red convencional es viable a largo plazo⁴⁸.

La gráfica 4.12 c) muestra los costos de operación y mantenimiento del sistema. El costo depende en gran medida de la configuración del sistema, la fracción fósil, el número de baterías, la estrategia de despacho. Demandas intermedias de energía entre 16,0 kWh/d y 20,0 kWh/d (por ejemplo 17,5 kWh/d) presenta un costo muy superior que en los extremos éste rango.

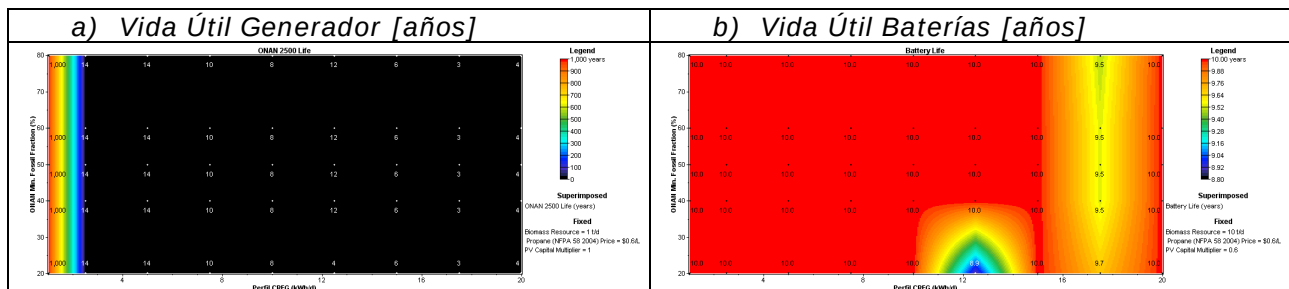
⁴⁸ Estos comentarios están basados en los resultados de HOMER de acuerdo a los modelos, características técnicas y costos de los componentes del SHGEE

El costo del combustible GLP en la gráfica 4.12 d) se nota claramente que es mayor cuando la demanda es grande y cuando hay más consumo por la máquina (mayor fracción fósil). La disminución del precio de los paneles fotovoltaicos no influye considerablemente en el costo del combustible, esto se explica por las pocas horas anuales de operación de la máquina.

4.11.4 Vida Útil del Sistema Híbrido PV-GLP/Biogás

El componente de mayor duración en un sistema híbrido de generación es el panel fotovoltaico. Pueden durar incluso mucho más tiempo que la vida útil del proyecto y por eso es posible ingresar cero como costo de reemplazo en HOMER. El convertidor tiene una vida útil de 15 años y HOMER no modela su comportamiento. La vida útil del las configuraciones de los sistemas híbridos que satisfacen las demandas de energía están centradas en la vida útil tanto del generador como del banco de baterías (ver Anexo 2). La gráfica 4.13 a) muestra la tendencia a disminuir la vida útil del generador de 2,5kW cuando hay mayor demanda de energía.

Tabla 4.13 Vida útil de los componentes del SHGEE



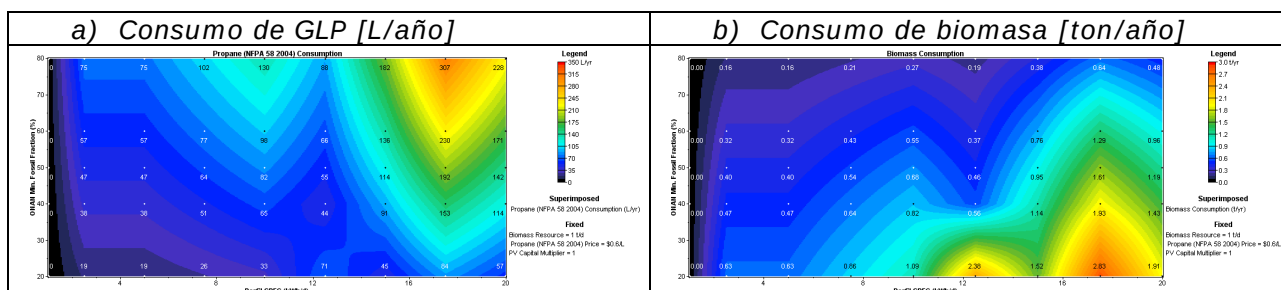
En demandas inferiores a 2,00 kWh, si la opción es un sistema *PV-GLP/Biogás*, en teoría, el generador operaría durante toda la vida útil del proyecto.

La gráfica 4.13 b) muestra la vida útil del banco de baterías que es casi el doble de lo esperado (ver Figura 4.12). Varía entre 9,5 a 10,0 años. Esto es posible debido a la estrategia de control del sistema híbrido o fotovoltaico. Sin embargo, en sistemas reales esto puede cambiar mucho dado que las baterías están sometidas a condiciones climáticas, corrosión, entre otros. La duración del banco de baterías para el perfil de carga elaborado en el numeral 4.1 (ver Figura 4.4) es estimada en 10,0 años.

4.11.5 Consumo de Combustible, GLP y Biogás

El consumo del combustible por el generador depende de la cantidad de paneles fotovoltaicos instalados y en gran medida del tiempo de operación de la máquina, pero también de la estrategia de control. En la lista de todas las posibles configuraciones (Figura 3.3) y para todo el rango de demanda de energía, HOMER decidió que las configuraciones *PV-GLP/Biogás* cuya estrategia de despacho es por ciclo de carga (CC) establecen mayores horas de operación de la máquina, por consiguiente mayor es el consumo anual de combustible GLP. El porcentaje de mezcla dual o fracción fósil es significativo en el consumo de GLP y Biogás para producciones de biomasa que supere 2 Kg/d.

Tabla 4.14 Consumo anual de los combustibles GLP y biogás



La gráfica 4.14 a) muestra un mayor consumo de GLP en demandas por encima de 7,00 kWh/d y aumenta en la medida que se utilice más biogás (colores verde, amarillo y rojo). Las gráficas 4.13 d) y 4.14 a) son muy similares en los colores ya que relacionan consumo de GLP y su costo anual. En la gráfica 4.14 b) el mayor consumo de biomasa si hay más porcentaje de utilización.

Las horas de operación del generador influyen en el costo total del sistema *PV-GLP/Biogás*, el costo anual de energía, el consumo de GLP y por consiguiente las emisiones.

4.11.6 Emisiones del Sistema Híbrido PV-GLP/Biogás

Para todo el rango de demanda de energía, fracción fósil, precio del GLP, cantidad de biomasa, entre otros, el sistema híbrido *PV-GLP/Biogás* viable presentó emisiones muy por debajo de los límites de la Tabla 4.9. El uso de menos paneles fotovoltaicos conllevaría a más horas de uso del generador y por consiguiente más emisiones.

4.11.7 Resultados del Sistema Híbrido propuesto PV-GLP/Biogás

El perfil de demanda CREG elaborado en el numeral 4.1 (ver Figura 4.4) puede ser dimensionado a partir de los resultados gráficos y numéricos de la simulación en HOMER que incluyó un amplio rango de demanda de energía. Sin embargo, se realizó una simulación para el perfil CREG cuyo promedio diario fue de 16,5 kWh/d. Las variables de decisión del tamaño de los componentes del SHGEE se ajustaron a un rango de que cubría la demanda, según los resultados de las gráficas de la Tabla 4.11 y que se muestra en la Figura 4.19. Las variables de sensibilidad fueron las mismas que se muestran en la Figura 3.5.

Figura 4.19 Variables de decisión para perfil CREG, demanda 16,5 kWh/d

	PV Array (kW)	ONAN (kW)	T-105 (Strings)	Converter (kW)
1	0.000	0.00	0	0.00
2	6.630	2.50	23	1.50
3	6.760		24	2.00
4	6.890		25	
5	7.020		40	
6	7.150			
7	7.280			
8	8.450			

La Tabla 4.15 muestra una comparación de los resultados de la simulación 2 del SHGEE PV-GLP/Biogás (*Sim. 2*) para el perfil de carga elaborado en el numeral 4.1 (ver Figura 4.4), y los resultados de la simulación 1 (interpolados) descrita en este capítulo.

Tabla 4.15 Resultados PV-GLP/Biogás, demanda 16,5 kWh/d

	Unidades	Simulación 1		Simulación 2	
		20/80	80/20	20/80	80/20
PV	kW	7,00	7,00	6,63	6,76
Generador AC	kW	2,50	2,50	2,50	2,50
Convertidor	kW	1,50	1,50	1,50	1,50
Baterías		48	48	48	50
VPN	\$	85.212	86.758	84.327	85.973
Costo de energía	\$/kWh	1,065	1,085	1,053	1,074
Costo anual O&M	\$/año	175	175	181	155
Costo anual de GLP	\$/año	48	160	48	153
Vida útil generador	Años	4,5	4,5	3,17	4,0
Vida útil baterías	Años	9,8	9,8	10	10

Horas anuales del generador	Horas	240	230	252	200
Consumo GLP	L/año	75	250	81	256
Consumo biomasa	Ton/año	2,35	0,6	2,70	0,54
Emisión CO ₂	Kg/año	420	420	464	453
Emisión CO	Kg/año	2,3	2,2	2,62	2,08
Emisión Hidrocarburos	Kg/año	0,265	2,45	0,29	0,23
Emisión material particulado	Kg/año	0,16	0,18	0,197	0,157
Emisión SO ₂	Kg/año	0,25	0,88	0,262	0,831
Emisión NO ₂	Kg/año	22,5	20,0	23,4	18,5

Los números en color rojo indican el mejor sistema en términos económicos que corresponde a un sistema *PV-GLP/Biogás* con un porcentaje mayor de mezcla dual, 20% biogás y 80% GLP. El tamaño del arreglo fotovoltaico es de 6,63 kW que corresponden a una cantidad de 51 paneles solares⁴⁹ de 130 W_p. HOMER determinó esa cantidad para una vivienda de consumo diario de 16,5 kWh. Estos módulos son los que durarán todo el tiempo de vida útil del proyecto. Paneles de muy buena calidad tendrían una vida útil más extensa incluso hasta de 10 años más.

De acuerdo a los resultados de HOMER para este sistema híbrido de generación es posible utilizar una menor cantidad de paneles fotovoltaicos⁵⁰ y la misma capacidad del generador (2,5 kW) pero, con el consecuente incremento del costo total del sistema en el plazo de la vida útil del proyecto.

⁴⁹ Con paneles solares de mayor potencia pico se reduce la cantidad de ellos

⁵⁰ Menor cantidad de paneles conduce a una instalación más cómoda de los mismos

5 METODOLOGÍA Y ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA SIMULAR Y DIMENSIONAR UN SHGEE PARA UNA VIVIENDA EN ZONA RURAL

Este capítulo propone una metodología para simular y dimensionar sistemas híbridos en la herramienta computacional HOMER, utilizando radiación solar y GLP/Biogás como recursos energéticos, basados en los análisis y resultados del SHGEE propuesto en el Capítulo 4.

5.1 Elaborar el perfil de demanda

El perfil de demanda es el primer paso que el diseñador, quien va a simular en HOMER, tiene que realizar antes de ingresar cualquier otro dato, ya que existe la necesidad de atender una demanda de energía.

Se debe realizar una consulta de los equipos están instalados o que van a utilizarse dentro de una vivienda en zona rural. Se debe conocer el régimen de operación de cada equipo en función del tiempo como se muestra en la Figura 4.1 para luego ajustarlo al perfil diario de demanda CREG para ingresar la información en HOMER.

Tabla 5.1 Perfil de demanda en HOMER

Perfil de Demanda		
Paso	Descripción	Información/Referencia
1	Conocer o estimar las cargas de la vivienda ¹	Tabla 4.1
2	Régimen de operación de cada carga	Figura 4.1
3	Potencia pico debido el régimen de operación de las cargas	Figura 4.2
4	Ajustar la potencia pico al perfil CREG ²	Figura 4.3
5	Ingresar los 24 datos de potencia [kW] en HOMER	Figura 4.4
Observaciones: 1 El sistema <i>PV-GLP/Biogás</i> puede alimentar cargas AC y DC debido al uso de un convertidor 2 Puede elaborarse otro perfil de demanda, incluso con el que resulte en el paso 2		

Se debe considerar que a lo largo de la vida útil del proyecto algún equipo nuevo puede instalarse en la vivienda. Si sale uno o más equipos del servicio, esto contribuye a que haya un exceso de generación por parte de las fuentes de energía. Sin embargo, el diseñador puede optar por dos o más perfiles de demandas considerando un aumento de cargas o disminución de las mismas.

5.2 Conocer el recurso energético (Solar, GLP/Biogás)

El segundo paso que el diseñador debe realizar es conocer y obtener los datos de las fuentes renovables y no renovables que alimentaran a los generadores de energía eléctrica. En esto caso, debido a los objetivos del trabajo, estos recursos son: energía solar, gas licuado de petróleo (GLP) y biogás.

5.2.1 Energía Solar

El diseñador debe consultar la radiación global solar diaria ($\text{kWh/m}^2/\text{d}$) o anual ($\text{kWh/m}^2/\text{año}$) promedio que incide sobre el lugar de la instalación del sistema híbrido (Ver Tabla 5.2).

Tabla 5.2 Radiación solar para HOMER

Radiación Solar		
Paso	Descripción	Información/Referencia
6	Consultar la radiación solar del sitio de interés	- Atlas de Radiación Solar de Colombia: consulta la radiación solar en mapas ya elaborados. Cada color tiene un rango de radiación solar en kWh/m^2. - NASA: consulta la radiación solar vía internet al ingresar las coordenadas del sitio (Latitud y Longitud) en HOMER. Según su ubicación, comparar el dato de radiación solar con la Tabla 2.3 y corroborar que el valor esté en el rango según la región del sitio. - Solar and Wind Resource Assessment (SWERA).
7	Ingresar los 12 datos de radiación solar [kWh/m^2] en HOMER	Figura 4.13
Observaciones: El índice de claridad que aparece al lado de la columna de radiación solar en HOMER (Figura 4.13) es un indicador de la fracción de radiación solar que es transmitida a través de la atmósfera a una superficie en la tierra (panel solar). Se calcula automáticamente ingresando la información de radiación solar.		

5.2.2 GLP/Biogás

El diseñador debe conocer las características del GLP y del Biogás para ingresar la información que requiere HOMER. En principio, las características del GLP que vienen por defecto en HOMER pueden diferir de las características de la producción.

Tabla 5.3 Características del GLP y del biogás para HOMER

GLP/Biogás		
8	Costo del GLP por litro [\$US] Costo del Biogás ¹ por litro [\$US]	UPME, CREG, SSPD
9	Densidad [Kg/m ³], Valor calorífico inferior [MJ/Kg] Contenido de carbono y sulfuro [%] para GLP Contenido de CH ₄ y H ₂ S [%] para el biogás Relación de gasificación de la biomasa utilizada ¹	ECOPETROL, NFPA 58 2004
10	Ingresar datos de los recursos energéticos en HOMER	Figura 4.9, Figura 4.14
11	Ingresar porcentaje de mezcla GLP/Biogás, relación de gasificación del Biogás	Figura 4.9, Figura 4.10
Observaciones: 1 La relación de gasificación es la cantidad de biogás generado a partir de la cantidad de biomasa almacenada [Kg/Kg]		

5.3 Información técnica y económica de los componentes del SHGEE

El tercer paso consiste en identificar los componentes que hacen parte del Sistema Híbrido que generalmente, son los elementos que generan electricidad para suplir la demanda. EL SHGEE está compuesto básicamente por:

- Paneles solares
- Generador GLP
- Banco de Baterías
- Convertidor (Inversor/Cargador)

En las Tablas 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 se muestran las consideraciones técnicas y económicas de estos cuatros componentes básicos.

Tabla 5.4 Características de los paneles solares para HOMER

Paneles Solares		
Paso	Descripción	Información/Referencia
12	Conocer los accesorios que lleva el montaje de paneles solares: • Estructura de montaje • Sistema de seguimiento • Sistema de control • Cables, tuercas, fijaciones, etc.	Tiendas especializadas en la venta de paneles solares.
13	Características técnicas que el diseñador debe tener en cuenta para la elección de los paneles solares: • Corriente de corto I_{SC} [A] • Tensión de circuito abierto V_{OC} [V] • Corriente de máxima potencia I_{MP} [A]	Hoja de características del panel solar.

	• Tensión de máxima potencia V_{MP} [V] • Potencia máxima $P_{MP} = V_{MP} I_{MP}$ [W] • Factor de forma $FF = \frac{P_{MP}}{I_{SC} V_{OC}}$ • Eficiencia de conversión η [%] • Coeficiente de temperatura de μ_{VOC} [V/°C] • Vida útil [años]	
14	Investigar el costo de la instalación final de los paneles solares	Tiendas especializadas en la venta de paneles solares.
15	Ingresar la información que requiere HOMER: • Tamaño del arreglo fotovoltaico (paneles solares) [kW] • Costo capital del arreglo [\$US/kW] $\begin{aligned} \\$C_{CAP/kW} &= \\$C_{PS/kW} + \\$C_{ACCES/kW} \\ &+ \\$C_{TRANS/kW} + \\$C_{INST/kW} \end{aligned}$ • Vida útil del arreglo fotovoltaico [años] • Inclinación del arreglo con respecto al horizonte [grados] • Factor de degradación debido a la suciedad, polvo lluvia, etc. Tener en cuenta aquí, la eficiencia del controlador de carga [%] • Temperatura de operación (efecto) [°C] • Coeficiente de temperatura de potencia $\alpha = \frac{\mu_{VOC}}{V_{MP}}$ • Eficiencia del arreglo [%]	Figura 4.5

Tabla 5.5 Características técnicas y económicas del generador GLP/biogás para HOMER

Generador GLP		
Paso	Descripción	Información/Referencia
16	Conocer los accesorios que lleva el montaje del generador GLP: • Switch de transferencia • Protecciones • Cables de conexión	Tiendas especializadas en la venta de generadores GLP
17	Características técnicas que se deben tener en cuenta para la elección de generador GLP: • Potencia eléctrica nominal [kW] • Tensión [V], corriente [A], frecuencia [Hz] nominales • Consumo de combustible en función de la carga [L/hora] • Vida útil en horas de operación [horas]	Hoja de características del generador
18	Costo de la instalación del generador GLP¹: • $\\$C_{CAP} = \\$C_{GEN} + \\$C_{ACCES} + \\$C_{TRANS} + \\$C_{INST}$	Tiendas especializadas en la venta de generadores GLP.

19	Ingresa la información que requiere HOMER: - Tamaño del generador GLP [kW] - Costo capital del generador [\$US] $\\$C_{CAP} = \\$C_{GEN} + \\$C_{ACCES} + \\$C_{TRANS} + \\$C_{INST}$ - Costo de reemplazo [\$US] - Costo de operación y mantenimiento [\$US/año] - Vida útil en horas de operación [horas] - Tipo de combustible: GLP, biogás - Curva de consumo del combustible del generador	Figura 4.7, Figura 4.8
Observaciones: 1 Considerar también el costo de un biodigestor para el procesamiento de la biomasa		

Tabla 5.6 Características técnicas y económicas de las baterías para HOMER

Banco de Baterías		
Paso	Descripción	Información/Referencia
20	Conocer los accesorios que lleva el montaje de las baterías: - Control de carga¹ - Fusibles de protección - Cables, fijaciones, etc.	Configuración del sistema, perfil de demanda
21	Características técnicas que el diseñador debe tener en cuenta para la elección de la batería: - Tensión nominal [V] - Capacidad de la batería [Ah] - Eficiencia de carga [%] - Estado de carga mínimo [%] - Curva de capacidad A vs. Ah - Curva de la vida útil en función de los ciclos de descarga	Hoja de características de la batería.
22	Investigar el costo de la instalación de las baterías: $\\$C_{CAP} = \\$C_{BAT} + \\$C_{ACCES} + \\$C_{TRANS} + \\$C_{INST}$	Tiendas especializadas en la venta de baterías
23	Ingresa la información que requiere HOMER: - Costo capital de una cantidad de baterías [\$US] $\\$C_{CAP} = \\$C_{BAT} + \\$C_{ACCES} + \\$C_{TRANS} + \\$C_{INST}$ - Costo de reemplazo [\$US] - Costo de operación y mantenimiento [\$US/año] - Número de baterías conectadas en serie - Mínima vida útil de la batería como restricción [años]	Figura 4.12, Tabla 4.6
Observaciones: 1 Algunos convertidores realizan la función del control de carga para manejar el estado de las baterías y la gestión de energía eléctrica para la carga. Si no la tiene, considerar las pérdidas como “Derating factor” (Figura 4.5).		

Tabla 5.7 Características técnicas y económicas del convertidor para HOMER

Convertidor Bidireccional		
Paso	Descripción	Información/Referencia
24	Conocer los accesorios que lleva el montaje del convertidor: • Circuitos de protección • Cables de conexión	Configuración del sistema, perfil de demanda
25	Características técnicas que el diseñador debe tener en cuenta para la elección del convertidor de energía (inversor/cargador): • Potencia nominal [kW] • Potencia pico [kW] • Tensión de entrada y de salida [V], corriente [A], frecuencia [Hz] nominales • Vida útil [años] • Cargador de baterías [A] • Forma de onda¹ • Capacidad de conexión en paralelo con otros generadores AC	Hoja de características del convertidor.
26	Investigar el costo de la instalación del generador GLP en sitio: • $\\$C_{CAP} = \\$C_{INV} + \\$C_{ACCES} + \\$C_{TRANS} + \\$C_{INST}$	Tiendas especializadas en la venta de convertidores
27	Ingresar la información que requiere HOMER: • Potencia nominal [kW] • Costo capital del generador [\$US] $\\$C_{CAP} = \\$C_{INV} + \\$C_{ACCES} + \\$C_{TRANS} + \\$C_{INST}$ • Costo de reemplazo [\$US] • Costo de operación y mantenimiento [\$US/año] • Vida útil [años] • Eficiencia del inversor η [%] • Eficiencia del rectificador η [%]	Figura 4.11
Observaciones: 1 HOMER no considera la forma de onda del convertidor pero en sistemas reales es de importancia considerarse debido a la sensibilidad de algunos equipos.		

Esta metodología consiste entonces en conocer información confiable de los recursos energéticos y disponibilidad de los componentes del SHGEE para que HOMER realice sus tareas de simulación, optimización y análisis de sensibilidad.

Figura 5.1 Metodología para el dimensionamiento Sistemas Híbridos

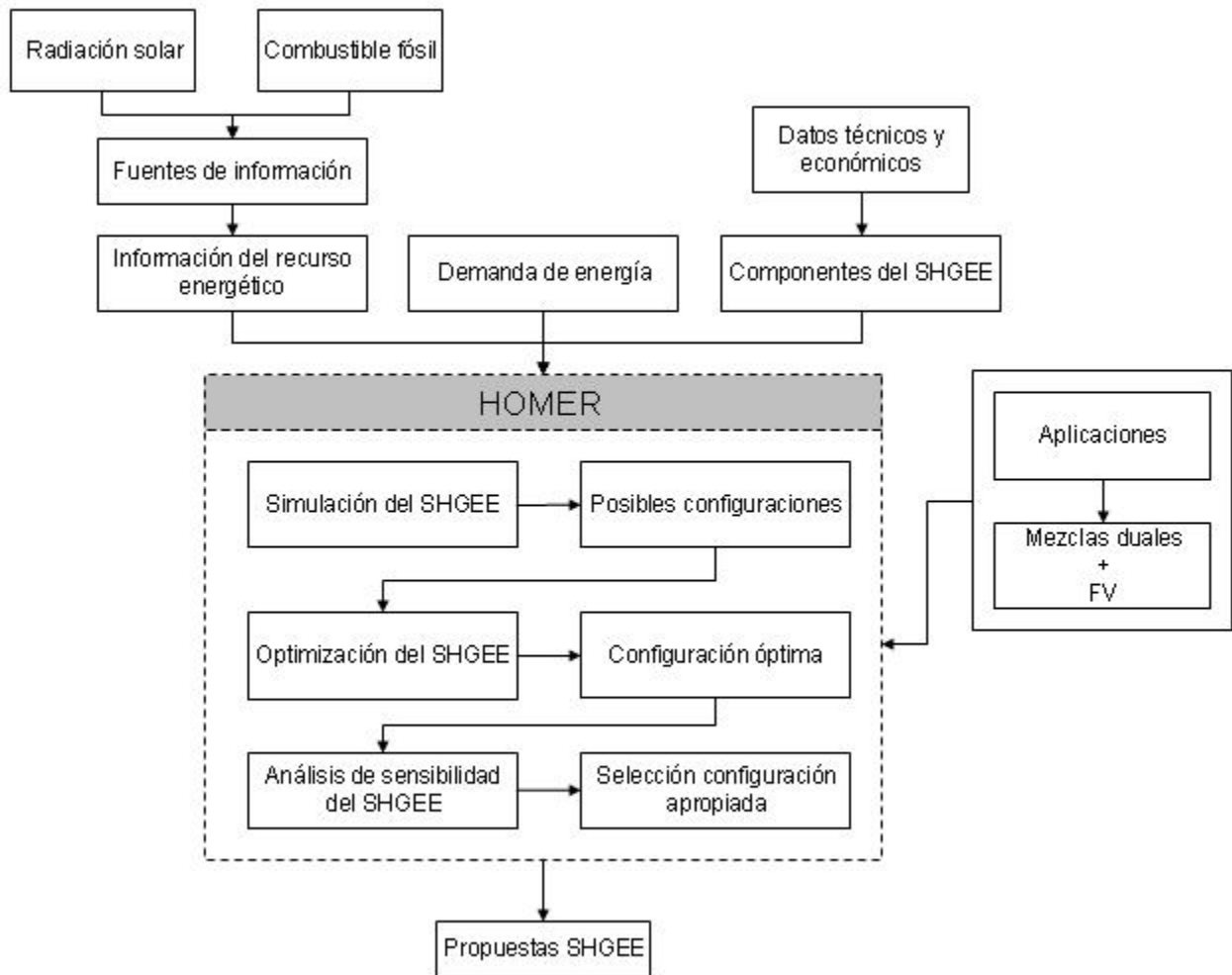


Figura 5.2 Esquema de conexión para un SHGEE PV/GLP/Biogás para demandas menores a 5 kWh/d promedio

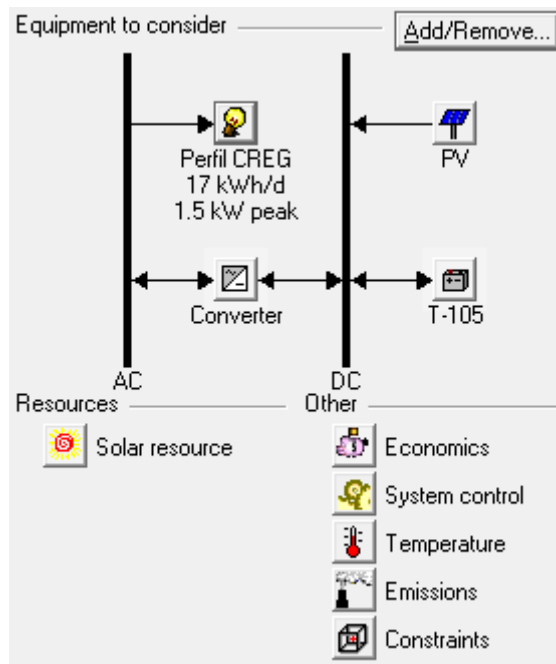
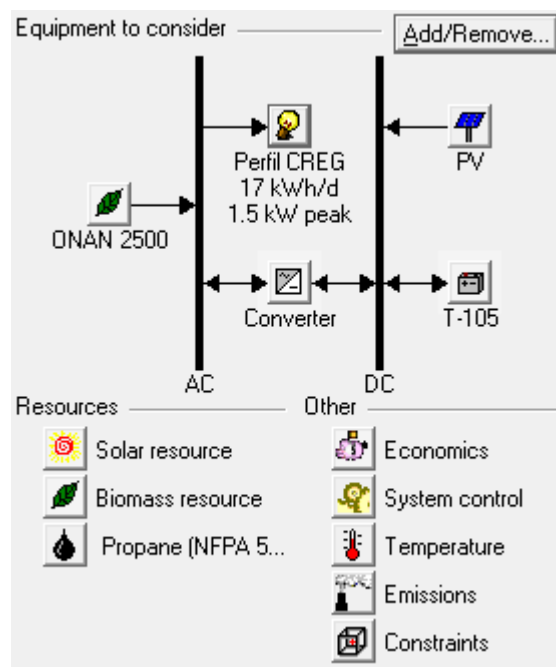


Figura 5.3 Esquema de conexión para un SHGEE PV/GLP/Biogás para demandas mayores a 5 kWh/d promedio



CONCLUSIONES

Se realizó un corto estado del arte de las herramientas computacionales comerciales y libres empleadas para la simulación de Sistemas Híbridos de Generación de Energía Eléctrica y, una tabla comparativa cualitativa entre ellas. Se utilizó HOMER porque tiene la capacidad de simular, dimensionar, optimizar, realizar análisis de sensibilidad, calcular el costo de los posibles sistemas durante un periodo de tiempo, crear nuevos elementos con sus propiedades (combustible, batería, etc.), generar reportes y gráficas, exportar el comportamiento horario anual de un sistema en particular y es de uso libre sin restricción.

Se recopiló información técnica y económica de las tecnologías disponibles, de los recursos energéticos y del perfil de demanda de energía eléctrica descrita en el capítulo 2, enfatizando sobre los parámetros más relevantes de cada uno de ellos, los que son indispensables para incluirlos en la base de datos de HOMER.

Se describieron los procesos de simulación, optimización y análisis de sensibilidad que realiza HOMER durante su ejecución, a partir del sistema *PV/GLP/Biogás*. El análisis de sensibilidad debería ser utilizado siempre para evaluar un mismo sistema con diferentes valores de una única variable, aún si se está seguro de ella.

Se evaluó la herramienta computacional HOMER con un sistema híbrido compuesto por paneles solares, máquina de combustión interna, banco de baterías y convertidor bidireccional, y cuyas fuentes principales de energía son: la radiación solar, el gas licuado de petróleo y el biogás, para atender una demanda de 16,5 kWh/d promedio de una vivienda en zona rural. Se encontró que la configuración más viable tanto económica como técnicamente es la de un sistema híbrido *PV/GLP/Biogás* para esa demanda de energía.

Se simuló el mismo sistema *PV/GLP/Biogás* escalando la demanda de energía en un rango de valores entre 1y 20 kWh/d y se encontró que para demandas menores de 5 kWh/d la configuración netamente *PV/Batería* es la de menor valor presente neto pero, es posible implementar un sistema *PV/GLP/Biogás* dentro de este rango si el costo del panel solar es elevado. En teoría, el generador a gas debería trabajar durante toda la vida útil del proyecto.

De acuerdo a los resultados de HOMER, para un sistema *PV/GLP/Biogás* que atiende una demanda mayor a 5,0 kWh/d el número de paneles solares comienza a ser considerable para una instalación real del sistema. Esto puede explicarse por el generador GLP de baja potencia (2,5 kW) cuyas horas de vida útil son inferiores a 1000 horas y también por la consideración de emisiones. Sin embargo, se optimiza

el número de reemplazos de la máquina obteniéndose 6 reemplazos durante los 20 años de vida útil del sistema.

El uso de biogás en mayor porcentaje que el GLP reduce el consumo de GLP contribuyendo a una mayor fracción renovable y el costo total del sistema pero aumenta las emisiones debido a la presencia de CH_4 y H_2S en el gas. Sin embargo, estas emisiones se mantuvieron muy por debajo de los límites permisibles en todo el rango de demanda y porcentajes de mezcla GLP-Biogás.

La metodología propone considerar las características técnicas y económicas, por mínimas que sean, de los componentes de un SHGEE *PV/GLP/Biogás* y considerar el recurso energético en el sitio de estudio o implementación para llevarlos a un proceso de simulación, optimización y análisis de sensibilidad en HOMER.

HOMER presenta una lista de posibles sistemas de menor a mayor presente neto. Si bien el de menor costo satisface las necesidades de la demanda de energía, no se recomienda tomarlo como sistema final ya que es posible tener uno de un costo ligeramente mayor pero que puede resolver inconvenientes técnicos en un sistema real y que están fuera del alcance de los modelos de los componentes de HOMER.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] World-wide overview about design and simulation tools for hybrid PV systems. Georg Bopp, Anja Lippkau.
- [2] Dimensionamiento y Control Óptimos de Sistemas Híbridos Aplicando Algoritmos Evolutivos. Tesis Doctoral. *López Rodolfo Dufo*.
- [3] Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Ministerio de Minas y Energía. Energías renovables: Descripción, Tecnologías y usos finales. <http://www.upme.gov.co>.
- [4] <http://www.ecopetrol.com.co> Gas Licuado de Petróleo
- [5] <http://www.surgas.com/surgas> Características del GLP
- [6] Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Ministerio de Minas y Energía. La Cadena del Gas Licuado del Petróleo en Colombia 2010. <http://www.upme.gov.co>.
- [7] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. INFORME DE EVOLUCIÓN DE TARIFAS DEL SERVICIO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO. <http://www.superservicios.gov.co>.
- [8] Instituto de Ingeniería Rural. MANUAL PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS. *Ing. A. M. Sc. Jorge A. Hillbert*.
- [9] Atlas de Potencial Energético de la Biomasa Residual (2006) ISBN 978-958-8504-59-9
- [10] Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. *Físico M.Sc., Murcia Humberto Rodríguez*.
- [11] Propuesta Regulatoria Para La Presentación del Servicio de Energía Eléctrica en las zonas No Interconectadas. *Documento CREG-037 Mayo 12 de 2005*.
- [12] Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica. *Manual Teórico y Práctico sobre los Sistemas Fotovoltaicos. Ing. Hector L. Gasquet*. <http://www.solartronic.com>.

[13] MICROPOWER SYSTEM MODELING WITH HOMER. *Tom Lambert, Mistaya Engineering Inc. Paul Gilman and Peter Lilienthal, National Renewable Energy Laboratory. NREL.* <http://www.nrel.gov/homer>.

[14] WICHERT, B. *PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation – a review of current practices and future developments.* En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 1. No. 3 (Sept. 1997): pp. 209-228.

ANEXO 1. HERRAMIENTAS DE USO COMERCIAL Y LIBRES

Tabla A1.1 Herramientas computacionales para simular SHGEE

Programa	Dim		Dim + Sim		Sim		
	PV-SPS	RETScreen	PV-SOL	PVSYST	Hybrid2	PV-DesignPro	HOMER
Versión	2.0	3.2	5.0 R1	V5.21	1.3c R3	V6.0	2.7
Fecha primera versión	2001	1997	1998	1994	1998	1998	1993
Fecha reciente versión	2001	2005	2006	2006	2004	2004	2008
Costo (Licencia)	58 EUR	Libre	498 EUR	465 EUR	Libre	259 US \$	Libre
Idiomas	Inglés	Inglés, Francés	Alemán, Francés, Inglés, Español	Inglés, Francés	Inglés	Inglés	Inglés
Calidad del manual	(1)	+	+	Detallado	-	0	+
Conocimiento previo del usuario	Normal	Normal	Normal	Normal	Muy alto	Normal	Alto
Amigable	0	+	0	0	-	0	+
Dimensionamiento de componentes (2)	PV-D-B	PV -D-B	PV -B	PV -B			(3)
Simulación (2)			PV -D-B	PV -D-B	PV -D-B-W	PV -D-B-W	PV -D-B-W-(+)
Plausibilidad	Sí	No	Sí	Sí	No	No	Sí
Base de datos de radiación	4 lugares	NASA+S	Sí +S	Sí +S	Sí	Sí +S	Sí+NASA
Base de datos de viento	No	Sí	No	No	No	No	No
Balance de emisión	No	Sí	Sí	No	Sí	No	Sí
Análisis económico	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Claridad en ingreso de datos del usuario	0	+	-	0	-	-	+
Claridad en ingreso de datos para los componentes	+(4)	+(5)	+	0	-	+	+
Claridad en resultados	+	+	0	0	-	0	+
Tiempo de resolución	Mes, año	Mes, año	Hora, día, semana, mes, año	Hora, día, mes, año	Definida por usuario	Hora, día, semana, mes, año	Hora, día, semana, mes, año
Reporte del proyecto	0	+	+	+	-	0	+

1. Manual no separado, la herramienta debería ser utilizada en conjunto con el estándar Australiano para sistemas aislados (AS 4509 Partes 1,2 y 3 y AS 4086 Parte2)
 2. PV, generador fotovoltaico; D, generador diesel; B, batería; W, generador eólico; (+), fuentes adicionales de energía, biogás, celdas de combustible.
 3. Si varios componentes de diferentes tamaños son ingresados, todas las posibles combinaciones son simuladas y las propuestas son listadas con base a su viabilidad económica.
 4. Base de datos de componentes no disponible.
 5. Base de datos de módulos fotovoltaicos no es extensible por el usuario.
- + Bueno/fácil

0 satisfactorio
 - suficiente/laborioso
 S análisis de sombra

Tabla A1.2 Herramientas libres y comerciales para la simulación de sistemas híbridos

Herramientas libres		Herramientas comerciales		Simuladores Comerciales		Herramientas internas	
RETScreen	Dim	Off Grid Pro	Des	Simplorer	Dim/Sim	Off Grid Sizer	Des
HOMER	Dim/Sim	PVSYST	Dim/Sim	PowerSim	Sim	Zunmy Island Design	Des
Hybrid2	Sim	PVSOL	Dim/Sim	Matlab Simulink	Sim	PVS	Dim/Sim

ANEXO 2. ESTRUCTURAS DE LOS SHGEE

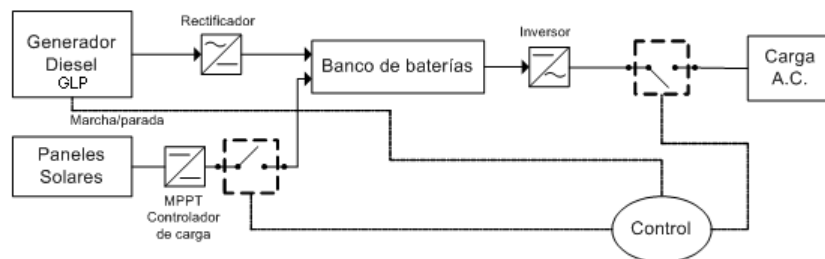
Los SHGEE poseen diferentes modos de funcionamiento. Estos modos están determinados por las condiciones ambientales bajo las cuales el sistema se encuentra operando, por las condiciones de carga del subsistema de almacenamiento y por la demanda energética que impone la carga. Básicamente estos modos de funcionamiento están definidos por el balance energético entre la generación y el consumo, considerando dentro de este último tanto los requisitos provenientes de la carga como la recuperación del estado de carga del banco de baterías.

Existen diferentes criterios de clasificación de un Sistema Híbrido de Generación de Energía Eléctrica [14]. Uno de los criterios de clasificación más utilizado consiste en agruparlos de acuerdo a la estructura de conexión bajo la cual se vinculan los módulos componentes del sistema. De acuerdo con este criterio se han propuesto tres estructuras básicas de clasificación, las cuales son: estructura serie, estructura conmutada y estructura paralelo.

A2.1 Estructura Serie

Toda la energía pasa a través de un banco de baterías y potencia es entregada a la carga mediante la inclusión de un inversor, cicloconvertidor o una unidad motor-generator (Ver Figura A2.1). El sistema puede operar en modo manual o automático, con la inclusión de un adecuado sensor de nivel de voltaje de la batería y un control de arranque/parada del generador.

Figura A2.1 Estructura serie de un SHGEE



Ventajas:

- No es requerida una conmutación entre las diferentes fuentes de generación del sistema, lo cual simplifica la tarea de control.

- La potencia suministrada a la carga no se ve interrumpida cuando el generador entra a operar.
- El generador puede ser diseñado para entregar toda su potencia útil aún cuando carga el banco de baterías, hasta alcanzar para éste un estado de carga del 75 al 85%.

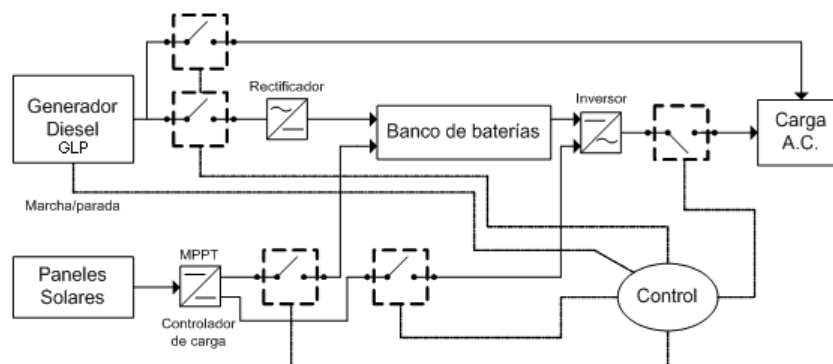
Desventajas:

- El inversor debe estar seleccionado para suministrar en todo momento el pico de carga del sistema (un inversor de mayor potencia es más costoso).
- El banco de baterías es ciclado frecuentemente lo que acorta su vida útil.
- El ciclado frecuente requiere de un banco de baterías mayor.

A2.2 Estructura Conmutada

A pesar de sus limitaciones, la estructura conmutada que se muestra en la Figura A2.2 actualmente continúa siendo una de las instalaciones más comunes. Esta estructura permite operar, ya sea con el generador, los recursos energéticos alternativos o el inversor como fuente de energía, pero no permite la operación en paralelo de los recursos y equipos de generación. La operación conmutada de los recursos de generación permite en algún momento reducir el ciclado del banco de baterías lo que redundaría en una mayor vida útil del sistema. Esta estructura puede ser operada en modo manual, sin embargo la complejidad del manejo de las fuentes de generación hace deseable la inclusión de un sistema de control que complete las tareas de censado del nivel de tensión del banco de baterías y la marcha/parada del generador diesel.

Figura A2.2 Estructura conmutada de un SHGEE



Ventajas:

- Las fuentes energéticas pueden alimentar la carga directamente.

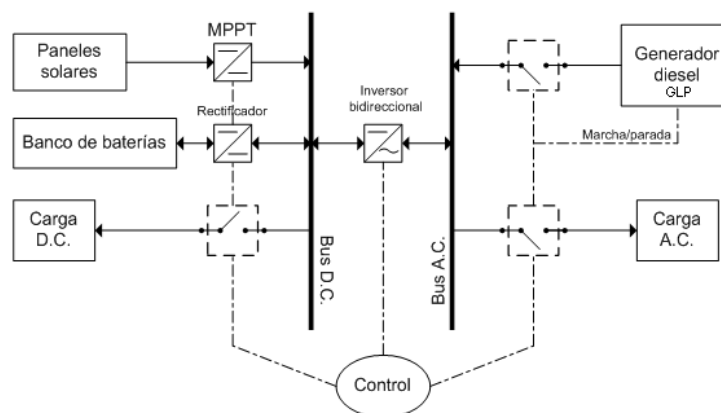
Desventajas:

- Se interrumpe la transferencia de energía a la carga cuando se cambia de fuente energética.
- El generador debe estar seleccionado para atender la demanda pico del sistema.
- Una combinación óptima de recurso energético alternativo y combustible fósil no es posible.

A2.3 Estructura Paralelo

La estructura paralelo que se muestra en la Figura A2.3 permite a todas las fuentes energéticas suministrar energía para baja y media demanda, así como también proveer la energía necesaria para la atención de picos de demanda. En esta estructura es posible incluir inversores, rectificadores y/o inversores bidireccionales los cuales permiten cargar el banco de baterías cuando haya exceso de energía en el sistema, o aportar la energía demandada por la carga cuando esta lo requiera.

Figura A2.3 Estructura paralelo de un SHGEE



Ventajas:

- Atención de la demanda de energía en forma óptima.
- Eficiencia del generador maximizada.

- Mantenimiento del generador minimizado.
- Reducción en las capacidades nominales de los equipos aún atendiendo la demanda de energía.

Actualmente, los SHGEE presentes en la literatura responden estructuralmente a una única topología general como la que se presenta en la figura 3. Luego, cada aplicación en particular reducirá esta estructura general de acuerdo a los tipos de subsistemas de generación y almacenamiento que utilice, al tipo de carga y a los fines específicos buscados.

Entre los buses colectores y cada módulo de generación se dispone de convertidores estáticos de energía. Estos no sólo permiten adaptar las características de la energía suministrada, sino que comúnmente también se los utiliza como medio para controlar el punto de operación de los módulos generadores.

Estructuralmente la topología presentada en la Figura A2.3 describe la ventajosa modularidad de estos sistemas. Es decir, nuevos recursos de generación, de igual o diversa naturaleza, pueden ser integrados al sistema sobre el bus de CA o sobre el de CC. La única restricción existente consiste en adaptar la forma de suministro de la energía. De esta manera, la potencia nominal del sistema puede ser incrementada de a pasos discretos con el fin de adaptarse a nuevos requisitos de carga.

ANEXO 3. MODELAMIENTO DE LOS COMPONENTES SHGEE EN HOMER

Varias técnicas de modelado se han desarrollado para diseñar los elementos constitutivos de SHGEE, el desempeño individual de los elementos es modelado por aproximaciones determinísticas o probabilísticas. A continuación se describen de manera general las pautas de diseño de cada uno de los elementos que conforman un SHGEE.

A3.1 Modelo del Panel Fotovoltaico

HOMER modela un arreglo fotovoltaico como un gran panel de una potencia nominal específica que produce una tensión en DC proporcional a la radiación global incidente sobre él. Para la simulación de un sistema que está compuesto de un arreglo de paneles fotovoltaicos, HOMER realiza tres cálculos:

- La radiación solar global incidente en el panel solar
- La temperatura del panel solar
- La potencia de salida del panel solar

A3.1.1 La Radiación Global

La radiación solar total que llega a una superficie como un panel solar tiene tres componentes:

$$G_T = B + D + R$$

Donde:

B: es la radiación directa. Formada por los rayos procedentes del Sol directamente es decir, que no llegan a ser dispersados.

D: es la radiación difusa que procede de toda la esfera celeste excepto la que llega del Sol. Originada por los efectos de dispersión mencionados anteriormente.

R: es la radiación de albedo que procede del suelo, debida a la reflexión de parte de la radiación incidente sobre montañas, lagos, edificios, etc. Depende muy directamente de la naturaleza de estos elementos. Esta se obtiene del cociente entre la radiación reflejada y la radiación incidente sobre una superficie.

La expresión que utiliza HOMER para cuantificar la radiación solar global incidente sobre una superficie inclinada (arreglo de paneles solares) es:

$$\overline{G}_T = (\overline{G}_b + \overline{G}_d \overline{A}_i) R_b + \overline{G}_d (1 - \overline{A}_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + \overline{G} \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Donde:

$\overline{G}_T$: es la radiación solar global [KW/m²].

B : es la componente de radiación solar directa [KW/m²].

$$B = (\overline{G}_b + \overline{G}_d \overline{A}_i) R_b$$

D : es la componente de radiación difusa [KW/m²].

$$D = \overline{G}_d (1 - \overline{A}_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right]$$

R : es la componente de la radiación de albedo [KW/m²].

$$R = \overline{G} \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

$\overline{G}_b$ es la radiación directa promedio [KW/m²].

$\overline{G}_d$ es la radiación difusa promedio [KW/m²].

$\overline{A}_i$ es el índice de anisotropía, que es la relación entre la radiación directa promedio y la radiación horizontal promedio (ángulo cenital $\theta_z=0$).

$$\overline{A}_i = \frac{\overline{G}_b}{\overline{G}_o}$$

Es una medida de la transmitancia atmosférica de radiación difusa.

R_b es la relación entre la radiación directa sobre la superficie inclinada y la radiación directa sobre la superficie horizontal.

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

θ es el ángulo de incidencia de la radiación [°].

β es el ángulo de inclinación de la superficie (panel solar) [°].

f es un factor que describe que más radiación difusa viene desde el horizonte que desde el resto del cielo.

$$f = \sqrt{\frac{\overline{G}_b}{\overline{G}}}$$

$\overline{G}$ es la radiación global horizontal promedio [KW/m²].

ρ_g es la reflectancia de la superficie de la tierra, montañas, lagos, etc.

Algunos valores de coeficiente de reflectancia ρ_g se listan en la Tabla A3.1:

Tabla A3.1 Coeficiente de reflexión de algunos materiales

Tipo de suelo	Coeficiente reflexión
Césped	0,15 – 0,25
Césped fresco	0,26
Suelo cultivado	0,07 - 0,14
Bosques	0,06 – 0,20
Cultivos herbáceos	0,12 – 0,25
Nieve fresca	0,82
Nieve mojada	0,55 – 0,75
Sector urbano	0,14 – 0,22
Asfalto seco	0,09 – 0,15
Asfalto mojado	0,18
Aluminio	0,85
Acero	0,35
Tejas rojas	0,33

A3.1.2 La Potencia de Salida

HOMER calcula la potencia de salida de un panel solar como:

$$P_{PV} = f_{PV} Y_{PV} \frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} [1 + \alpha_p (T_C - T_{C,STC})]$$

Donde:

f_{PV} : es un factor de degradación debido a efectos como la suciedad y polvo sobre los paneles solares, pérdidas en conductores, cubrimiento de nubes y todos aquellos factores que hacen que la salida de potencia del panel se desvíe del funcionamiento ideal.

Y_{PV} : es la potencia nominal del arreglo fotovoltaico [kW].

$\bar{G}_T$: es la radiación solar global incidente sobre el panel solar [kW/m²].

$\bar{G}_{T,STC}$: es una constante de radiación solar bajo condición estándar [1 kW/m²].

α_p : es el coeficiente de temperatura de potencia [%/°C].

T_C : es la temperatura del panel solar en el cálculo de la simulación [°C].

$T_{C,STC}$: es la temperatura del panel solar bajo condiciones estándar [25°C].

A3.1.3 La Temperatura del Panel

Tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje de circuito abierto se ven afectados por la temperatura en el panel solar, por lo tanto, la potencia de salida es afectada, disminuyendo su valor de las condiciones ideales.

En las noches, la temperatura del panel es la misma temperatura ambiente, pero durante el día la temperatura del panel puede exceder la temperatura ambiente. HOMER considera que mientras haya radiación solar, la eficiencia del panel es siempre la eficiencia en el punto de máxima potencia y calcula la temperatura del panel como:

$$T_C = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left[1 - \frac{\eta_{mp}(1 - \alpha_p T_{c,STC})}{\tau \alpha} \right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left(\frac{\alpha_p \eta_{mp,STC}}{\tau \alpha} \right)}$$

Donde:

τ : es la transmitancia solar de cualquier cubrimiento sobre el panel [%].

α : es el índice de absorción del panel solar [%].

$T_{c,NOCT}$: es la temperatura nominal de operación del panel solar [°C].

$T_{a,NOCT}$: es la temperatura ambiente definida en NOCT⁵¹ [20°C].

G_T : es la radiación global incidente sobre el panel [kW/m²].

$G_{T,NOCT}$: es la radiación solar definida en NOCT [0.8 kW/m²].

η_{mp} : es la eficiencia eléctrica del panel en el máximo punto de potencia [%].

$\eta_{mp,STC}$: es la eficiencia eléctrica bajo condiciones estándar de prueba [%].

$T_{c,STC}$: es la temperatura del panel bajo condiciones estándar de prueba [°C].

A3.2 Modelo del Generador

HOMER considera un generador como un elemento que consume combustible (diesel, etanol, biomasa, etc.) para producir electricidad, por lo tanto modela el consumo de combustible en función de su salida eléctrica como:

$$F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen}$$

Donde:

F : es el consumo de combustible⁵² [L/hr].

F_0 : es el coeficiente de intercepto de la curva de combustible [L/hr/kW].

F_1 =es la pendiente de la curva de combustible [L/hr/kW].

Y_{gen} : es la capacidad nominal del generador [kW].

P_{gen} : es la potencia eléctrica del generador [kW]. Éste depende de la carga.

⁵¹ NOCT – Nominal Operating Cell Temperature

⁵² GLP [L/hr] Biogas [m³/hr]

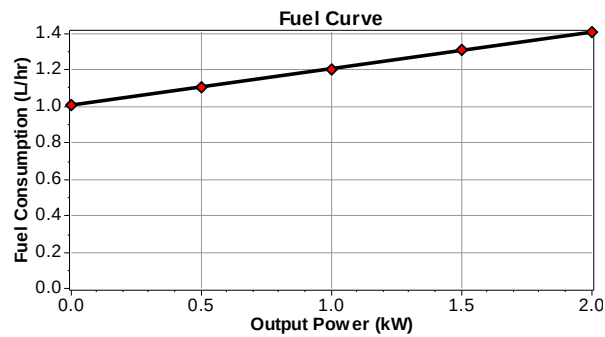
La Figura A3.1 describe la curva de consumo para el combustible GLP empleado en las simulaciones, de la que se obtiene el coeficiente:

$$F_0 = 0.5 \text{ L/hr/kW}$$

el cual multiplicado por la potencia nominal Y_{gen} indica el consumo de combustible cuando la máquina opera sin carga, y el coeficiente:

$$F_1 = 0.2 \text{ L/hr/kW}$$

Figura A3.1 Consumo de combustible en función de la potencia eléctrica de salida



La Figura A3.2 muestra la curva de eficiencia porcentual de la cantidad de energía eléctrica por cada litro de combustible consumido. Le eficiencia depende de las características del combustible y se cuantifica como:

$$\eta = \frac{3,6P_{gen}}{\rho_{fuel}(F_0Y_{gen} + F_1P_{gen})LHV_{fuel}}$$

Donde:

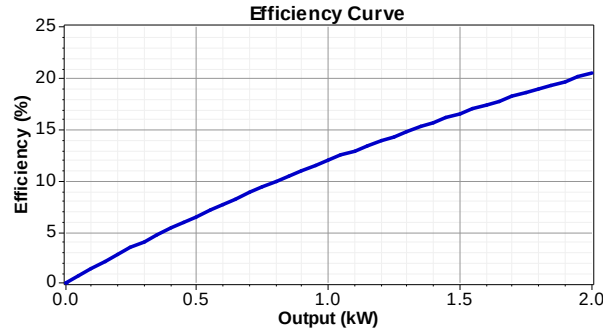
η : es la eficiencia porcentual de la relación potencia eléctrica de salida y el consumo de combustible [%].

ρ_{fuel} : es la densidad del combustible [Kg/m³].

LHV_{fuel} : es el valor calorífico inferior del combustible [MJ/Kg].

La constante 3,6 es un incremento de energía en MJ por cada kWh generado.

Figura A3.2 Curva de eficiencia en función de la salida de potencia eléctrica



HOMER utiliza la curva de consumo para evaluar también el costo fijo de energía del generador:

$$C_{gen,fix} = C_{OM,gen} + \frac{C_{rep,gen}}{R_{gen}} + F_0 Y_{gen} C_{fuel,eff}$$

Donde:

$C_{gen,fix}$: es el costo fijo de energía [\$US/kW/hr].

$C_{OM,gen}$: es el costo de operación y mantenimiento [\$US/hr].

$C_{rep,gen}$: es el costo de reemplazo [\$US/hr].

R_{gen} : es la vida útil del generador [hr].

$C_{fuel,eff}$: es el costo efectivo del combustible⁵³ [\$US/L].

HOMER calcula el costo marginal de energía [\$US/kW/hr] como:

$$C_{gen,mar} = F_1 C_{fuel,eff}$$

A3.3 Modelo del Banco de Baterías

El banco de baterías se diseña ya sea, para atender la demanda de energía durante los períodos sin disponibilidad de energía eléctrica de los REA (días de autonomía) o para almacenar la energía variable producida por estos. El número de días de autonomía se toma en general de 2 a 3.

⁵³ El costo del combustible incluye el costo por penalidades de emisiones contaminantes del generador

El diseño del banco depende de factores tales como la máxima profundidad de descarga, corrección por temperatura, capacidad nominal y la vida útil de las baterías.

La capacidad requerida en Ah de una batería está dada por:

$$B_{rc} = \frac{E_c D_s}{DOD_{MAX} \eta_t}$$

Donde:

E_c : es la carga del banco [Ah].

D_s : son los días de autonomía del banco [días]

DOD_{MAX} : es la máxima profundidad de descarga del banco

η_t : es un factor de corrección por temperatura [%]

La diferencia entre la potencia generada y la carga, decide si la batería se encuentra cargada o descargada, la cantidad de carga en un banco de baterías en un tiempo t puede ser calculada como:

$$E_B(t) = E_B(t-1)(1-\sigma) + (E_{GA}(t) - (E_L(t)/\eta_{inv}))\eta_{carga_batería}$$

Donde:

$E_B(t)$ y $E_B(t-1)$: son las cantidades de carga del banco de baterías en el tiempo t y $t-1$.

σ : es la relación horaria de autodescarga.

$E_{GA}(t)$: es la energía total generada por los recursos energéticos alternativos después del controlador.

$E_L(t)$: es la demanda de carga en el tiempo t .

η_{inv} : es la eficiencia del inversor [%].

η_{carga} : es la eficiencia del cargador del banco de baterías [%].

$$E_{B_{\min}} \leq E_B(t) \leq E_{B_{\max}}$$

Donde $E_{B_{\max}}$ y $E_{B_{\min}}$ son la máxima y mínima cantidad de energía del banco de baterías.

HOMER calcula la vida útil del banco de baterías como:

$$R_{batt} = \min\left(\frac{N_{batt} Q_{lifetime}}{Q_{thrpt}}, R_{batt,f}\right)$$

Donde:

R_{batt} : es la vida útil de la batería [años].

N_{batt} : es el número de baterías del banco.

$Q_{lifetime}$: es la vida útil de una batería [años].

Q_{thrpt} : es la cantidad de energía total que cicla el banco de baterías en un año.

$R_{batt,f}$: es la vida útil de la batería en estado de flotación [años].

ANEXO 4. REPORTE DE HOMER DE LA SIMULACIÓN PV-GLP/BIOGÁS

System Report - Jamundí_16_5kW

Sensitivity case

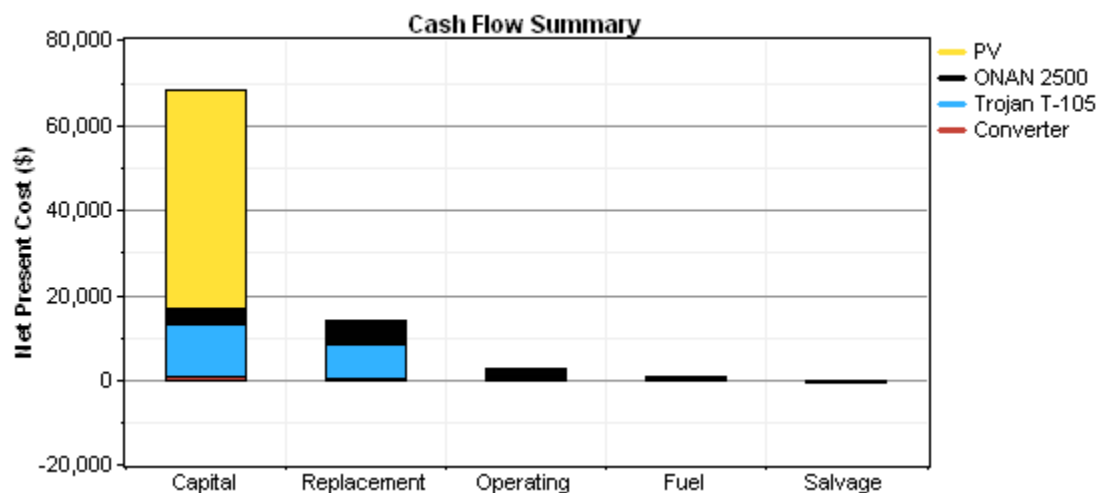
Biomass Data Scaled Average: 1 t/d
 Propane (NFPA 58 2004) Price: 0.6 \$/L
 PV Capital Cost Multiplier: 1
 PV Replacement Cost Multiplier: 1
 ONAN 2500 Minimum Fossil Fraction: 20 %

System architecture

PV Array	6.63 kW
ONAN 2500	2.5 Kw
Battery	48 Trojan T-105
Inverter	1.5 kW
Rectifier	1.5 kW
Dispatch strategy	Load Following

Cost summary

Total net present cost	\$ 84,327
Levelized cost of energy	\$ 1.053/kWh
Operating cost	\$ 1,228/yr

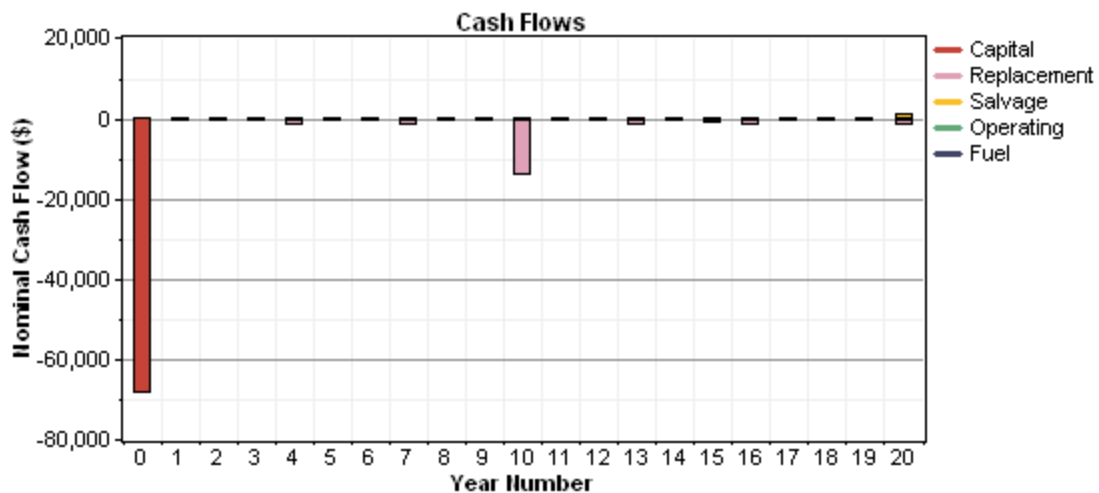


Net Present Costs

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	51,000	0	0	0	0	51,000
ONAN 2500	4,000	5,425	1,675	643	-426	11,317
Trojan T-105	12,357	8,150	532	0	0	21,039
Converter	650	265	199	0	-144	971
System	68,007	13,840	2,406	643	-570	84,327

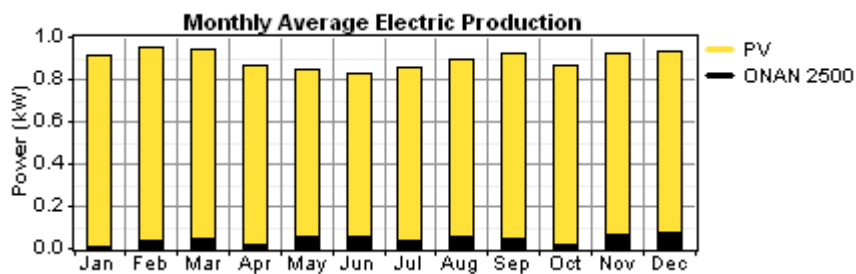
Annualized Costs

Component	Capital (\$/yr)	Replacement (\$/yr)	O&M (\$/yr)	Fuel (\$/yr)	Salvage (\$/yr)	Total (\$/yr)
PV	3,836	0	0	0	0	3,836
ONAN 2500	301	408	126	48	-32	851
Trojan T-105	929	613	40	0	0	1,583
Converter	49	20	15	0	-11	73
System	5,115	1,041	181	48	-43	6,343



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	7,465	95%
ONAN 2500	378	5%
Total	7,843	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	6,023	100%
Total	6,023	100%

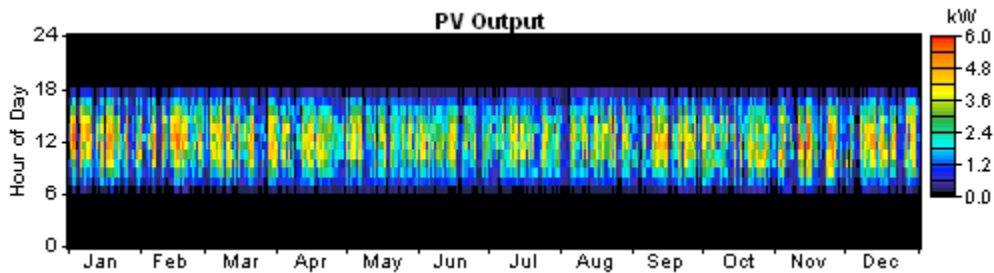
Quantity	Value	Units
Excess electricity	520	kWh/yr
Unmet load	0.00000653	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.990	

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	6.63	kW
Mean output	0.852	kW
Mean output	20.5	kWh/d
Capacity factor	12.9	%
Total production	7,465	kWh/yr

Quantity	Value	Units
----------	-------	-------

Minimum output	0.00	kW
Maximum output	5.78	kW
PV penetration	124	%
Hours of operation	4,380	hr/yr
Levelized cost	0.514	\$/kWh

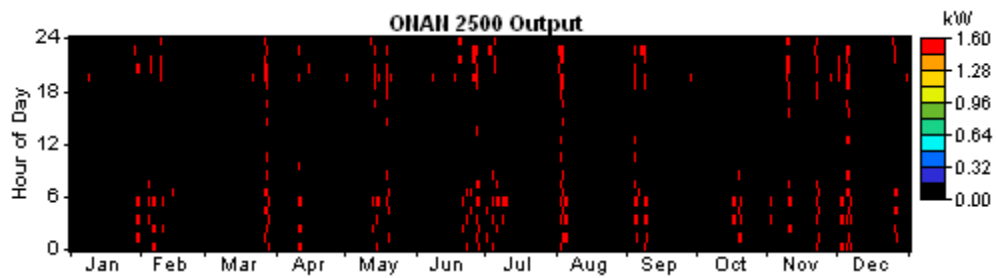


ONAN 2500

Quantity	Value	Units
Hours of operation	252	hr/yr
Number of starts	214	starts/yr
Operational life	3.17	yr
Capacity factor	1.73	%
Fixed generation cost	2.35	\$/hr
Marginal generation cost	0.0628	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	378	kWh/yr
Mean electrical output	1.50	kW
Min. electrical output	1.50	kW
Max. electrical output	1.50	kW

Quantity	Value	Units
Propane (NFPA 58 2004) consumption	80.6	L/yr
Bio. feedstock consump.	2.70	t/yr
Mean fossil fraction	0.200	
Fuel energy input	1,746	kWh/yr
Mean electrical efficiency	21.6	%

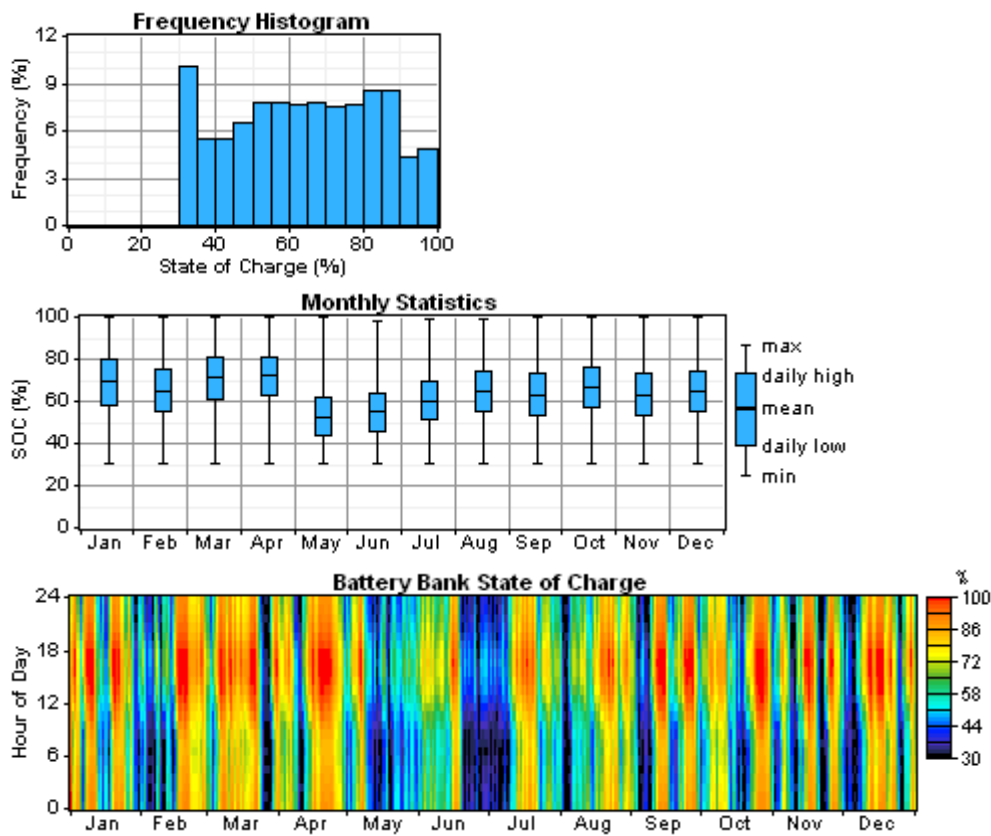


Battery

Quantity	Value
String size	2
Strings in parallel	24
Batteries	48
Bus voltage (V)	12

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	64.8	kWh
Usable nominal capacity	45.4	kWh
Autonomy	66.0	hr
Lifetime throughput	40,560	kWh
Battery wear cost	0.330	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

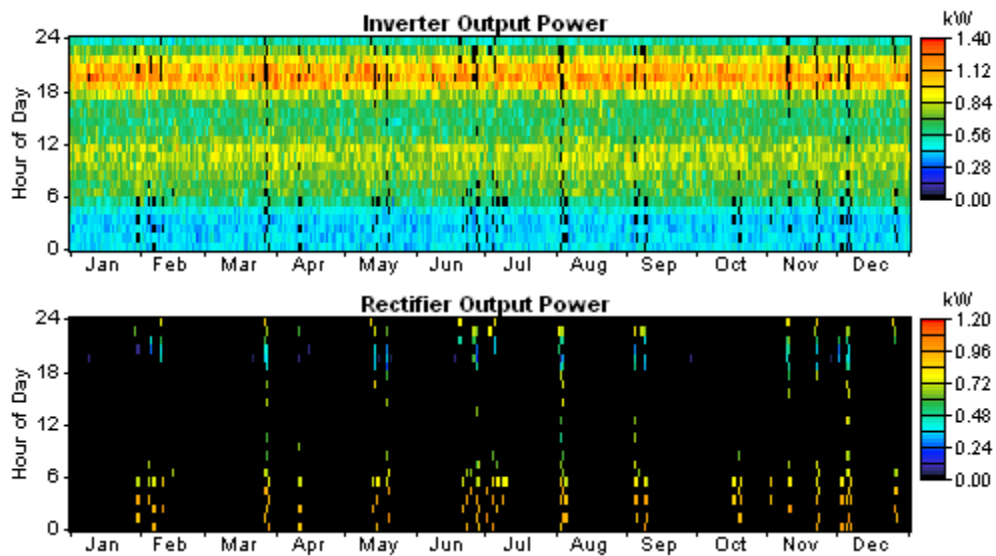
Quantity	Value	Units
Energy in	4,319	kWh/yr
Energy out	3,698	kWh/yr
Storage depletion	28.1	kWh/yr
Losses	593	kWh/yr
Annual throughput	4,011	kWh/yr
Expected life	10.0	yr



Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	1.50	1.50	kW
Mean output	0.67	0.02	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	1.36	1.00	kW
Capacity factor	44.5	1.3	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,508	252	hrs/yr
Energy in	6,492	199	kWh/yr
Energy out	5,843	169	kWh/yr
Losses	649	30	kWh/yr



Emissions

Pollutant	Emissions (kg / yr)
Carbon dioxide	464
Carbon monoxide	2.62
Unburned hydrocarbons	0.29
Particulate matter	0.197
Sulfur dioxide	0.262
Nitrogen oxides	23.4

ANEXO 5. FICHA DE TÉCNICA DE EQUIPOS

PANEL SOLAR

LIMITED WARRANTY

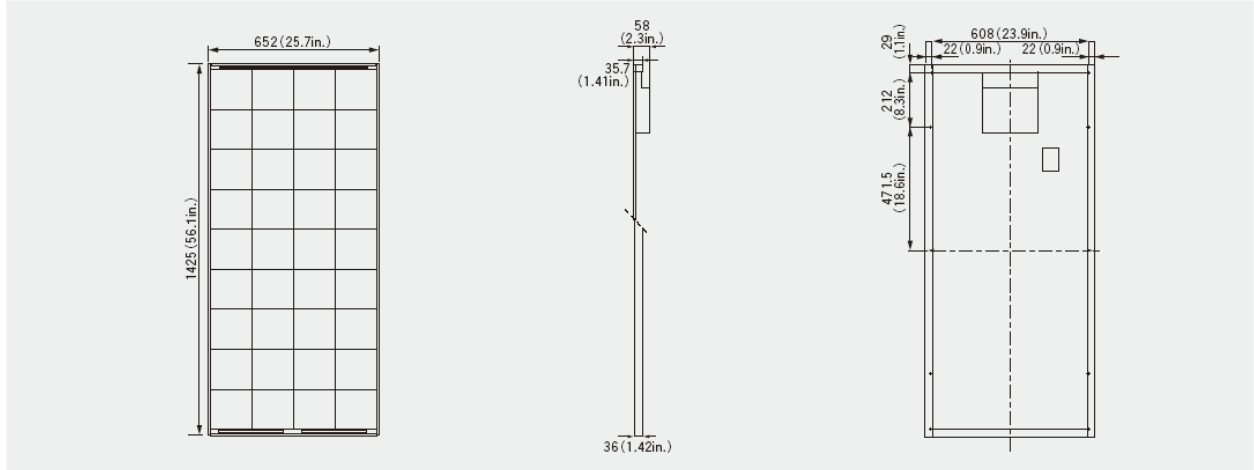
※1 year limited warranty on material and workmanship

※20 years limited warranty on power output: For detail, please refer to "category IV" in Warranty issued by Kyocera

(Long term output warranty shall warrant if PV Module(s) exhibits power output of less than 90% of the original minimum rated power specified at the time of sale within 10 years and less than 80% within 20 years after the date of sale to the Customer. The power output values shall be those measured under Kyocera's standard measurement conditions. Regarding the warranty conditions in detail, please refer to Warranty issued by Kyocera)

Physical Specifications

Unit : mm (in.)



Specifications

Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)

Maximum Power (Pmax)	130W (+10%/−5%)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	17.6V
Maximum Power Current (Impp)	7.39A
Open Circuit Voltage (Voc)	21.9V
Short Circuit Current (Isc)	8.02A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	−8.21×10 ^{−2} V/°C
Temperature Coefficient of Isc	3.18×10 ^{−3} A/°C

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, module temperature 25°C

Electrical Performance at 800W/m², NOCT, AM1.5

Maximum Power (Pmax)	92W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	15.5V
Maximum Power Current (Impp)	5.94A
Open Circuit Voltage (Voc)	19.9V
Short Circuit Current (Isc)	6.47A

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 47°C

Cells

Number per Module	36
-------------------	----

Module Characteristics

Length × Width × Depth	1425mm(56.1in)×652mm(25.7in)×58mm(2.3in)
Weight	11.9kg(26.8lbs.)

Junction Box Characteristics

Length × Width × Depth	170.8mm(6.7in)×191.8mm(7.5in)×51.5mm(2.0in)
IP Code	IP65

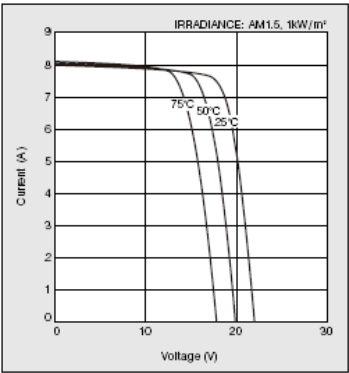
Reduction of Efficiency under Low Irradiance

Reduction	4.3%
-----------	------

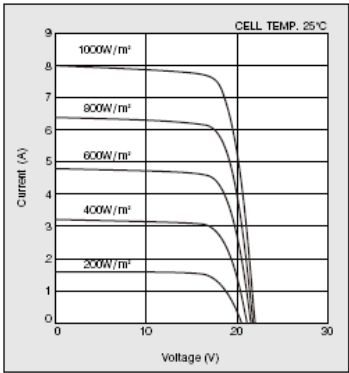
Reduction of efficiency from an irradiance of 1000W/m² to 200W/m² (module temperature 25°C)

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC130TM at various cell temperatures



Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC130TM at various irradiance levels



GENERADOR

RV generator set
Quiet Gasoline™ Series
RV QG 2800



Cummins **Onan**

Performance you rely on.™



Features and benefits

- Perfect for travel trailers, truck campers and folding camping trailers.
- Runs one air conditioner with power to spare.
- Lightweight, compact and easy to install.
- Easy maintenance with single-side service.
- Low fuel consumption.
- Gasoline or LP fueled.
- 3-year limited warranty.

Weight, size and sound level

Weight	107 lbs	(48 kg)
Length	19.6 in	(498 mm)
Width	16.7 in	(424 mm)
Height	12.3 in	(312 mm)
Sound	60 Hz	
	71dB(A)	(readings at 10 ft (3 m) half load)
	50 Hz	
	64 dB(A)	(readings at 10 ft (3 m) half load)

- Meets National Park Service sound level requirements (60 dB(A) @ 50 ft) for national park use.
- Typical installation will further reduce sound level.

Specifications

	Gasoline Models		LPG Models	
GENERATOR: 2-Pole Revolving Field, Self-Excited, 1-Phase, Electronically Regulated				
Frequency	60 Hertz	50 Hertz	60 Hertz	50 Hertz
Power	2800 watts	2500 watts	2500 watts	2000 watts
Voltage	120 volts	220 volts	120 volts	220 volts
Current	23.3 amps	11.4 amps	20.8 amps	9.1 amps
Speed	3600 rpm	3000 rpm	3600 rpm	3000 rpm
FUEL CONSUMPTION:				
No load	0.20 gph (0.7 l/h)	0.16 gph (0.6 l/h)	1.0 lbs/h (0.44 kg/h)	0.9 lbs/h (0.40 kg/h)
Half load	0.30 gph (1.1 l/h)	0.23 gph (0.9 l/h)	1.5 lbs/h (0.68 kg/h)	1.3 lbs/h (0.59 kg/h)
Full load	0.43 gph (1.6 l/h)	0.32 gph (1.2 l/h)	2.5 lbs/h (1.1 kg/h)	2.1 lbs/h (0.92 kg/h)
ENGINE: 1-Cylinder, 4-Stroke Cycle, Spark-Ignited, OHV, Air Cooled, Mechanically Governed				
Bore	2.64 in (67 mm)		2.64 in (67 mm)	
Stroke	2.2 in (56 mm)		2.2 in (56 mm)	
Displacement	12 in ³ (197 cc)		12 in ³ (197 cc)	
Compression Ratio	8.5 : 1		8.5 : 1	
Oil Capacity	1 quart (0.95 liter)		1 quart (0.95 liter)	
Intake Valve Lash (Cold)	0.002 in (0.05 mm)		0.002 in (0.05 mm)	
Exhaust Valve Lash (Cold)	0.002 in (0.05 mm)		0.002 in (0.05 mm)	
Spark Plug Gap	0.025 in (0.64 mm)		0.020 in (0.64 mm)	
Spark Plug Tightening Torque	13 lbs-ft (17 N-m)		13 lbs-ft (17 N-m)	
Ignition Timing (magneto type ignition)	25° BTDC, non-adjustable		25° BTDC, non-adjustable	
DC SYSTEM:				
Nominal Battery Voltage	12 volts		12 volts	
Min CCA Rating – SAE @ 32° F (0° C)	360/450 above/below 32° F (0° C)		360/450 above/below 32° F (0° C)	
Control Fuse	5 amp		5 amp	
INSTALLATION:				
Noise	71 dB(A)*	64 dB(A)*	71 dB(A)*	64 dB(A)*
Weight of Genset (with muffler)	111.6 lbs (50.6 kg)		111.6 lbs (50.6 kg)	
Weight of Genset (without muffler)	107.2 lbs (48.6 kg)		107.2 lbs (48.6 kg)	
Minimum Compartment Size (H x D x W)**	12.52 in x 18.20 in x 20.46 in (317.9 mm x 462.2 mm x 519.8 mm)		12.52 in x 18.20 in x 20.46 in (317.9 mm x 462.2 mm x 519.8 mm)	
Minimum Free Air Inlet Area	24 in ² (155 cm ²)		24 in ² (155 cm ²)	
Gasoline Fuel Connection	1/4 in Hose Barb		-	
Maximum Gasoline Fuel Pump Lift	3 ft (1 m)		-	
LPG Vapor Fuel Connection	-		1/4 in NPTF	
LPG Vapor Connection Pressure	-		9-13 in (228-330 mm) WC	
* In a typical RV installation at half load and distance of 10 ft (3 m).				
** See the Installation Manual for additional considerations when sizing the genset compartment.				