



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO
DIVISIÓN DE CIENCIAS E INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA MICRORRED
ELÉCTRICA**

TESIS
PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN MECATRÓNICA

PRESENTA
ING. CRISTIAN ANZURES MENDOZA

DIRECTOR
DR. VÍCTOR MANUEL SÁNCHEZ HUERTA
CO-DIRECTOR
DR. JOHNNY POSADA CONTRERAS

ASESORES
DR. GUILLERMO BECERRA NÚÑEZ
DR. GLISERIO ROMELI BARBOSA POOL
DR. FREDDY IGNACIO CHAN PUC



**UNIVERSIDAD DE
QUINTANA ROO**
**CONTROL ESCOLAR
TITULACIONES**



CONACYT
Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología



CHETUMAL QUINTANA ROO, MÉXICO, NOVIEMBRE DE 2018



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO
DIVISIÓN DE CIENCIAS E INGENIERÍA

**TRABAJO DE TESIS BAJO LA SUPERVISIÓN DEL COMITÉ
DEL PROGRAMA DE MAESTRÍA Y APROBADA COMO
REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE:**

MAESTRO EN MECATRÓNICA

COMITÉ DE TESIS

DIRECTOR:

DR. VÍCTOR MANUEL SÁNCHEZ HUERTA

CO-DIRECTOR:

DR. JOHNNY POSADA CONTRERAS

ASESOR:

DR. GUILLERMO BECERRA NÚÑEZ

ASESOR:

DR. GLISERIO ROMELI BARBOSA POOL

DR. FREDDY IGNACIO CHAN PUC



**UNIVERSIDAD DE
QUINTANA ROO**
**ASESOR:
CONTROL ESCOLAR
TITULACIONES**



A mí hija.

Sophía

Agradecimientos

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo con la beca durante mis dos años de estudio en la maestría con número de registro de becario CONACYT: 610916 y número de CVU CONACYT: 785175.

A la Universidad de Quintana Roo por recibirme y darme nuevamente la oportunidad de estudiar en esta valiosa casa de estudio, esta vez en la maestría.

Expreso mis más sinceros agradecimientos a los profesores que me apoyaron a lo largo de este tiempo en la maestría, por enseñarme el camino correcto para obtener los mejores resultados durante mis estudios. Principalmente a mi director de tesis al Dr. Víctor Manuel Sánchez Huerta, y a mi asesor el Dr. Guillermo Becerra Núñez por ser mis guías en el desarrollo de mi tesis. También, al Dr. Johnny Posada Contreras por recibirme en una pequeña estancia de investigación en la Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia.

A mi familia que siempre ha estado ahí para apoyarme, madre y padre, siempre contando con ellos.

A mi esposa Isabel y a mi querida hija Sophia por apoyarme y entenderme por el tiempo que no he pasado con ellas.

Índice	
RESUMEN	6
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	7
1.1 Antecedentes	10
1.2 Planteamiento del problema	16
1.3 Objetivo general	16
1.4 Objetivos específicos	17
1.5 Justificación	17
1.6 Alcances	18
CAPÍTULO 2. MICRORREDES	20
2.1 ¿Qué es una Micro-Red?	20
2.2 Tipos de Micro-Redes	21
2.2.1 Microrredes de CA	21
2.2.2 Microrredes de CC	21
2.2.3 Microrredes de altas frecuencias	22
2.3 Modos de operación de las Microrredes	22
2.3.1 Modo interconectado a la red	22
2.3.2 Modo aislado	23
2.4 Estructura de una Microrred y sus características	24
2.5 Unidades RED's	25
2.6 Cargas en una Microrredes	26
2.7 Control de los RED's	27
2.8 Administración de potencia y energía	28
2.9 Protecciones	29

CAPÍTULO 3. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, TARIFA Y FACTURACIÓN ELÉCTRICA.....	30
3.1 Capacidad instalada de generación eléctrica	31
3.2 Tarifa HM	34
3.3 Consumo eléctrico y facturación	38
3.4 Análisis del recurso renovable en la región.....	43
CAPÍTULO 4. MODELOS DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN	46
4.1 Generalidades.....	46
4.2 Modelo de un módulo solar	48
4.3 Modelo del generador eólico	49
4.4 Modelo de la Microturbina.....	50
CAPÍTULO 5. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LA MICRORRED	53
5.1 Simulación de la Microrred	53
5.2 Estrategia de dimensionamiento I.....	56
5.3 Implementación; estrategia I	60
5.4 Estrategia de dimensionamiento II	65
5.5 Estrategias de operación.....	68
5.5.1 Escenario uno: operación normal, Microrred interconectada a la red de CFE.....	69
5.5.2 Escenario dos: operación normal, Microrred interconectada y fallo de la red CFE.....	71
5.5.3 Escenario tres: operación en caso de huracanes	72
5.6 Análisis de los resultados.....	74
6. CONCLUSIONES	77
TRABAJOS FUTUROS	78

REFERENCIAS 79

ANEXO A 83

ANEXO B 85

PRODUCTO DE LA INVESTIGACIÓN 87

RESUMEN

Un sistema híbrido de generación de potencia eléctrica puede estar integrado por fuentes de generación de energía ya sea renovable o no renovable, sin embargo, siempre se busca que el sistema de generación sea de bajo impacto ambiental. Las Microrredes (MR's) están definidas como la integración de fuentes de generación distribuida (GD), cargas variables y sistemas de almacenamiento; operadas por un gestor de energía, quien realiza el control del flujo de potencia en la red. También, el gestor puede poner al sistema a funcionar en modo interconectado a la red o modo autónomo. El objetivo de este trabajo es realizar un análisis del consumo eléctrico en la Universidad de Quintana Roo campus Chetumal-Bahía (UQROO) y de validar la factibilidad de implementar una MR mediante fuentes de generación por un Sistema Fotovoltaico (SFV), un Generador Eólico (GE) y una Microturbina (MT) operando a gas natural. El análisis en la simulación del sistema consta de un estudio de los modelos matemáticos no dinámicos que simulen el flujo de potencia entre las fuentes que integran el sistema. También, el estudio está constituido por un análisis y simulación del consumo eléctrico y de la generación con base a los perfiles de irradiancia y de los del viento disponibles en la región. En el caso de la MT y con base en las características técnicas de un fabricante se considera una eficiencia del 30%, aunque para este estudio se propone que opere en cogeneración para generar agua fría, lo cual pudiera incrementar su eficiencia hasta el 80%. Por otra parte, el gestor de energía es diseñado por algoritmos de toma de decisiones bajo criterios de condiciones preestablecidas. El Gestor opera al sistema bajo tres escenarios de funcionamiento; operación normal interconectada a la red de suministro, falla de la red y por último ante la presencia de huracanes. Finalmente, se presentan los resultados bajo los criterios de diseño que determinan la potencia eléctrica para el sistema híbrido de la MR; siendo esta de 150 kW para la MT y 350 kW para el SFV.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

La demanda eléctrica está en constante incremento a nivel mundial. Como consecuencia, se tienen que construir nuevas plantas de generación de energía. Sin embargo, estas construcciones acarrearán desventajas como son: emisiones de gases contaminantes, baja eficiencia, altas pérdidas por transmisión, alto costo de construcción y de combustible, y reducción de la confiabilidad. Esta problemática lleva a que la investigación se enfoque en desarrollar nuevas tecnologías que solucionen este tipo de problemas, mediante la integración de fuentes de generación y almacenamiento lo más cercano a los consumidores. La generación tradicional por medios fósiles causa emisiones no deseadas para el medio ambiente, por lo que el objetivo de trabajos de investigación se está centrando en desarrollar tecnologías de generación de energía bajas en carbono para satisfacer las futuras demandas de energía. El calentamiento global y las condiciones climáticas cambiantes son los problemas alarmantes que deben abordarse, y una de las opciones es integrar la GD por MR's, para que de esta manera se genere electricidad con menos contaminación y bajas pérdidas de transmisión [1].

Un problema adicional en la generación de energía es el alto costo en la facturación de energía eléctrica del consumidor. Lo cual se convierte en una necesidad que debe ser resuelta en todos aquellos edificios que tengan un alto consumo. El uso de la energía en la industria y en los edificios en general se ha vuelto indispensable para llevar a cabo actividades comunes de la humanidad, como pueden ser climatización, iluminación, energización de equipos electrónicos y/o electromecánicos, y bombeo de agua, entre otros. Comúnmente la energía generada para suministrar esta demanda es obtenida por hidrocarburos y, en consecuencia, se generan problemas al medio ambiente por la liberación de gases contaminantes. En su mayoría, los contaminantes medidos en la atmósfera urbana provienen de fuentes fijas como la combustión [2] y entre los más abundantes en la atmósfera se encuentran el dióxido de carbono (CO₂), el dióxido de azufre (SO₂) así como óxidos de nitrógeno (NO_x). De esta forma, con la cogeneración de energía

in situ podrían lograr reducir la facturación por parte de la red de distribución de energía y contribuir con el cuidado del medio ambiente.

Es importante buscar alternativas para generar energía amigable con el medio ambiente. Esto se podría lograr mediante la inserción de fuentes de energía como pueden ser un SFV, un GE, generación de energía hidroeléctrica, o también una MT. A raíz de esto, el concepto de Microrred ha surgido dentro de las investigaciones sobre sistemas híbridos de generación. El cual está definido como la integración de diferentes fuentes (como las anteriores), un conjunto de cargas y, en algunos casos un sistema de almacenamiento de energía; todo ellos operados por un gestor de energía. Otra definición de ella es la que se ofrece en [3], la cual indica que son subsistemas autónomos, en los que se tienen unidades de generación, unidades de almacenamiento de energía y unidades de consumo. El almacenamiento de la energía puede llevarse a cabo en baterías o hidrógeno, obtenido este último con un electrolizador para posteriormente generar energía eléctrica por medio de una celda de combustible. Una MR se promueve como un sistema de energía económico y eficiente en el que diferentes fuentes renovables y sistemas de almacenamiento están interconectados para satisfacer la demanda de potencia de una carga en cualquier momento [4]. Las MR son una solución adecuada, confiable y limpia para integrar la GD en la red eléctrica [5].

La GD ha ido creciendo en los últimos años debido a diferentes ventajas que proporciona. Principalmente, que se basa en recursos renovables reduciendo de esta forma el impacto ambiental y permite aprovechar las fuentes de energía a nivel local. Por otro lado, es un desafío integrar las fuentes de energía renovables directamente en la red eléctrica debido a su intermitencia, aleatoriedad y la incertidumbre causada por los factores meteorológicos [5]. La contribución eléctrica de cada fuente renovable depende de la variación de sus recursos y la demanda de potencia de carga cambia periódicamente, es posible que la MR no pueda generar suficiente electricidad en algún momento [4], sin embargo, existen otras fuentes que pueden ser operadas en el momento que se requiera generar esa energía para

suplir la demanda; fuentes como la generación por una MT [6] o un generador diésel [7]–[9].

Las MR's pueden ser clasificadas de acuerdo con la forma en que operan. Existen dos posibles modos de operación: 1) en modo síncrono con la red de distribución de la empresa eléctrica (compañía de energía eléctrica), o 2) en modo autónomo (aislada de la red) [3]. Es muy común encontrar en la literatura el uso fuentes principales de suministro a la energía solar FV y eólica. Por lo tanto, especialmente en modo aislada, se necesita una fuente controlable adicional como puede ser un generador diésel u otro que pueda ser despachable cuando se requiera [4].

Los sistemas eléctricos de potencia son extensos y complejos para llevar a cabo su administración. La administración de la energía en una MR es llevada a cabo por un gestor o administrador de energía. Este elemento de trascendental importante, dado que lleva a cabo la tarea de operar y optimizar el flujo de potencia. Se han desarrollado estudios para la administración de la energía, con la finalidad de optimizar el flujo de energía entre las fuentes, la carga y la red de distribución, de tal forma de minimizar los costos de la electricidad; sin embargo, hay un punto importante de estudio como es la optimización del intercambio de energía entre la MR y la red de distribución [3].

Alrededor del mundo se realizan investigaciones sobre la posibilidad de establecer sistemas de generación híbridos. Ejemplos de ellos se tiene como el de NEO Olvio of Xanthi, Grecia, el cual consiste en un sistema de potencia basado con un SFV y un GE, que almacena la energía excedente en forma de hidrógeno mediante electrólisis para un uso futuro mediante una celda de combustible tipo PEM [10]. En Salamanca, Gto, donde se analiza el consumo energético de una empresa, la cual opera en la tarifa eléctrica H-SL emplean una MR para reducir el consumo eléctrico y esta dimensionada para cubrir el consumo energético diario de la empresa en el horario punta, y el objetivo del control operativo se enfoca en determinar la operación óptima que permita obtener el mayor beneficio económico al término del periodo de vida útil de ella [11].

En México, en la UQROO en los últimos años ha incrementado su infraestructura y con ello su consumo energético. En consecuencia, ha elevado su facturación del consumo eléctrico con la red de distribución, la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Hasta el momento la universidad cuenta con un SFV interconectado a la red y un GE con almacenamiento de energía en baterías, pero ambos funcionan de manera demostrativa y solamente para cargas pequeñas de iluminación, debido a que son de pequeña potencia eléctrica.

En este trabajo de investigación se propone realizar un estudio para validar la factibilidad de la implementación de una MR interconectada a la red en la UQROO, mediante fuentes de generación por el aprovechamiento del recurso solar, eólica y una MT a gas natural. De tal forma, que en este proyecto se plantean estrategias de operación de las fuentes que la integran con el objetivo de obtener un ahorro monetario en la facturación, estableciendo una configuración adecuada de la MR.

1.1 Antecedentes

El uso de energías renovables debe ser una prioridad en las presentes generaciones debido a los cambios climáticos que se están viviendo hoy en día. En una red eléctrica tradicional, la generación de energía se realiza en diferentes puntos de la red, posteriormente se transmite a la red eléctrica y luego se distribuye a las instalaciones del consumidor. La red tradicional implica una gran inversión, fiabilidad limitada, mayores emisiones de gases de efecto invernadero y mayores pérdidas en la línea de transmisión [12]. En consecuencia, a este problema se ha optado por la GD. La cual consiste en instalar Micro-Fuentes renovables y otras con baja emisión de gases contaminantes cercanas al cliente, según sus requerimientos y proporcionando un control para la red. Como una solución integral, los investigadores mediante estudios sugieren que las MR's proporcionarán un suministro confiable, de calidad y eficiente a sus clientes. La integración de SFV, GE's, y otras fuentes de energía en conjunto con un Micro-Generador ayudan a reducir la facturación del consumo de energía eléctrica convencional. En el mundo se han desarrollado estudios e implementaciones de fuentes de generación híbridas

para aplicaciones remotas o interconectadas a la red. Las MR's han sido investigadas por más de una década y reconocidas por su multitud de beneficios para mejorar la confiabilidad de la energía, en seguridad, en sostenibilidad y disminuir los costos para el consumidor, aunque todavía no han alcanzado un rápido crecimiento comercial [13]. El uso de fuentes renovables o no convencionales ayudan con la reducción de los costos de operación al disminuir el consumo de energía convencional y al suprimir las emisiones y bajo ruido [14]. Por ejemplo en [15] se determina el costo por la generación de carbono, como consecuencia del consumo de energía tomada de la red de distribución. Por lo tanto, es importante estudiar las posibles barreras comunes y los factores finales de éxito para la implementación de una MR en el mundo real.

A pesar de las ventajas que brinda la implementación de una MR aún se tiene casos de estudios por desarrollar, un ejemplo puede ser la programación del dimensionamiento adecuado, el punto de operación bajo la respuesta de la demanda que brinde un bajo costo y la estrategia de control sobre los posibles escenarios de operación en la red. En [16], consideran sólo los recursos energéticos renovables no dissociables (energía eólica y solar) para suministrar la energía requerida, esto debido a la deficiencia o falta de disponibilidad de recursos de energía despachables. Por otro lado, en la investigación realizada en [14], este analiza tres casos de estudio en una MR 1) utilizando solamente un generador diésel; 2) un sistema generador diésel-baterías; y 3) un SFV con un generador diésel-baterías usando un periodo de tiempo de un año. Para estos casos de estudio utiliza MATLAB-Simulink que es un programa de simulación utilizado para modelar y administrar sistemas de control de sistemas de generación de energía. En la parte ambiental del modelo, [14] calcula el CO₂, materia particulada (PM por sus siglas en inglés *particulate matter*), y NO_x emitidos a la atmósfera. Con base en esos resultados, obtiene la energía recuperada, el tiempo de recuperación del sistema FV, y monto ahorrado por el CO₂, NO_x y el PM.

Adicionalmente, en algunas otras investigaciones se han desarrollado modelos de control para la optimización de la energía, mediante simulaciones,

como, por ejemplo en [17], quien presenta una nueva configuración modificada para el SFV aislado para electrificar una carga doméstica de un área remota y desarrolla una estrategia de modelado, simulación y control operacional para el sistema de una MR. El objetivo del control es optimizar el flujo de energía dentro del sistema, de tal manera que la energía suministrada a la carga debe ser suplida independientemente de las variaciones en la insolación. Además, este sistema tiene como objetivo proteger la batería contra sobrecarga o descarga excesiva, y proteger el sistema global contra el exceso o déficit impredecible de la energía disponible. En el estudio [18], se centran de igual manera en la óptima operación de los sistemas FV y eólico, con almacenamiento de híbrido en hidrógeno lo que le permite gestionar el balance de energía para diferentes escalas de tiempo.

Es importante las estrategias de administración en las MR's para obtener un uso óptimo de ella. En [10] se evalúan las estrategias para cumplir con los requisitos de carga de potencia a través de la utilización efectiva del electrolizador y la pila de combustible bajo generación de energía variable solar y eólica. La evaluación de las estrategias se ha realizado mediante experimentos simulados con condiciones anticipadas durante un período de tiempo de cuatro meses típico para la región de instalación. Los factores clave de decisión para el administrador son el nivel de la potencia proporcionada por las fuentes y el estado de carga (SOC por sus siglas en ingles *state of charge*) del acumulador. Por lo tanto, las políticas de operación para la producción de hidrógeno a través de la electrolisis del agua y el consumo de hidrógeno en la celda de combustible dependen del exceso o la escasez de energía de las fuentes y del nivel de SOC. Una estrategia aplicada en [16] para la optimización efectiva del tamaño de los componentes, así como la reducción de costos relevantes, se implementa al reducir o eliminar la falta de coincidencia entre los perfiles de generación y consumo por el cambio de horario y el cronograma de cargas despachables. Asimismo, en otro caso de estudio se desarrolló un modelo de optimización dinámico para la administración de la energía en la red, el cual considera la dinámica de carga y descarga del elemento de almacenamiento, los precios de la energía y la previsión de la energía eólica, la compra y venta de precios y la demanda de energía, de tal manera que se pueda lograr un uso eficiente de la

energía generada en la MR [6]. En los estudios de factibilidad se han desarrollado modelos para obtener los costos de la energía adquirida de la red y de la MR, con el objetivo de calcular los montos de beneficio al generar más energía que la consumida o tomada de la red de distribución [15]. Otros autores han utilizado un algoritmo evolutivo de optimización con la finalidad de maximizar el beneficio de la venta de energía eléctrica [3] y/o un diseño de control predictivo basado en modelo (MPC por sus siglas en inglés, *Model Predictive Control*) para casos en los que se incluyan diversas fuentes, como energía solar y eólica, y almacenamiento híbrido con hidrógeno [18].

Se han desarrollado sistemas con el Multi-Agente (MAS por sus siglas en inglés *multi-agent system*) para la gestión de cortes de red en la administración de energía de una MR [19]–[22]. Para ello se considera una MR que consta de dos sistemas, cada uno de los cuales contiene un SFV, un sistema eólico, un consumidor local y una batería. Inicialmente se observa y se registra los patrones de carga, la energía solar y eólica generada en las dos unidades. La simulación del modelo se lleva a cabo en el entorno de desarrollo de agentes de Java para el modelo dinámico que tiene en cuenta la naturaleza intermitente de la energía solar, la aleatoriedad de la carga; precios dinámicos de la red y la discrepancia de las cargas críticas y elegir la mejor solución posible para la gestión de interrupciones de la red en la MR [23]. De esta forma, se mejora la eficiencia operativa, maximizando la generación de potencia y minimizando el costo de operación, y así se conduce al mejor uso de los recursos monetarios y ambientales. En una MR es necesario mantener el equilibrio entre la demanda de carga y la energía de las fuentes renovables disponible instantáneamente. Por lo tanto, si el requisito de potencia de carga es mayor que los recursos de energía renovable, la energía almacenada en baterías o un generador de gas o diésel se puede utilizar hasta que esté disponible y la potencia restante normalmente se recibe de la red. Cuando ocurre una falla en la red, se abre el punto del interruptor de acoplamiento común y la red se desconecta de la MR.

Existen los sistemas descentralizados para la generación de energía con una topología autónoma de la MR de poligeneración. El sistema descentralizado de gestión de energía ofrece la posibilidad de controlar cada unidad de la MR de forma independiente. La ventaja más importante de usar una arquitectura descentralizada es que al ser administrada de tal forma que operarla parcialmente en casos en los que se producen disfunciones en diferentes partes de esta, en lugar de una interrupción completa del sistema. Este tipo de arquitectura implementa un diseño con base a un sistema multi-agente y empleó Mapas cognitivos difusos (FCM por sus siglas en inglés *Fuzzy Cognitive Maps*) para su implementación [20].

Otro punto importante de las MR's, es la integración de las tecnologías de comunicación y adquisición de datos para tener el monitoreo en general de ellas. Existen estudios que tiene por objeto identificar tecnologías de comunicación para aplicarlas en futuras investigaciones sobre el sistema inteligente de distribución. Para desarrollar una red de distribución inteligente se deben de incorporar tecnología de comunicación en ellas. La infraestructura de red inteligente cubre lo siguiente; la gestión, la protección, los sistemas de información y comunicación, la eficiencia energética, las emisiones, la calidad de la energía y la seguridad del suministro [24], [25].

En las instalaciones de la UQROO se han llevado estudios del análisis del consumo eléctrico, como por ejemplo Set en [26] desarrolla un programa de planeación energética para la universidad. Este proyecto es realizado mediante dos actividades; la primera llamada diagnosis, la cual consiste en un diagnóstico de primer nivel y otro de tercer nivel, y la segunda actividad prognosis en el que se propone un programa de ahorro de energía. Dentro del marco de la diagnosis en la actividad del primer nivel se realiza un análisis de la facturación eléctrica histórica de la CFE, un inventario de cargas de los distintos edificios, un recorrido por las instalaciones y un monitoreo con el analizador de energía Fluke-435, encuestas y algunas entrevistas. Como complemento, en la prognosis se proponen los objetivos, estrategias, instrumentación del programa de planeación y la propuesta para el ahorro de energía. De igual forma, recientemente se llevó a cabo un estudio técnico

de la facturación eléctrica por parte del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) en la UQROO [27]. En este trabajo se realizó un análisis de la facturación para los distintos tipos de edificios con los que cuenta la universidad. Sin embargo, solamente en el edificio del Boulevard y la división de ciencias de la salud se ejecutó un estudio de la calidad de la energía. Con base en los resultados obtenidos, se propuso la implementación de un SFV para disminuir el costo de la facturación. Las magnitudes de estos fueron diferentes para las distintas unidades, debido a que cada una de ellas es de diferente potencia de demanda. El objetivo de estas propuestas es disminuir el monto facturable por parte de la CFE.

En la UQROO se cuenta con dos sistemas de energía renovables. El primero es un sistema FV de 2.5 kW interconectado a la red, fue puesto en operación bajo el proyecto de investigación “Diseño y puesta en operación del sistema FV interconectado a la red de 2.5 kW de la UQROO “ con registro en el rubro Apoyo a proyectos internos de investigación de la División de ciencias e ingeniería bajo el proyecto UQROO/DCI/PI/03/15 [28], [29]. Este sistema se inició principalmente como parte de la inserción de la universidad a las energías renovables. Dado el tamaño que tiene el sistema, su aplicación es simplemente demostrativa y para pequeñas cargas de iluminación. El segundo proyecto es un aerogenerador de 300 W para fines demostrativos de la generación de energía eólica. De esta manera, en este estudio se propone realizar un análisis del consumo de energía en la universidad y diseñar una MR con fuentes FV, eólica y una MT a gas natural, que permita disminuir el monto de la tarifa eléctrica.

Lo que se propone llevar a cabo en este estudio son estrategias como la del autor [23] quien fija una estrategia para la operación más adecuada de una MR interconectada a la red, mediante dos sistemas (Sistema 1 y Sistema 2), ambos con su respectiva carga, su sistema solar FV, un sistema de almacenamiento en baterías y un sistema eólico. Teniendo una potencia de carga en el sistema 1, se compara con la potencia solar in situ para satisfacerla, en dado caso que se tenga disponible, entonces la carga recibe la potencia por parte del sistema FV y en caso de excedentes se manda a cargar las baterías y/o a la red eléctrica. Si la potencia

requerida no es suficiente, se suministra con la potencia del GE. Si en el sistema la potencia aún no es abastecida, se verifica con la potencia solar y GE del otro sistema, si aun así no se ha abastecido la potencia requerida, se obtiene la energía de las baterías de ambos sistemas. La potencia final requerida se obtiene mediante la red o un generador diésel, dependiendo el costo de generación en ese momento.

1.2 Planteamiento del problema

Dada la problemática que tiene la universidad con los aumentos de facturación en su recibo de consumo eléctrico y con la finalidad de tener una universidad sustentable, en este trabajo de tesis se propone emplear una MR integrada por un SFV, un GE y una MT interconectada a la red. De esta manera, se busca generar una parte de la energía que se consume en la universidad y disminuir la huella de carbono, así como el costo elevado de facturación. De tal manera se inicia la integración de la institución en el marco del uso de energías renovables amigable con el medio ambiente y contribuye con el desarrollo de económico del estado y del país.

En esta tesis se propone realizar un análisis de la factibilidad para implementar un sistema híbrido de generación de energía renovable mediante la integración de una MR con fuentes de bajo impacto ambiental. En tal estudio se realizarán simulaciones de los distintos tipos de generación de energía y evaluarán la factibilidad de los resultados mediante el desarrollo de un administrador de energía. Con este trabajo se pretende obtener una propuesta para implementar un sistema de generación en la universidad, sustentable y que permita reducir los costos del consumo de energía que se facturan. Además, este es un proyecto que apoyará el desarrollo de aplicaciones de energías renovables y amigable con el medio ambiente en el estado.

1.3 Objetivo general

Analizar la factibilidad de implementar una MR en la UQROO como un sistema de bajo impacto ambiental, sustentable. Llevando a cabo un estudio sobre la situación de la GD, sistemas híbridos, y MR's a nivel mundial y en particular en el país. De tal manera que se realice simulaciones con modelos de las fuentes de

generación; Solar, eólica y de la MT. Llevando a cabo simulaciones de modelos matemáticos y desarrollando un gestor de energía que opere la MR para diferentes escenarios de operación. Con la finalidad principal de integrar a la universidad en proyectos de energías renovables y de igual manera reducir los montos excesivos que presenta en su facturación ante la CFE.

1.4 Objetivos específicos

- Realizar un estudio de los conceptos básicos, principios de operación y utilización de las MR's, mediante una búsqueda en el estado del arte de acuerdo con los avances que se han desarrollado a nivel mundial.
- Estudiar el comportamiento de la demanda de energía por edificios, mediante un monitoreo con un equipo analizador de la calidad de la energía.
- Dimensionar las fuentes de generación de la MR mediante modelos de simulación para analizar el comportamiento del sistema.
- Desarrollar un gestor de energía en simulación para la operación de la MR y la interacción entre la carga y la CFE.
- Estudiar la respuesta de la MR para diferentes escenarios de operación con el objetivo de conocer el comportamiento del sistema.

1.5 Justificación

En este proyecto se propone desarrollar una MR para la universidad con la finalidad de hacerla sustentable, así como reducir su facturación, mediante la cogeneración de energía por fuentes renovables. Como resultado, en el marco de este proyecto se circunscribe esta tesis con la cual se proponer un análisis económico que beneficia a la reducción de su facturación eléctrica. Este proyecto de tesis desarrollará un estudio de factibilidad para implementar una MR en la UQROO. Para ello se analizará el tipo de tarifa que le aplica la CFE y con base a ello se deducirá cual es el porcentaje de energía facturada que es factible reducir mediante la GD. En la simulación se diseñará un modelo de flujo de potencia de la MR para evaluar la operación óptima de las fuentes y control mediante un administrador de energía. De esta manera, este proyecto de tesis propone un análisis para reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmosfera y reducir

los costos de facturación en la UQROO. De igual forma, con este proyecto se contempla promover la implementación de las energías renovables en el estado de Quintana Roo y en general en el país, donde su uso es escaso o no se ha implementado a gran escala.

Este tipo de proyectos de MR's requieren una inversión monetaria importante, lo cual hace que su aplicación sea un trámite muy riguroso ante la solicitud de una inversión de esta índole, de quienes depende la aplicación de este tipo de proyectos. Sin embargo, los resultados se pueden visualizar desde su ejecución dado que se reducirán los montos de facturación y se recuperarán los gastos de inversión. Con el paso de los años se irá recuperando la inversión realizada, se estima que se encuentre entre 12 a 15 años el tiempo de recuperación total. A partir de ahí solamente se deben cubrir los costos de mantenimiento para obtener una vida útil prolongada de los equipos.

En el estado de Quintana Roo no se ha desarrollado en gran magnitud la implementación de sistemas renovables. Partiendo de esto y del problema de los montos excesivos que factura la UQROO se tiene el interés de implementar este tipo de proyectos para contribuir con el desarrollo económico del estado y desarrollo de tecnología. La universidad cuenta con una licenciatura en Ingeniería en Sistema de Energía y una Maestría en Mecatrónica con un perfil de energías renovables, por lo cual, la ejecución de este proyecto aportará beneficios a estos programas de estudios dándole más apertura a estudiantes que estén interesados en estos temas.

Además, se cuenta con profesores-investigadores trabajando en proyectos sustentables; donde el aporte de esta tesis puede resultarles útil para futuros trabajos de investigación a ellos o a próximos estudiantes.

1.6 Alcances

Dado que este proyecto tiene como objetivo realizar un análisis de factibilidad para llevar a cabo una propuesta de la implementación de una MR en la UQROO, es necesario aclarar que la validez de esta propuesta no se llevará a cabo durante el desarrollo de la tesis, debido a que todavía no existe el financiamiento para la puesta en operación de ella. Este estudio estará limitado a la UQROO campus

Chetumal bahía. Sin embargo, el diseño del sistema en simulación podrá ser aplicado para cualquier otro edificio con tarifa horaria de media tensión (HM). El análisis de las cargas en los edificios estará basado en la información de trabajos previos que se han realizado, y que fueron actualizados. Existe un estudio recientemente realizado por el FIDE [27], en donde se analiza el comportamiento del consumo eléctrico por parte de la universidad, del cual se tomará información para realizar el estudio económico de la tarifa aplicada por le CFE. Por otro lado, los datos recaudados con el equipo de calidad de la energía se midieron en un periodo de una semana, que representa una jornada laboral típica. Estos datos recabados se tomarán como el consumo promedio para los edificios respectivos.

CAPÍTULO 2. MICRORREDES

Las MR's es un sistema conformado por fuentes de generación, almacenamiento y cargas; operadas por un sistema de control encargado del correcto funcionamiento. Las MR's pueden ser de tipo autónomas o interconectada a la red. También, pueden tener fuentes renovables y no renovables, como puede ser: sistemas FV, sistemas eólicos y, generadores de gas o diésel. En este capítulo se menciona la estructura básica de una MR, así como sus características y su principio de operación.

2.1 ¿Qué es una Micro-Red?

Las MR's son sistemas integrados en donde los recursos de energía distribuida (RED) crean una red que alimenta una cierta carga variable distribuida [5]. Tanto las fuentes como las cargas distribuidas constituyen con el cuerpo principal de una MR. Las fuentes de generación abastecen a la demanda y operan según y operan bajo el combustible que se le suministre, sin embargo, existen algunas tecnologías de generación, que producen calor como residuo; por ejemplo, en el caso de las turbinas de gas, en su salida puede emplearse para calentamiento de agua lo cual aumenta la eficiencia del conjunto [22], a esto se le conoce como cogeneración.

Las MR's son más que solo generación de respaldo. Las unidades de generación de respaldo han existido durante bastante tiempo para proporcionar un suministro temporal de electricidad a las cargas locales cuando se interrumpe el suministro de electricidad de la red eléctrica principal. Las MR's, sin embargo, brindan una gama más amplia de beneficios y son significativamente más flexibles. Ofrecen beneficios significativos para los clientes y la red de servicios en su conjunto: mayor confiabilidad, mayor calidad de energía mediante la gestión de cargas locales; reducción de las emisiones de carbono mediante la diversificación de las fuentes de energía; operación económica al reducir los costos de transmisión

y distribución, utilización de RED menos costosas; y en algunos casos ofrecer eficiencia energética respondiendo a los precios de mercado en tiempo real [30].

2.2 Tipos de Micro-Redes

En una MR las fuentes de generación pueden operar en corriente directa (CD) o en corriente alterna (CA), dependiente el tipo de fuente que se esté usando. También se existen otras de altas frecuencias, no tan comunes. Algunas de las fuentes de GD producen energía en corriente continua, sin embargo, la mayoría de las cargas en la red operan en corriente alterna.

2.2.1 Microrredes de CA

La mayoría de las cargas eléctricas que se operan son de corriente alterna. Esto debido a que la generación comercial sea mediante distribución de CA, lo cual tiene beneficios como la capacidad de transportarse a largas distancias sin pérdidas por conducción y la transformación a diferentes niveles de voltaje para su facilidad de utilización. Estas características le dan a la red de CA la superioridad. Hoy en día, los investigadores se han centrado en sistemas de distribución basados en energías renovables y varias comunidades lo han implementado; Además, se ha llevado a cabo diversos estudios durante la última década sobre la viabilidad operativa [31].

2.2.2 Microrredes de CC

Los sistemas de distribución en CC operan bajo un esquema de generación, almacenamiento y suministro en CC evitando la inversión de la corriente. Las MR's son generalmente redes de corriente alterna, sin embargo, también las hay en CC, y requieren de dispositivos adicionales. Los recursos de energía distribuidos están conectados en un bus común, sin embargo, antes que la demanda de CC provenga de las fuentes, se requiere una conversión para realizar la alimentación en CA, mediante el uso de un inversor electrónico de potencia. En una MR de CC, las fuentes de generación, las cargas y el sistema de almacenamiento están conectados en un bus de CC. Por otro lado, también en un sistema interconectado a la red, habrá un punto en que se tenga que interconectar a través del punto común de acoplamiento. Esto ha llevado a considerar una MR mixta de CA/CC.

2.2.3 Microrredes de altas frecuencias

El uso de corriente de alta frecuencia en una MR es un concepto novedoso que aún se encuentra en fase de desarrollo. En una red de este tipo, las fuentes de GD están acoplados a un bus común. Los dispositivos electrónicos de potencia convierten la frecuencia de la electricidad generada en 500/1000 Hz de corriente alterna y la transmiten al lado de la carga, donde se convierte nuevamente a 50/60 Hz de corriente alterna mediante un convertidor CA/CA. La carga está conectada a la línea de distribución, lo que puede asegurar una interacción efectiva entre la MR y la red de distribución [31].

2.3 Modos de operación de las Microrredes

Una MR puede operar en dos modos de operación: cuando se tiene un sistema interconectado a la red y cuando se tiene un sistema aislado o autónomo de la red.

2.3.1 Modo interconectado a la red

En la Figura 2.1 se muestra el esquema de una MR en modo interconectada a la red. La MR comprende una parte de un sistema de distribución de energía eléctrica que está situado a bajo de la subestación de distribución, e incluye una variedad de unidades RED y diferentes tipos de usuarios de consumo de energía.

Durante el modo conectado a la red, la MR recibe energía de ambos lados, de la red eléctrica y de las fuentes de generación [12].

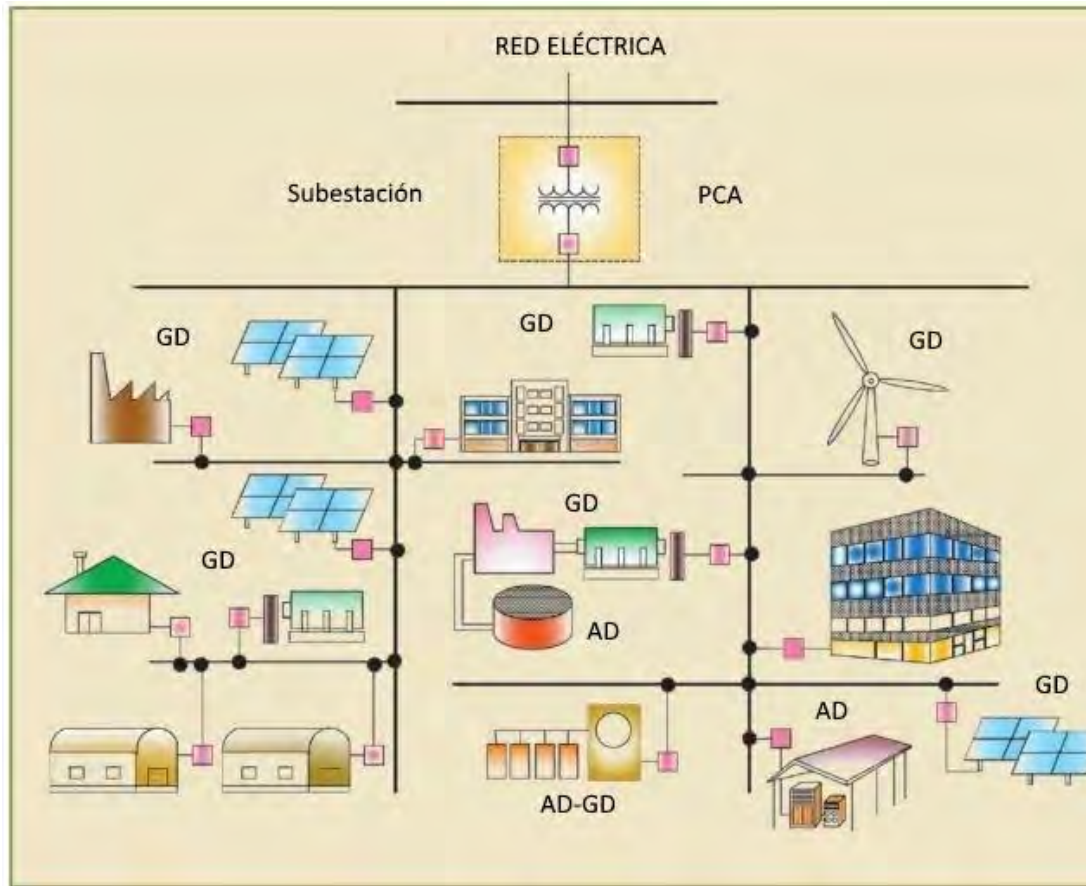


Figura 2.1. Esquema de una MR interconectada a la red [32].

2.3.2 Modo aislado

La Figura (2.1) es un esquema de una MR operando en modo interconectada a la red de distribución a través del transformador de la subestación. Sin embargo, también se podría dar el caso que proporcionara suficiente capacidad de generación, controles y estrategias de administración para suministrar al menos una porción de la carga después de haber sido desconectada del sistema de distribución en el punto común de acoplamiento (PCA) y así operar en un modo autónoma (aislado). La práctica actual de la utilidad de la energía a menudo no permite el aislamiento accidental y la resincronización automática de una MR, principalmente debido a las preocupaciones de seguridad humana y de equipo. Sin embargo, la gran cantidad de penetración de las unidades RED requiere potencialmente provisiones tanto para los modos de operación autónoma como conectados a la red

y la transición suave entre los dos (es decir, transitorios de aislado y sincronización) para permitir la mejor utilización de los recursos de la MR. Durante el modo aislado, la eliminación de carga/generación se lleva a cabo para mantener el equilibrio de potencia [12].

2.4 Estructura de una Microrred y sus características

Las unidades RED en una MR incluyen unidades de GD y almacenamiento distribuido (AD) con diferentes capacidades y características. En el sistema se tiene un punto de conexión eléctrica al sistema de alimentación principal, en el bus de baja tensión del transformador de la subestación, conocido como el PCA [32].

Los REDs pueden ser clasificados en dos grupos:

- Generadores distribuidos. Una MR incluye diferentes tipos de GDs que pueden estar basados en fuentes renovables o no renovables. Esta característica permite adecuadamente explotar los recursos disponibles en cada región. Fuentes renovables como es el viento, solar, gasificación de gas, sistemas pequeños de bombeo, energía del océano y fuentes fototérmicas. También están las fuentes no renovables como; generadores con motores recíprocos de gas o diésel, turbinas de diésel o gas, microturbinas de biogás, de propano o gas natural y celdas de combustible de etanol, de H₂, de N₂, gas natural, PEM o, de DC ácido fosfórico o de propano, las cuales pueden ser operadas para obtener eficiencias en el rango de los 80 a 90%.
- Almacenamiento distribuido. El uso de ADs mejora la estabilidad, la calidad de la energía, la fiabilidad del suministro y el rendimiento general de una MR. Dentro de las principales ADs se tiene almacenamiento mediante energía térmica, bombeo hidráulico, aire comprimido, baterías de plomo-ácido, baterías de níquel cadmio y almacenamiento de energía magnética por superconductor, con eficiencias desde los 30 hasta 98%.

Los GDs y los ADs son los elementos más importantes, pero también se tiene otros que integran la red indispensables para la operación [5].

En el PCA las MR's pueden operar conectados o desconectados de la red de distribución. El punto PCA es la compuerta entre ambas redes. Esta conexión se puede realizar a través de conmutadores y convertidores de potencia.

- Distribución. Los principales elementos (GDs y ADs) se encuentran interconectados mediante líneas de distribución. Pudiendo ser mediante líneas AC o DC.
- Protecciones. Las protecciones sirven para la conexión y desconexión de la MR con la red principal, y para garantizar una operación segura.
- Monitoreo. El monitoreo se debe llevar a cabo en los parámetros de voltaje, frecuencia y la calidad de la potencia.
- Convertidores de potencia. Los GDs y los ADs están conectados a las líneas de distribución mediante convertidores de potencia. Estos adaptan la corriente y voltaje para conectarlos a las unidades de la MR.
- Control. En una MR, existen diferentes fuentes y mecanismos disponibles para recopilar información. Esta información requiere un procesamiento adicional, lo que eventualmente implica que ciertas tareas deben ser realizadas y en coordinación, tales como la demanda de la carga, el control del nivel de voltaje y la generación eléctrica.

2.5 Unidades RED's

Las unidades GD y AD suelen ser de utilidad conectado a niveles de media o baja tensión. La potencia de salida de un GD no despachable se basa en la condición óptima de funcionamiento de su fuente de energía primaria. Por ejemplo, una unidad de viento no despachable se opera normalmente en el concepto de seguimiento de potencia máxima para extraer la máxima potencia posible del régimen de viento. Por lo tanto, el comportamiento de la potencia de salida de la unidad depende de las condiciones del viento. Para maximizar la potencia de salida de una unidad GD basada en energía renovable, normalmente se utiliza una estrategia de control con el objetivo del punto máximo de seguimiento de potencia (MPPT por sus siglas en inglés *máximum point of power tracking*) para entregar la potencia máxima en todas las condiciones viables [32].

Las unidades GD y AD podrían instalarse en instalaciones de servicios eléctricos o en locales de consumidores de electricidad. Las unidades despachables pueden controlarse mediante el controlador maestro de las MR's y están sujetas a restricciones técnicas según el tipo de unidad, como límites de capacidad, límites de aceleración, límites de tiempo mínimo de encendido/apagado y límites de combustible y de emisión. Las unidades no despachables son principalmente GD renovables, típicamente solares y eólicas, que producen una potencia de salida volátil e intermitente. La interferencia indica que la generación no siempre está disponible y la volatilidad indica que la generación está fluctuando en diferentes escalas de tiempo [30].

2.6 Cargas en una Microrredes

Una MR puede servir a cargas eléctricas y/o térmicas. En un modo conectado a la red, la distribución de servicios puede a menudo considerarse como un "bus libre" eléctrico y suministrar/absorber cualquier discrepancia de potencia en la energía generada, para mantener el equilibrio de potencia neta. El desprendimiento de carga o generación dentro de la MR también es una opción si el poder neto de importación/exportación tiene límites rígidos basados en estrategias operacionales u obligaciones contractuales.

Las cargas en una MR se clasifican comúnmente en dos tipos: fijas y flexibles (también conocidas como ajustables, receptivas o no sensibles). Las cargas fijas no pueden alterarse y deben satisfacerse en condiciones de funcionamiento normales, mientras que las cargas flexibles responden a las señales de control para ser activadas o desactivadas, de acuerdo a los criterios establecidos en las estrategias de operación [30]. En la práctica, parte de una carga no sensible se puede considerar una carga controlable y se introduce en una estrategia de control de respuesta de demanda para reducir la carga de pico y suavizar el perfil de carga o para programar la carga que sirve para intervalos de tiempo específicos cuando la potencia adicional, por ejemplo, de unidades GD intermitentes, está disponible. La parte no controlable de una carga no sensible es la primera candidata para el desprendimiento de carga. El desprendimiento de carga y la respuesta a la

demanda se ejecutan y supervisan normalmente a través del controlador de gestión de energía [32].

En una red convencional, cuando se agrega una nueva carga súbitamente, la inercia de los generadores síncronos que la integran compensan el equilibrio, pero esto no sucede en una MR, dado que la inercia es muy baja, lo cual, se necesita de un sistema de almacenamiento de baterías eficiente para compensarlo [12].

En un modo de funcionamiento autónomo, en ocasiones se requiere que exista un control de la activación o desactivación de las cargas para mantener el equilibrio de potencia y consecuentemente estabilizar el voltaje/ángulo. Por lo tanto, la MR recibe prioridad de servicio. Además, su uso debe basarse en la calidad del producto. También se puede ejercer control de carga para optimizar las clasificaciones de las unidades AD y las unidades GD distribuibles mediante la reducción de la carga máxima y el amplio rango de variaciones de carga.

2.7 Control de los RED's

Las estrategias de control para unidades RED dentro de una MR se seleccionan en base a las funciones requeridas y posibles escenarios operativos. Los controles de una unidad RED también están determinados por la naturaleza de sus interacciones con el sistema y otras unidades RED. Las principales funciones de control para estas unidades son control de tensión y frecuencia y/o control de potencia activo/reactivo [1]. El controlador central de las MR's juega el papel más importante para el funcionamiento adecuado y el control de la MR mientras se trabaja en modo conectado a la red y en modo aislado. El controlador central tiene varias características para la coordinación adecuada de los recursos energéticos distribuidos según su capacidad de generación de energía para atender las cargas críticas y no críticas.

Las variables que se controlan son el voltaje, la frecuencia, la potencia activa y la potencia reactiva, que depende principalmente del modo de funcionamiento. Durante el modo conectado a la red, la red pública mantiene el voltaje y la frecuencia de todo el sistema. Por lo tanto, la principal responsabilidad del controlador es

equilibrar la potencia real y reactiva. Durante el modo aislado, además del equilibrio de potencia real y reactiva, el controlador también debe tener en cuenta el voltaje y la frecuencia. El equilibrio de potencia se lleva a cabo mediante el Controlador local (CL) solo o con la ayuda del controlador central a través de dispositivos de comunicación [12]. El controlador maestro determina la interacción de la MR con la red pública, la decisión de cambiar entre modos interconectados y aislados y el funcionamiento óptimo de los recursos locales.

Durante las perturbaciones de la red pública, la MR se transfiere desde la red conectada al modo aislado y los RED locales ofrecen un suministro confiable e ininterrumpido de cargas de consumo. La MR aislado se re-sincronizará con la red pública una vez que se elimine la perturbación [30].

2.8 Administración de potencia y energía

El funcionamiento de una MR con más de dos unidades RED, especialmente en modo autónomo, requiere una estrategia de gestión de potencia (PMS por sus siglas en inglés *power management strategy*) y una estrategia de gestión de energía (EMS por sus siglas en inglés *energy management strategy*). La respuesta rápida del PMS/EMS es más crítica para una MR en comparación con un sistema de energía convencional. Las razones son:

- Presencia de unidades RED múltiples y pequeñas con capacidades y características de potencia significativamente diferentes.
- Potencialmente ninguna fuente dominante de generación de energía durante un modo autónomo; es decir, falta de bus infinito.
- Respuesta rápida de unidades RED acopladas electrónicamente que pueden afectar adversamente la estabilidad de voltaje/ángulo cuando no hay provisiones apropiadas.

El PMS/EMS asigna referencias de potencia real y reactiva para las unidades RED a:

- Compartir apropiadamente la potencia real/reactiva entre las unidades RED.
- Responder adecuadamente a las perturbaciones en la MR y transitorios.

- Determinar los puntos de ajuste de potencia de las unidades RED para equilibrar la potencia de la MR y restaurar la frecuencia.
- Permitir la resincronización de la MR con la red principal, si es necesario.

En un modo conectado a la red, las unidades REDs suministran energía pre-especificada, por ejemplo, para minimizar la importación de potencia desde la red y cada unidad se controla para representar un bus PQ (potencia real/reactiva). Por lo tanto, se espera que la red principal se adapte a la diferencia en la oferta de potencia real/reactiva y la demanda dentro de la MR. Sin embargo, en un modo autónomo, la potencia de salida de las unidades debe satisfacer la demanda de la carga total. De lo contrario, la MR debe someterse a un proceso de carga para coincidir con la generación y la demanda [32].

2.9 Protecciones

La protección juega un papel vital para una red confiable de sistemas de energía. El objetivo general de una MR es proporcionar un suministro confiable a sus clientes. Por lo tanto, para una falla en la red eléctrica, la MR debe aislarse y para una falla dentro de ella, debe aislar la mínima parte defectuosa [12].

Los interruptores inteligentes y los dispositivos de protección gestionan la conexión entre los DER y las cargas en la MR conectando/desconectando los flujos de línea. Cuando hay una falla en una parte de la MR, los interruptores inteligentes y los dispositivos de protección desconectan el área problemática y redirigen la energía, evitando que la falla se propague en ella. El interruptor en el PCA realiza el cambio de la MR de estar en modo interconectado a modo aislado, o viceversa, desconectándola/interconectándola de la red eléctrica [30].

CAPÍTULO 3. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, TARIFA Y FACTURACIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se mencionará el panorama del país acerca de la capacidad de energía instalada en la generación eléctrica y la capacidad de consumo por región. Se mencionan la clasificación de tarifas que aplica la CFE, como empresa distribuido en el país, la forma de facturar para la tarifa que se aplica en el estudio de este proyecto, HM y, finalmente se muestra el recurso disponible tanto solar como eólico.

La perspectiva del sistema eléctrico nacional está basada en el compromiso de desarrollar tecnología para el uso de energía sustentable, amigable con el medio ambiente y de bajo costo. Actualmente la investigación está centrada en buscar una mayor diversificación de fuentes de energía eléctrica, como son las energías renovables; solar y eólica, y fuentes convencionales mediante gas natural, el cual se ha ido presentando con mayor disponibilidad y bajo costo. Existe el desarrollo de nuevas plantas de generación en todo el país en esta última década junto con el crecimiento de plantas de ciclo combinado, termoeléctrica, hidroeléctrica y fuentes renovables, las cuales mayormente son operadas por la CFE [33].

Por otra parte, la CFE pone a disponibilidad el suministro de energía a la población en general, manejando diferentes precios dependiendo de la zona en la que se encuentre el cliente y el nivel de tensión en la alimentación. Las tarifas son variables debido a la zona en que se encuentre en el país y la temperatura promedio que se presente. El tipo de clima provoca que el consumo de energía eléctrica sea distinto por el tipo de equipos que se utilicen, como pueden ser para la climatización, en lugares cálidos y la calefacción para lugares fríos. También, por su parte la CFE establece para las tarifas en lugares cálidos subsidios especiales. Como ya se mencionó anteriormente, la tarifa varía en diferentes regiones y depende del clima

de la región, sin embargo, también se distinguen por el tipo de nivel de tensión que suministre.

Las tarifas eléctricas varían de acuerdo con el nivel de voltaje que se utilice. Existen tarifas específicas y tarifas generales. Las tarifas específicas se aplican a servicios públicos, agrícolas, temporal y acuícola. Las tarifas se suministran; en baja tensión, en media tensión, en alta tensión, servicio de respaldo y servicio interrumpible. En este caso de estudio se utilizará la tarifa HM, que pertenece a tarifas generales de media tensión. La UQROO se tiene un contrato ante la CFE para el uso de la tarifa HM con una demanda contratada de 892 kW. De tal manera que se detallará en que consiste esta tarifa y todos los conceptos que incluye en el recibo de facturación.

3.1 Capacidad instalada de generación eléctrica

En México existe una gran potencia eléctrica generada por diferentes centrales. Dentro de las principales centrales de generación se encuentran las de ciclo combinado, termoeléctricas e hidroeléctricas. La generación por fuentes amigables con el medio ambiente es muy reducida, sin embargo, en la última década ha ido creciendo el porcentaje de estas tecnologías, obtenido un 3.8%, concentrando al cierre del 2016, el 28.8% del total de la capacidad instalada en el país (equivalente a 21, 179 MW). La capacidad instalada de generación eléctrica en el país ha crecido en la última década, pasando del 2006 con 56, 317 MW a 73, 510 MW en el 2016, siendo un ritmo anual del 2.9% su crecimiento. Respecto a las tecnologías convencionales, el ciclo combinado tiene registro en el 2016 de un incremento anual del 4.3%, teniendo una capacidad instalada de 27, 274 MW. Por el contrario, la capacidad instalada de una termoeléctrica convencional presentó una tasa de decrecimiento anual del -1.0%. Dentro el periodo 2015-2016, hubo un notable crecimiento en la capacidad instalada de generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), puesto que se incrementó 8.1%, equivalente a 5,486 MW de capacidad adicional. Es importante mencionar que, las tecnologías solares y la GD fueron las que presentaron los mayores incrementos con 157% y 110.6%, respectivamente [34].

De acuerdo con lo reportado en el 2016, del total de centrales de generación, el 71.2% corresponde a centrales con tecnología convencionales y el 28.8% a centrales con tecnología amigable con el medio ambiente. Visualizando la Figura 3.1 se puede ver los porcentajes de instalación que tienen cada una de las distintas tecnologías en el país. Por orden de participación, en primer lugar, se encuentra ciclo combinado con 37.1% (27,274 MW), le sigue termoeléctrica convencional y la hidroeléctrica con 17.1%, las tres principales fuentes de generación en México.

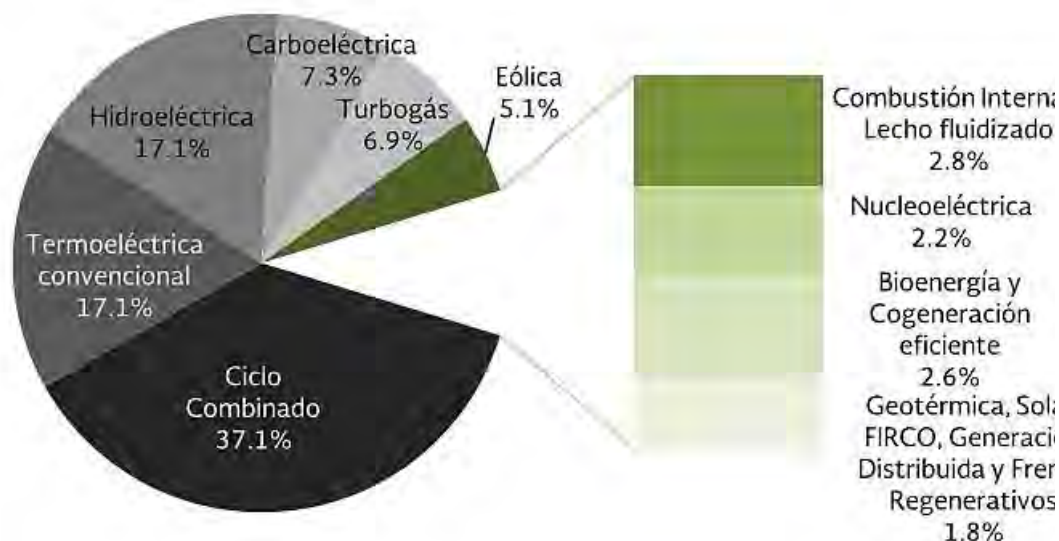


Figura 3.1. Capacidad instalada por tipo de tecnología (Porcentaje) [34].

En México se cuenta con diferentes regiones de centrales instaladas. Existen cinco regiones con diferente capacidad instalada; Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste (ver Figura 3.2). La región en la que se encuentra el Estado de Quintana Roo, es el Sur-Sureste, la cual tiene una capacidad instalada de 24, 640 MW de potencia, siendo la región con una fuerte participación de tecnologías limpias y además de tener la mayor concentración de la infraestructura del SEN con el 33.5%. Dentro del tipo de centrales que predominan esta la hidroeléctrica que se concentra en los estados de Guerrero, Chiapas y Oaxaca, con

aproximadamente 7,00 MW de capacidad. Se destaca de igual manera la energía eólica y la única central nucleoelectrica en el país.



Figura 3.2. Capacidad instalada por región (Porcentaje) [34].

De acuerdo con la Figura 3.2 se aprecia que el estado de Quintana Roo cuenta con el 1.4% de capacidad instalada de la región Sur-Sureste. Este porcentaje refleja un pobre desarrollo en tecnologías de generación en el estado. La zona Sur-Sureste

tiene un gran recurso solar y en áreas costeras recurso eólico suficiente para generar un mayor porcentaje de energía que puede ser explotado.

3.2 Tarifa HM

En el país existen diferentes tarifas, aplicadas de acuerdo con la temperatura promedio de la región. Las tarifas varían de acuerdo con la tensión en la se administra la alimentación eléctrica.

La tarifa que se aplica en la Universidad es HM, esta tarifa es aplicada a servicios que destinen la energía a cualquier uso con suministro de media tensión y con una demanda de 100 kilowatts o más. Las cuotas aplicadas varían mes con mes. Los conceptos que se aplican al recibo de facturación son:

- Energía en horario de base.
- Energía en horario intermedio.
- Energía en horario de punta.
- Demanda facturable.
- Cargo/bonificación por factor de potencia.

Por lo anterior es necesario que un equipo de medición realice un registro para los siguientes parámetros:

- Energía en horario de base.
- Energía en horario intermedio.
- Energía en horario de punta.
- Demanda máxima en horario de base.
- Demanda máxima en horario intermedio.
- Demanda máxima en horario de punta.
- Energía reactiva.

Como ejemplo en la Tabla 3.1 para el mes de septiembre de 2017 se tienen las siguientes cuotas en los diferentes rubros que cobra la CFE y en sus respectivas regiones. La información de la Tabla 3.1 muestra las cuotas aplicadas por región para la demanda facturable, la energía consumida en la hora punta, la consumida en horario intermedio y cargo por la energía en el horario base. De igual forma se

muestra el cargo mínimo mensual, lo cual es el importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada. La demanda contratada es fijada inicialmente por el usuario y no deberá de ser menor al 60% de la carga total instalada en el edificio ni menor a 100 kilowatts.

Tabla 3.1. Cuotas aplicables en tarifa HM para el mes de septiembre 2017 [35] [visto en octubre de 2017].

REGIÓN	CARGO POR KILOWATT DE DEMANDA FACTURABLE	CARGO POR KILOWATT - HORA DE ENERGÍA DE PUNTA	CARGO POR KILOWATT - HORA DE ENERGÍA INTERMEDIA	CARGO POR KILOWATT - HORA DE ENERGÍA DE BASE
Baja California	\$317.37	\$2.42	\$1.05	\$0.83
Baja California Sur	\$305.03	\$1.94	\$1.46	\$1.03
Central	\$219.90	\$2.32	\$1.16	\$0.97
Noreste	\$202.16	\$2.14	\$1.08	\$0.89
Noroeste	\$206.47	\$2.15	\$1.07	\$0.90
Norte	\$203.11	\$2.16	\$1.09	\$0.89
Peninsular	\$227.26	\$2.27	\$1.09	\$0.90
Sur	\$219.90	\$2.27	\$1.11	\$0.93

Para aplicar la tarifa HM la CFE establece horarios con diferentes montos dependiendo si se encuentran en el periodo de verano (ver Tabla 3.2) o fuera de verano (ver Tabla 3.3). Los horarios aplicados son divididos para las diferentes regiones del país. En el caso de la península el periodo de verano inicia el primer domingo de abril y finaliza el sábado anterior al último domingo de octubre. Como complemento, se tiene el periodo fuera de verano, se encuentra desde último domingo de octubre y hasta el sábado anterior al primer domingo de abril.

Tabla 3.2. Horario para el periodo de verano [35] [visto en octubre de 2017].

DÍA DE LA SEMANA	BASE	INTERMEDIO	PUNTA
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00	20:00 - 22:00
		22:00 - 24:00	
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Tabla 3.3. Horario para el periodo fuera de verano [35] [visto en octubre de 2017].

DÍA DE LA SEMANA	BASE	INTERMEDIO	PUNTA
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00	18:00 - 22:00
		22:00 - 24:00	
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00	19:00 - 21:00
		21:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

El concepto de demanda facturable es calculado a partir de:

$$DF = DP + FRI * \max(DI - DP, 0) + FRB * \max(DB - DPI, 0) \quad (3.1)$$

En donde:

- DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta.
- DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio.
- DB es la demanda máxima medida en el periodo de base.
- DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio.

Para los factores de reducción FRI y FRB en la península se tienen los siguientes valores 0.300 y 0.150 respectivamente.

En la fórmula el término “max” significa que en el caso de dar menor a cero la operación entre paréntesis, el resultado se considera como cero. Las demandas máximas medidas para los tres periodos son obtenidas por un instrumento de medición, el cual toma registro de datos cada quince minutos y va comparando cada intervalo para obtener el mayor medido. En este caso, la energía punta, intermedia y de base es medida en cada periodo correspondiente.

Además, se debe de considerar el concepto del factor de potencia, el cual indica el aprovechamiento de la energía tomada del suministro. Con un factor de potencia unitario se dice que el total de la energía ha sido utilizada para generar trabajo. Por el contrario, con un valor menor a la unidad hace referencia a que se está tomando más energía de la red para generar el mismo trabajo útil.

Un bajo factor de potencia es ocasionado por un alto consumo de potencia reactiva, consumida por cargas inductivas, como motores eléctricos, equipos de refrigeración y aire acondicionado, un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos [27].

El factor de potencia se determina a partir de:

$$FP = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kVAh^2}} \quad (3.2)$$

En el cálculo del F.P se pueden presentar dos escenarios. El primer escenario sería una bonificación por mantener un buen factor de potencia, mayor o igual a 0.9. La ecuación para determinar el porcentaje de la facturación total a descontar por parte de la CFE está dada por la siguiente ecuación:

$$Bonificación = \frac{1}{4} \left[1 - \left(\frac{90}{FP} \right) \right] * 100 \quad (3.3)$$

Por el contrario, cuando se tiene un factor de potencia menor al 0.90 se le penaliza al usuario con un porcentaje de su facturación calculado por la siguiente ecuación:

$$Penalización = \frac{3}{5} \left[\left(\frac{90}{FP} - 1 \right) \right] * 100 \quad (3.4)$$

Es importante mencionar que los problemas técnicos que puede generar el mantener un bajo factor de potencia pueden ser; mayor consumo de corriente, aumento de pérdidas en los conductores, desgaste prematuro de los conductores, sobrecarga de los transformadores y líneas de distribución, incremento en caídas de voltaje. Además, de incrementar su importe en la facturación [27].

3.3 Consumo eléctrico y facturación

En la Universidad de han realizado dos estudios para conocer la situación de su demanda energética. En el año 2010 y 2011 S. Castillo [26] realizó un Programa de Planeación energética. En el programa se analizó el comportamiento de la demanda para los edificios en situación de operación para ese entonces. Por otra parte, recientemente el FIDE en enero y febrero de 2017 realizó un diagnóstico energético en donde analiza el comportamiento de la demanda para todas las subestaciones eléctricas en operación [27].

El diagnóstico energético presentado en [26] se dividió en dos estudios; el primero se le asignó el nombre de diagnóstico energético de primer nivel (DE-I) y el segundo estudio como de tercer nivel (DE-III). En el DE-I se analizó la facturación histórica de la universidad ante la CFE y un monitoreo de las diferentes subestaciones eléctricas. Por otro lado, en el DE-III se monitoreó los dos edificios con mayor consumo, siendo estos; el edificio A rectoría y la biblioteca, edificio H. El monitoreo se realizó durante las 24 horas del día y por un periodo de un mes; para ello se utilizó un equipo analizador de la calidad de energía, FLUKE, 435, registrando datos de, voltaje, corriente, potencia, demandada, energía y factor de potencia.

Por su parte, en el estudio realizado por el FIDE [27] se registraron datos de las subestaciones durante 24 horas. El FIDE en su estudio hace mediciones en las subestaciones de la institución durante 24 horas, en condiciones de un día de la semana laboral. En este estudio se identificaron los edificios con mayor consumo,

siendo estos, el edificio de rectoría, la división de ciencias e ingenierías y la biblioteca.

Con base a los estudios presentados en [26] y [27], para este trabajo de tesis se realizó un monitoreo de las subestaciones durante una semana. El equipo Analizador de la energía, FLUKE 435 se instaló en cada una de las subestaciones por un tiempo de una semana completa, con la finalidad, que se pudiera conocer el comportamiento de la demanda de la carga en los diferentes edificios, para ese periodo de tiempo. En la Figura 3.3 se muestra la demanda de la carga total en la UQROO. En ella se observa el comportamiento de la demanda durante los siete días de la semana. La Figura está representada por 160 puntos, equivalentes a las horas que tiene una semana completa. De esta forma, se aprecia que los primeros 120 puntos de la gráfica representan los cinco días laborales y reflejan mayor demanda que los fines de semana. En el horario de 09 a 14 horas existe mayor demanda de la carga, con valores de hasta 600 kW.

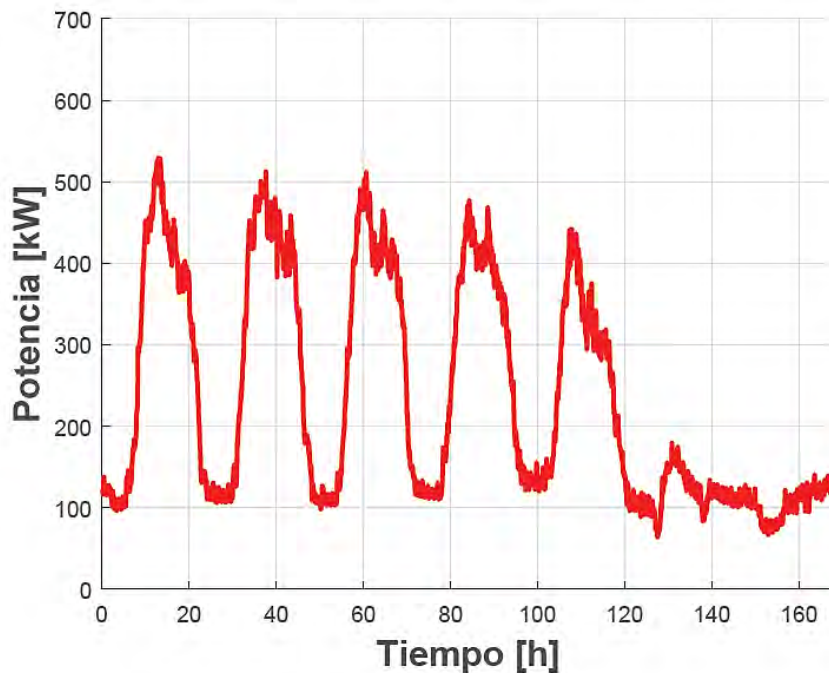


Figura 3.3. Demanda eléctrica de la UQROO para una semana típica.

La distribución de las subestaciones en la UQROO se divide como se muestra en la Tabla 3.4. En esta tabla se define la potencia instalada en kVA para cada uno de los transformadores de las subestaciones y el porcentaje del consumo de energía total en kWh para un día entre semana típico de labores. Con base a esta tabla, los edificios o subestaciones con mayor consumo de energía es DCI con 19.2%, Aulas G,I,J, 12.4%, Biblioteca con 11.3% y Rectoría con 9.8 %.

Tabla 3.4. Distribución y frecuencia relativa en % del consumo de energía en la UQROO.

SUBESTACIONES		ENERGÍA KWH	%
A	RECTORIA [300 kVA]	728	9.8%
B	AULAS B [112.5 kVA]	627	8.5%
C	OFICINAS ADMINISTRATIVAS Y GIMNACIO [30 kVA]	43	0.6%
D-E	DCPH [300 kVA]	588	7.9%
E-F	TALLER [300 kVA]	454.8	6.1%
G-I-J	AULAS G-I-J [112.5 kVA]	920	12.4%
H	BIBLIOTECA [300 kVA]	839	11.3%
H	ALUMBRADO BIBLIOTECA [25 kVA]	106.1	1.4%
K	DCSEA [225 kVA]	354.3	4.8%
L	DCI [300 kVA]	1422	19.2%
M-N	AULAS MAGNA [225 kVA]	583	7.9%
V	CTIC [300 kVA]	511	6.9%
EST.	ESTACIONAMIENTO RECTORÍA [25 kVA]	22.9	0.3%
CANCHA	CANCHAS DEPORTIVAS [225 kVA]	118	1.6%
TEATRO	TEATRO [500 kVA]	83	1.1%
		7400.1	100.0%

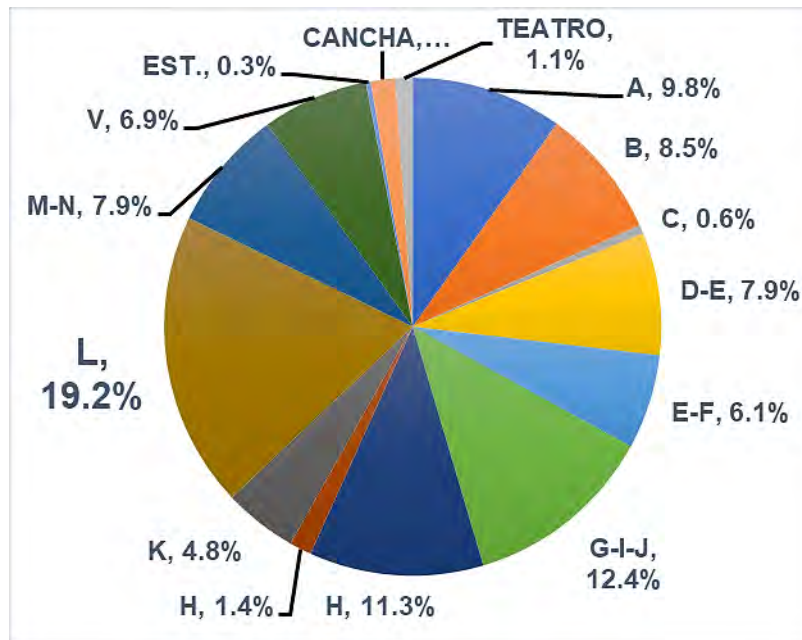


Figura 3.4. Distribución del consumo de energía en formato de pastel.

En la Figura 3.4 se puede ver cómo se divide el consumo de energía en toda la universidad. Se puede notar que los edificios con mayor consumo son el edificio L con 16 %, el edificio H con 13%, edificios G-I-J y el edificio A con 12%.

En la Figura 3.5 se muestra la división de la demanda facturable por subestaciones. Se puede ver que las subestaciones que se encuentran en los edificios L, H, G-H y B son los que arrojan una demanda mayor. En la mayoría de los edificios la demanda máxima se da en el horario intermedio. Sin embargo, a pesar de que en el horario intermedio la demanda sea mucho mayor que en los horarios base y punta, si se analiza la Eq. 3.1 para calcular la demanda facturable se deduce que ésta depende mucho más de la demanda máxima medida en el horario punta, y como se mostró en la Tabla 3.1 el costo de satisfacer esta demanda eléctrica en este horario es muy elevado. Por lo tanto, la demanda máxima en el horario punta es la que afecta con mucho mayor grado en la facturación, aportando aproximadamente un valor alrededor del 80% en la fórmula para obtener la demanda facturable.

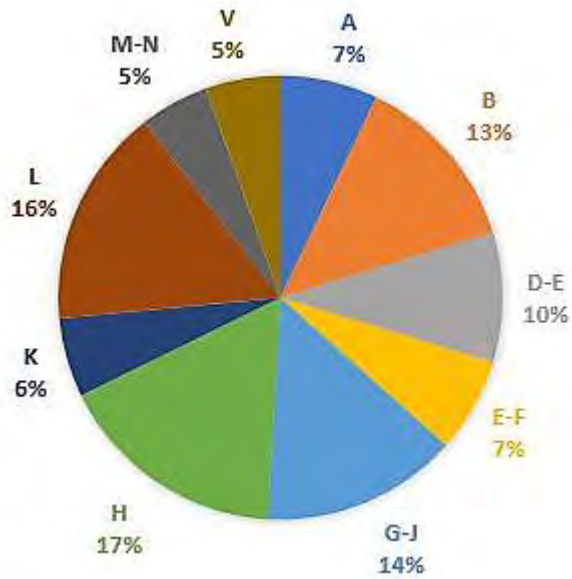


Figura 3.5. Distribución de demanda eléctrica por transformador.

A partir de los estudios previos del consumo y demanda de la carga eléctrica, es posible establecer una potencia de las fuentes de generación de la MR para abastecer esta demanda. Por lo tanto, en primera instancia y como primera estrategia se pretende instalar en una MR con una potencia de 500 kW, distribuida de la forma como se muestra en la Tabla 3.5 y en la Figura 3.6. Actualmente esta potencia de instalación está establecida por la CFE como la media escala, para no entrar en el mercado de compra y venta de energía, sin embargo, este parámetro podría variar dependiendo de la política.

	kW
MICROTURBINA	300
SFV	150
T. EÓLICO	50
SUMA	500



Figura 3.6. Esquema de la MR bajo tres fuentes de generación operado por un gestor de energía.

3.4 Análisis del recurso renovable en la región

En la Universidad se tiene una estación meteorológica Davis Vantage Pro2 para almacenar datos de temperatura, humedad, irradiancia, velocidad del viento y presión. Estas variables se registran cada 10 minutos. En este estudio sólo se utilizan datos de temperatura, irradiancia y velocidad del viento. Los datos de entrada para la simulación del modelo del SFV son la temperatura y la irradiancia solar. Estos datos son obtenidos del registro para el año 2017. En simulación solamente se ingresaron datos para una semana promedio del año. En la Figura 3.7 se muestra el recurso solar promedio disponible en la región dentro de una semana. Como se puede apreciar la irradiancia global máxima percibida se encuentra entre los rangos de 800 y 700 W/m². De acuerdo con estos datos registrados se deduce que para esta región se tiene un recurso solar disponible de 5.5 horas/día. En la gráfica se aprecian algunas variaciones de la irradiancia, esto debido a posibles nubes o lluvias que se puedan presentar durante el día en el horario disponible del recurso solar.

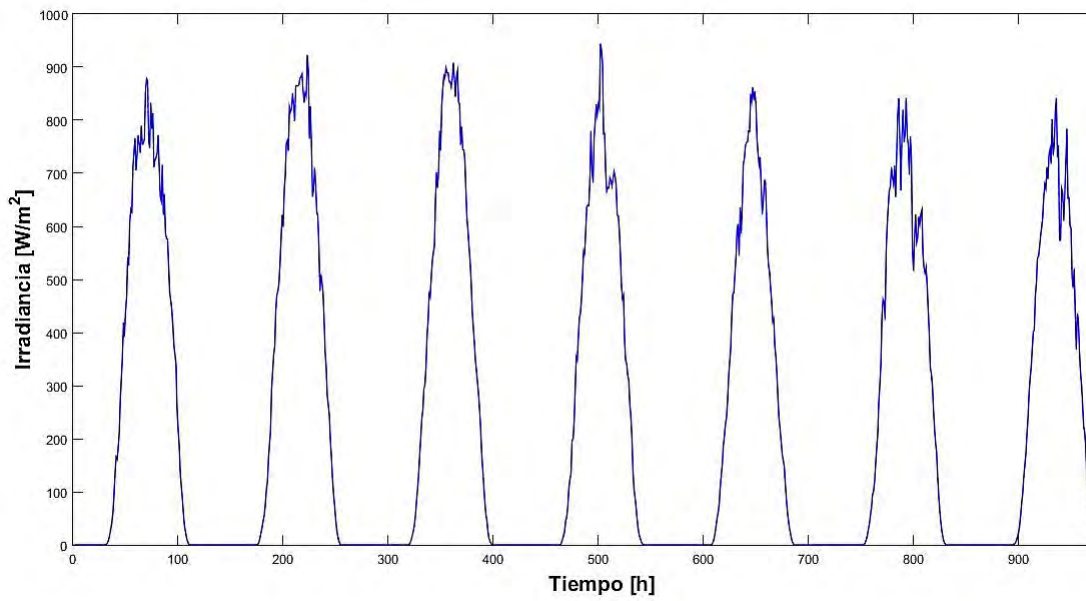


Figura 3.7. Recurso solar disponible en la región.

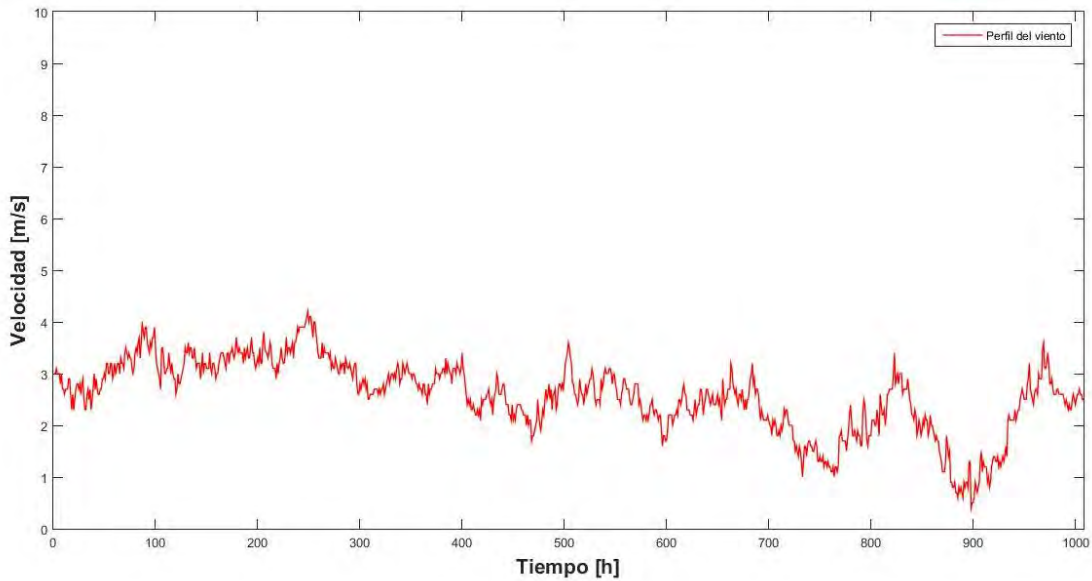


Figura 3.8. Recurso eólico disponible en la región.

En la Figura 3.8 se muestra el recurso eólico disponible en la región de una semana promedio anual. Los registros de datos de la velocidad del viento muestran que el recurso eólico en la región de Chetumal, Q.Roo México es muy pobre e

intermitente casi todo el año. Como se puede ver, la velocidad del viento en promedio se encuentra alrededor de los 3 m/s. Este valor de velocidad es insuficiente para generar energía eléctrica de la GE. Con estos datos, se puede concluir que no es redituable instalar una turbina en la MR como parte de las fuentes de generación. Sin embargo, hace falta realizar más estudios del recurso eólico en la zona, como podría ser mediciones de velocidad del viento a mayor altura o en alguna otra zona de la UQROO. Aunque como parte de crecer la investigación en la universidad se podría considerar una turbina de pequeña potencia.

CAPÍTULO 4. MODELOS DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN

En esta sección se describen los modelos de fuentes de generación renovable y convencionales para la MR. En una MR existen diferentes fuentes como pueden ser: SFV, GE, generadores diésel o de gas natural, almacenamiento en baterías o en hidrógeno, y en cada una de ellas se tiene un modelo matemático que describe el comportamiento de la generación de potencia eléctrica. Algunos autores han realizado estudios de sistemas híbridos de generación y almacenamiento para sistemas aislados o interconectados a la red [4], [10], [16], [17], [19], [36]–[45] utilizando modelos matemáticos estáticos para el SFV y para el GE.

4.1 Generalidades

En una MR es importante lograr un alto rendimiento del sistema. Para ello se tienen que realizar simulaciones, modelado y un análisis del sistema de generación. Como estrategia en una MR siempre se busca tener un sistema alimentado principalmente con fuentes renovables, bajo excedente de energía y bajo costo de energía [39]. El objetivo principal en un sistema híbrido es determinar la mejor estrategia de operación para el suministro eficiente de energía. De esta forma, se ha desarrollado investigación para evaluar el rendimiento de diferentes algoritmos para el dimensionamiento de un sistema híbrido de tal manera que se puede satisfacer continuamente la demanda de carga con un costo anual total mínimo [9],[40]. También, se busca reducir el consumo de combustible y las emisiones contaminantes al medio ambiente, utilizando una estrategia que permita la operación más redituable del sistema [7].

Las MR's pueden operar en modo conectado a la red o aisladas de ella. En ambos casos se pueden tener generación por fuentes como: un sistema FV, GE, generadores diésel o de gas natural. Existen aplicaciones para sistemas aislados con almacenamiento en baterías de plomo-ácido [4], [17], [38], [40] y otros con almacenamiento de hidrógeno [10]. Las baterías son modeladas matemáticamente

para su estudio mediante ecuaciones que describen el comportamiento de carga y descarga, el voltaje y el estado de carga (SOC, por *state of charge*). El estado de carga es la fracción de capacidad de corriente en la batería a un determinado tiempo [4]. En [46] se estudia un sistema de generación eólico-diésel sin almacenamiento de energía, utilizando un modelo de flujo de potencia a base de estrategias de operación, probado en diferentes modos de operación del sistema híbrido, esto se puede aplicar para un sistema de cogeneración con una MT a gas natural y un SFV.

En un sistema FV es importante conocer el comportamiento no-lineal que existe entre la intensidad de corriente y el voltaje mediante las curvas I-V. Para ellos es necesario realizar la simulación de las ecuaciones que describen el circuito característico de la celda solar. El circuito más común utilizado para el modelado de un módulo solar es clásico, que consiste de un diodo en paralelo con una fuente de corriente, considerando los efectos la resistencia en paralelo [6], [10], [17], [42], [47]. La idea es encontrar la curva I-V ajustándola en tres puntos de operación: circuito abierto, máxima potencia y valores de corto circuito, para determinar el punto máximo de potencia. Por otro lado, existen modelos para determinar el flujo de potencia en un sistema FV. La relación entre la irradiancia y el área de incidencia solar, entre otros parámetros característicos del mismo, determinan la cantidad de potencia que se puede obtener en un módulo fotovoltaico.

Los sistemas FV/eólico suelen utilizar almacenamiento en hidrógeno/baterías para utilizarlo como respaldo en ocasiones donde existe un déficit en la generación, debido a las variables de entrada que tienen los modelos FV/eólico.

En la evaluación del sistema FV se pueden considerar tres componentes de la radiación, 1. Radiación difusa, 2. Radiación reflejada y 3. la radiación global. Se puede utilizar una metodología para obtener la radiación en el día, usando parámetros como la inclinación horizontal de la superficie, ángulo horario, ángulo de incidencia solar, entre otro correspondiente a la trayectoria del sol [41]. Lo mismo realiza para el recurso del viento disponible mediante simulación de datos obtenidos por la situación geográfica, altitud y topografía [43].

4.2 Modelo de un módulo solar

Un módulo fotovoltaico convierte la energía solar en electricidad y depende de la radiación solar disponible. El recurso solar es variable, debido al movimiento de rotación y translación de la tierra, de tal manera, que la energía generada sólo está disponible en un cierto periodo del día. En un módulo FV, la potencia de salida (P_{FV}) está relacionada con la irradiancia, la capacidad de absorción, el área y la temperatura del módulo, y esta descrita por (4.1), [16], siendo una de las ecuaciones más utilizadas para modelar un módulo FV en la literatura.

$$P_{FV}(t) = \frac{I_s(t)}{1000} \times P_{FV_nominal} \times \eta_{FV} \times [1 - \beta_T(T_C - T_{C,STC})] \quad (4.1)$$

donde $I_s(t)$ (W/m^2) es la irradiancia incidente de forma perpendicular en la superficie del arreglo, $P_{FV_nominal}$ es la potencia nominal del panel bajo condiciones estándar de operación (CSO), η_{FV} es el factor de reducción para un panel fotovoltaico (%), $T_{C,CSO}$ es la temperatura de la celda bajo CSO, β_T es el coeficiente de temperatura FV y T_C es la temperatura de la celda bajo condiciones de operación, ésta última es definida en Ec. (4.2), [37].

$$T_C = T_{amb} + (T_{NOC} - 20) \times \frac{I_s(t)}{800} \quad (4.2)$$

donde T_{NOC} es la temperatura normal de operación de la celda y T_{amb} es la temperatura del ambiente.

En la Tabla 4.1 se dan los parámetros característicos de un módulo FV monocristalino [16] para realizar la simulación del sistema FV.

Tabla 4.1. Especificaciones de un módulo FV.

Potencia nominal [$P_{FV_nominal}$]	150 kW
Factor de reducción del módulo FV [η_{FV}]	85%
Temperatura de la celda bajo condiciones estándar de operación [$T_{C,STC}$]	25 °C
Coeficiente de temperatura del módulo FV [β_T]	0.0045
Operación normal de operación de la celda [NOT]	55 °C

4.3 Modelo del generador eólico

Un GE convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. En una turbina la energía cinética del viento es transformada en energía mecánica, para posteriormente convertirla en electricidad con un generador eléctrico. Los parámetros que influyen en esta transformación de energía son: la velocidad del viento, la densidad de este, el área de barrido de los álabes de la turbina y un coeficiente de eficiencia de potencia. La potencia eléctrica generada es determinada mediante las líneas de tendencia, la cual es encontrada con parámetros característicos del fabricante. En esta curva se trazan diversas líneas de tendencia y para cada región se obtiene una ecuación diferente de operación [8], [16], [36], [37], [48].

La potencia de salida P_T (kW/m^2) de un generador en cualquier tiempo es determinada como [40], [49]:

$$\begin{cases} P_T(t) = 0 & v(t) < v_{ci} \quad \text{o} \quad v(t) \geq v_{co} \\ P_T(t) = a v^3(t) - b P_n & v_{ci} \leq v(t) < v_n \\ P_T(t) = P_n & v_n \leq v(t) < v_{co} \end{cases} \quad (4.3)$$

donde $a = \frac{P_r}{(v_n^3 - v_{ci}^3)}$, $v(t)$ (m/s) es la velocidad variante en el tiempo t , $b = \frac{v_{ci}^3}{(v_n^3 - v_{ci}^3)}$, P_n es la potencia nominal, v_{ci} , v_n y v_{co} son la velocidad de puesta en marcha, velocidad nominal y velocidad de paro respectivamente. Estos datos son proporcionados por el fabricante de la turbina. Que en para este trabajo de tesis se seleccionó una turbina Bergey. En la figura 4.1 se muestra la curva característica de la potencia de salida en un generador eólica bajo la relación de la velocidad del viento.

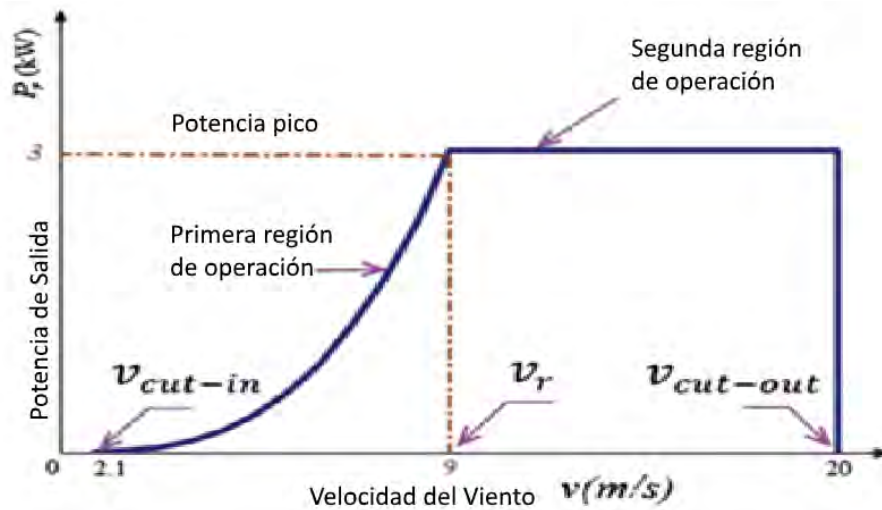


Figura 4.1. Curva característica potencia vs velocidad del viento para el GE.

La potencia eléctrica del generador está dada por:

$$P_{TE} = P_T A_T \eta_T \tag{4.4}$$

donde η_T es la eficiencia del generador de la turbina y los convertidores que integran al generador, y A_T es el área total de barrido de la turbina [37].

En la Tabla 4.2 se muestran los parámetros característicos de un GE que utiliza en la simulación [16].

Tabla 4.2. Especificaciones del GE.	
Velocidad ed arranque [V_ci]	2.1 m/s
Velocidad de paro [V_co]	20 m/s
Velocidad nominal [V_n]	9 m/s

4.4 Modelo de la Microturbina

Para realizar la simulación de la MR se utiliza la ecuación (4.5) como un modelo de generación. Donde P_s es la potencia de salida, η es la eficiencia de la MT y P_e es la potencia de entrada.

$$P_s = \eta * P_e \tag{4.5}$$

El análisis de factibilidad de la MT utilizando gas natural como combustible se realiza mediante la ecuación 4.5. Para llevar a cabo el análisis de factibilidad se compara el precio de la energía producida con gas natural y el precio de la energía obtenida por la red de CFE. El precio del gas natural es obtenido por parte de los distribuidores en el país, para el mes de enero de 2018 se tiene un precio de \$ 170.00 MXN con I.V.A incluido. El precio de la energía producida a base de gas natural es comparado con los precios de la energía obtenida por la CFE en los tres tipos de horarios, base, intermedia y punta. Un punto importante es analizar el efecto que ocasiona la eficiencia de la MT en la comparación de costos. En la Figura (4.1) se muestra las curvas precio de producción versus eficiencia de la MT. La línea constante en color negro en la parte superior de la gráfica pertenece al costo de la energía consumida en el horario punta, la línea roja en el costo de la energía en el horario intermedio y la de color azul es en horario base. La línea de color verde que varía con la eficiencia es el costo de la energía producida por la MT de acuerdo con los diferentes valores de la MT. De acuerdo, a estos resultados, se puede concluir que el uso del gas natural es siempre factible en horario punta para eficiencias de la MT mayores o igual al 30%, para el horario intermedio, eficiencias mayores al 50% y, en el horario base para eficiencias mayores al 60%.

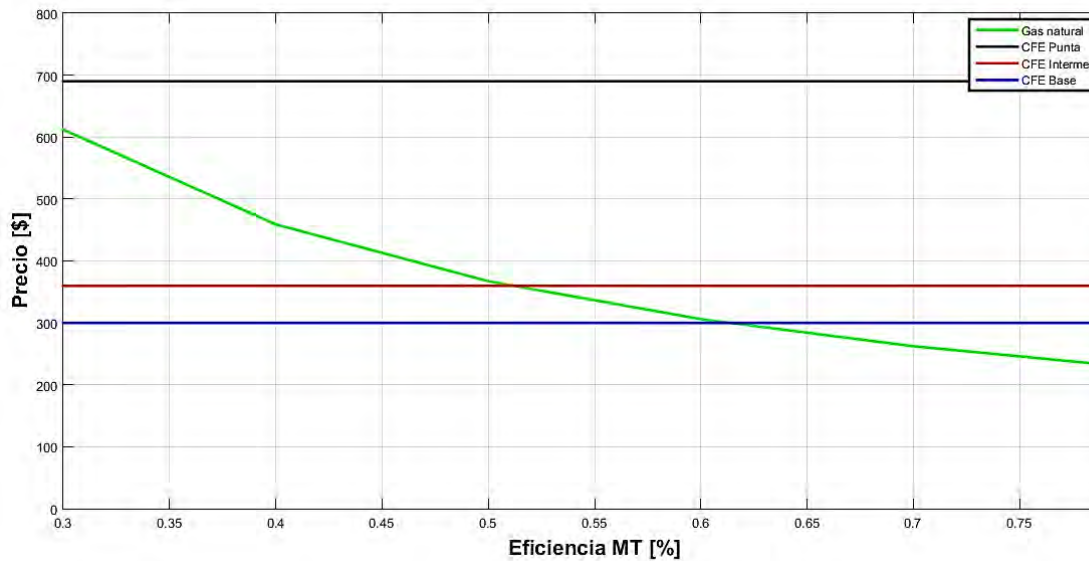


Figura 4.1. Curva de factibilidad para el gas natural.

Por otra parte, se hace un análisis semejante utilizando gas LP como combustible. En la Figura (4.3) se puede apreciar que para obtener un rendimiento favorable de la MT operando con el gas LP, se debe de mantener una eficiencia por arriba del 72% y solamente operando en el horario punta. Esto quiere decir, que para los horarios intermedio y base no hay ningún punto de operación de la MT que sea conveniente, dado que el costo de la energía generada por la MT con gas LP es mucho mayor que el obtenido por la red principal de CFE.

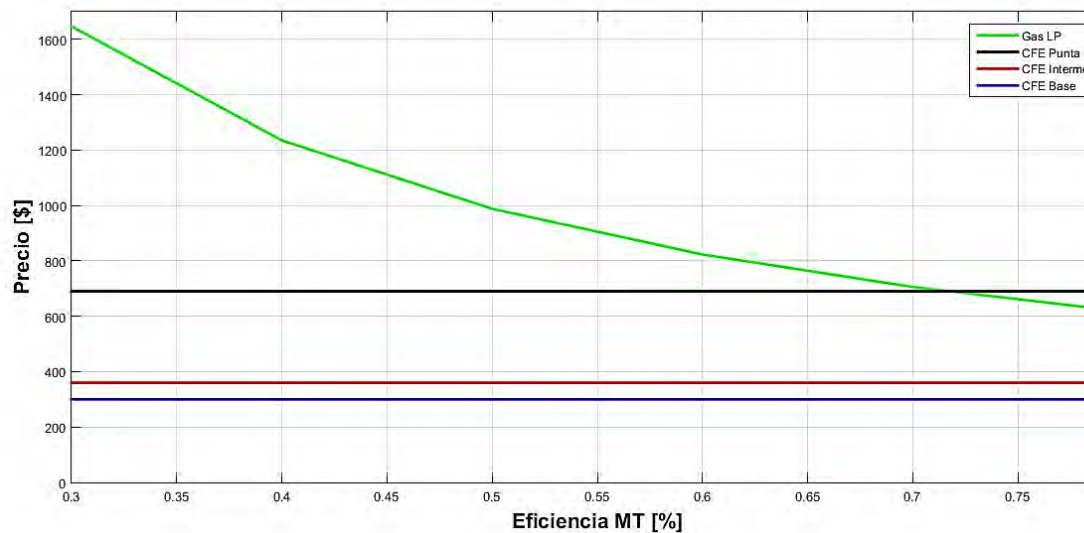


Figura 4.3. Curva de factibilidad para el gas LP.

Después de haber analizado el funcionamiento de la MT con gas natural y con gas LP se concluye que la mejor opción es el gas natural por su menor costo y mayor factibilidad con las eficiencias de operación.

Es importante mencionar que las MT's cuando operan en cogeneración elevan su eficiencia hasta valores cercanos al 80%.

CAPÍTULO 5. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LA MICRORRED

En este capítulo se describe el proceso de simulación y el análisis de la MR para tres escenarios de operación. La simulación de las fuentes y de la carga es realizada para obtener un punto factible de generación versus demanda eléctrica. De esta manera, se obtiene el dimensionamiento y la distribución de la MR con respecto a los requerimientos de la red y, bajo los criterios de un flujo nulo de potencia entre la red principal y las fuentes. Finalmente, se diseña un Gestor de energía bajo criterios de decisiones y condiciones, para la administración del flujo de potencia en los diferentes escenarios establecidos.

5.1 Simulación de la Microrred

En primera instancia, se propone una MR con una potencia instalada de 500 kW. La MR está integrada por una MT de 300 kW usando gas natural como combustible de inyección, un arreglo fotovoltaico de una potencia igual a 150 kW y un GE de 50 kW. En el caso de la MT se propone que opere las 24 horas durante toda la semana, mientras que, para las otras dos fuentes, se van a operar bajo las condiciones del recurso solar y del viento disponible en la región.

En esta primera propuesta se busca justificar su implementación mediante un análisis en el ahorro económico de la facturación eléctrica. El estudio se lleva a cabo mediante un análisis del ahorro en la facturación que se tendría a partir de una potencia de generación en la MR. La potencia de generación se incrementa desde un valor de 90 kW hasta los 500 kW, que es la potencia total. La curva resultante que relaciona la potencia de la MR y las configuraciones de esta se conoce como curva de ahorro en la facturación, la cual va desde un valor de 0 % de ahorro hasta un valor de ahorro del 62%. En la Figura 5.1 se muestra la curva de ahorro y las seis configuraciones de la MR para sus correspondientes potencias. El análisis comienza con una potencia de 90 kW dividida entre las tres fuentes, y se termina con 500 kW, esta última como potencia máxima establecida el proyecto y limitada

por la CFE, para no entrar en el mercado de venta de energía. Cada una de las fuentes es incrementada hasta llegar a la potencia máxima establecida en la Tabla 3.5. Como era de esperarse, al aumentar la potencia de la MR, disminuye la facturación y por ende el ahorro se incrementa, siendo una relación lineal entre el consumo y la generación. Se nota que para una potencia de 500 kW el ahorro máximo obtenido es del 62% aproximadamente.

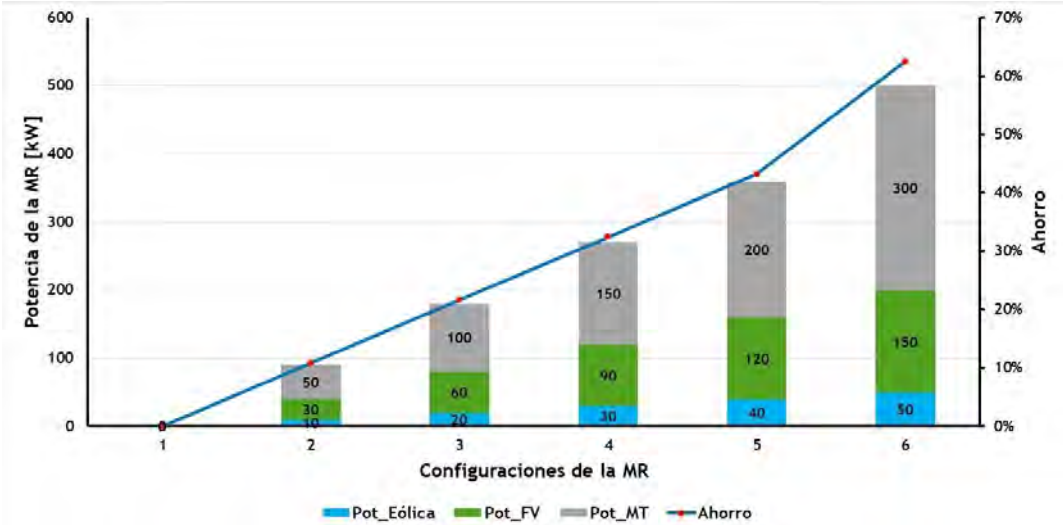


Figura 5.1. Curva de ahorro, incremento de potencia en la MR versus ahorro en la facturación.

Con base en la gráfica de la Figura 5.1 el ahorro máximo es para una potencia de la MR de 500 kW. Esta potencia se divide como se estableció en la Tabla 3.5. Los modelos de simulación arrojan un perfil de generación mostrado en la Figura 5.2, en la cual se observa una señal en color azul constante de la MT a 300 kW, operando continuamente y una señal en color verde correspondiente al SFV con una potencia de 150 kW, con una generación correspondiente al recurso solar que se tiene en la región, de aproximadamente 5.5 horas diarias. También, en la misma gráfica (Figura 5.2), el perfil del GE en color amarillo es de muy baja potencia, en consecuencia, al insuficiente recurso del viento que se tiene en la región. La comparación de la demanda con respecto al perfil de generación se muestra en la Figura 5.3, siendo la señal en color rojo la demanda y en color azul la generación.

Existe una sobre generación de energía eléctrica para esta configuración de la MR que se le suministra la red de distribución.

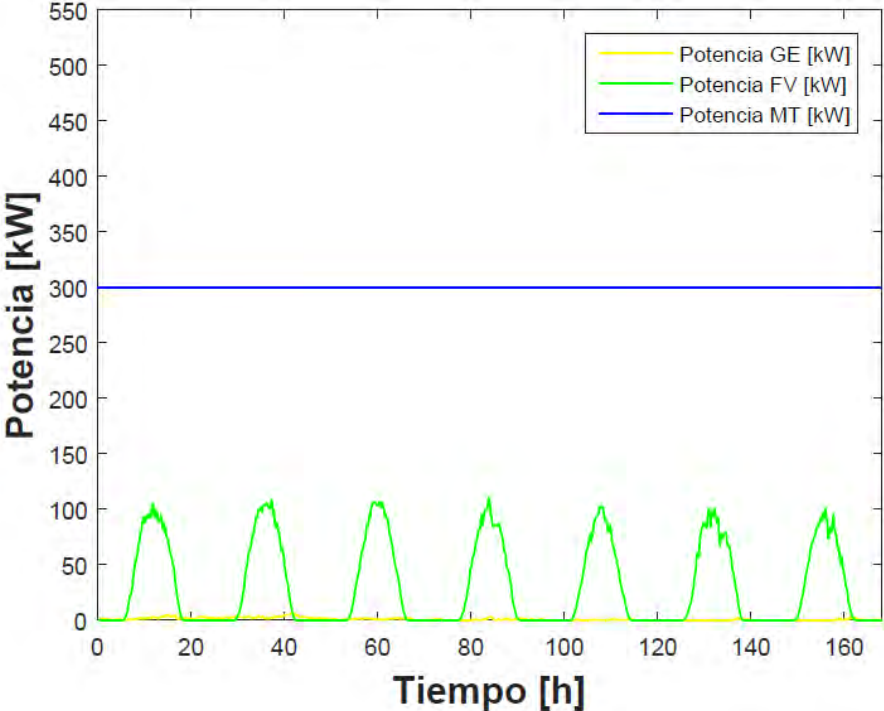


Figura 5.2. Perfiles de generación para MT a 300 kW, SFV a 150 kW y GE a 50 kW.

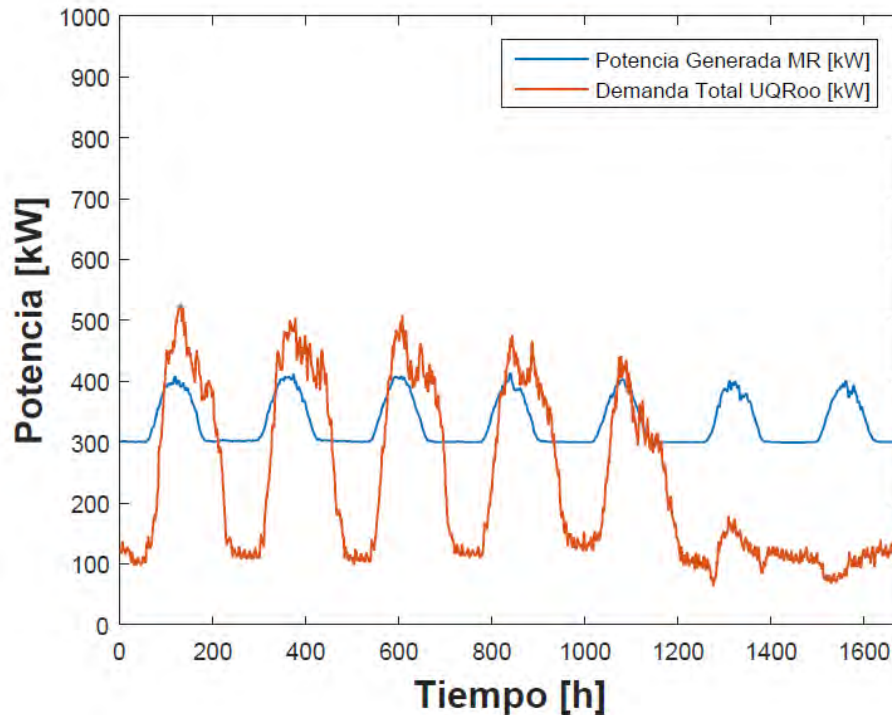


Figura 5.3. Perfil de generación vs perfil de carga con MR a 500 kW.

5.2 Estrategia de dimensionamiento I

La primera estrategia de dimensionamiento consta de generar energía eléctrica a base del recurso solar y gas natural. Esta primera estrategia se ha seleccionado de esta manera porque el recurso eólico es esta muy limitado, y por lo tanto sólo se consideran las otras dos fuentes (solar y MT). El análisis consta de nueve diferentes configuraciones de potencia para el SFV y para la MT. En la Figura 5.4 se muestran las nueve configuraciones y una curva de ahorro, esta última sirve para validar la factibilidad de cada una de las configuraciones. El eje vertical izquierdo representa la potencia eléctrica en kW y en el eje vertical derecho el porcentaje de ahorro en la facturación. En el eje horizontal se encuentran las nueve configuraciones de la MR. Para cada una de las configuraciones existe un ahorro monetario en la facturación eléctrica, calculado con base a los criterios de cobro que establece la CFE para la tarifa HM, la cual ya ha sido detallada. El objetivo de este análisis es encontrar un punto en la configuración de potencias que genere un flujo de energía nulo entre la MR y la red de CFE.

En la Figura 5.5 se muestran los montos de energía facturada para las nueve configuraciones. La configuración número ocho es la que arroja un flujo de energía cercana a cero, la que corresponde a una potencia del SFV igual a 350 kW y para la MT una potencia de 150 kW. Esta configuración da como resultado un porcentaje de ahorro en la facturación del 40%, lo que significa que el 60% restante se obtendrá de la red principal. Es importante mencionar, que para esta configuración número ocho la MT opera las 24 horas todos los días.

En la Figura 5.6 se aprecian los perfiles de generación de las fuentes. La MT se mantiene constante a una potencia de 150 kW, mientras que el SFV mantiene una operación variante durante el día, de acuerdo con el recurso disponible.

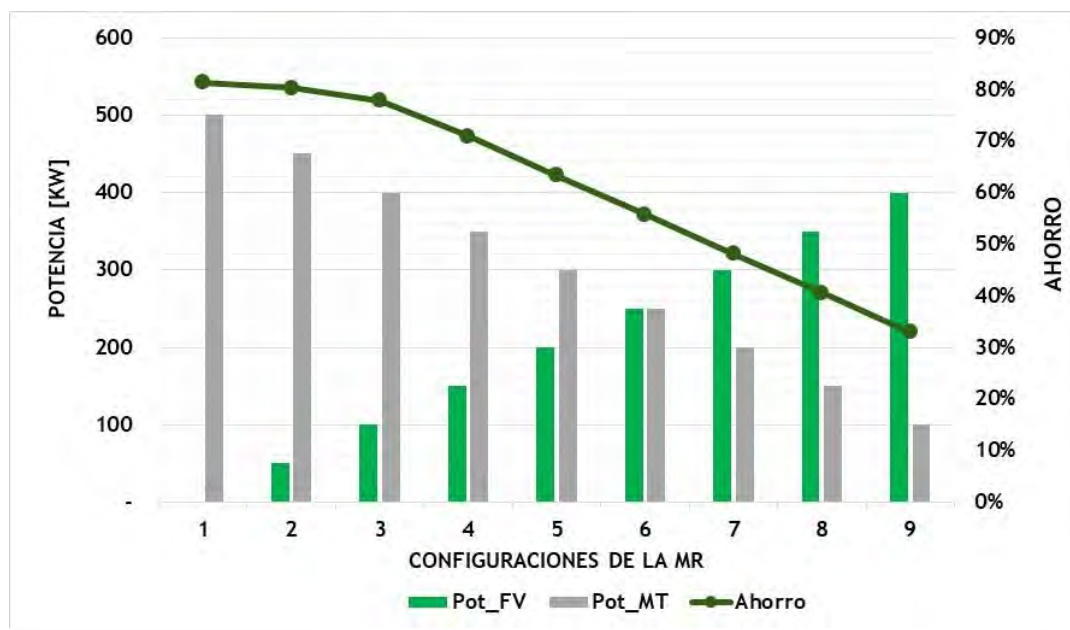


Figura 5.4. Dimensionamiento de la MR, con diferentes configuraciones de la MT y del sistema FV.

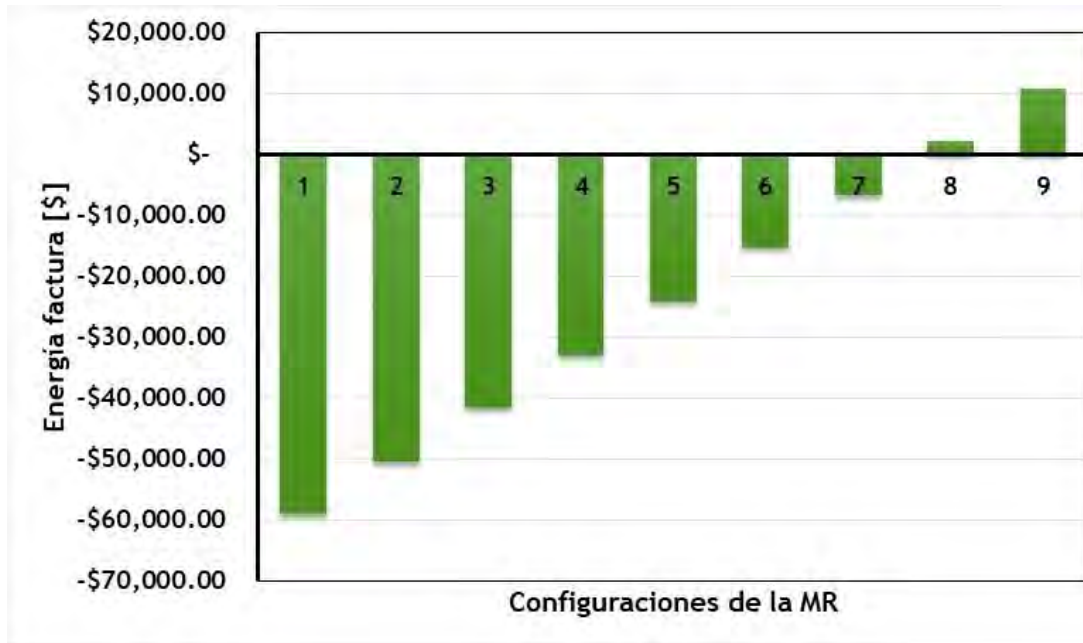


Figura 5.5. Facturación de energía para a estrategia I.

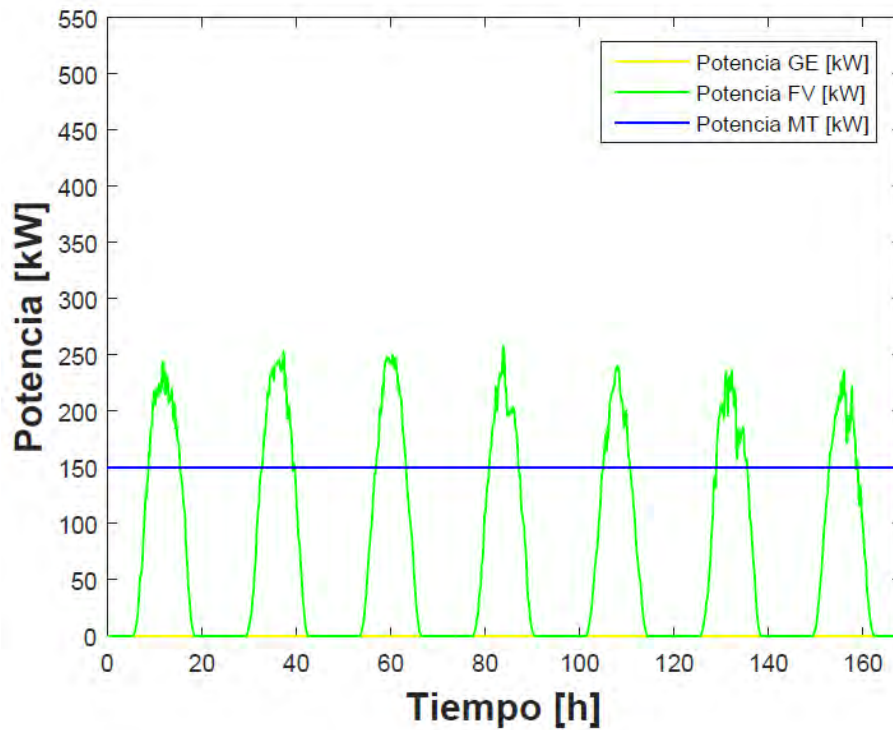


Figura 5.6. Perfil de generación para MT y para el SFV de la estrategia I.

El perfil de generación para la estrategia I suple el 95% de la energía consumida por la carga. En la Figura 5.7 se muestra una comparación entre la suma de la potencia generada por las fuentes en color azul y la demanda en color rojo correspondiente a una semana. Esta gráfica representa los siete días de la semana, iniciando el lunes y finalizando el domingo. La demanda de la carga durante la noche y los días de fin de semana es casi constante, se encuentra alrededor de los 100 kW y en los días laborales es variable, llegando a tener picos de hasta 500 kW. Con respecto a la generación de energía, tiene el mismo comportamiento durante toda la semana. El perfil de generación es la suma de la energía generada por el SFV y por la MT. Se puede ver que con la potencia de 150 kW de la MT se suple la demanda constante existente, la cual se encuentra alrededor de 100 kW y durante el día se genera con los 350 kW del SFV una cierta energía que aporta una reducción considerable a la demanda. Con este perfil se genera en una semana 37,180 kWh de energía, mientras que se consume 39,350 kWh, dando como resultado 2,168 kWh de energía que se factura ante la CFE para este periodo de tiempo. Por lo tanto, se determina que existe la generación del 95% de la energía del consume, sin embargo, el ahorro en la facturación no se da en la misma proporción, debido costo del gas natural, más el monto por la demanda facturable y otros conceptos ya mencionados en capítulos anteriores sobre la forma de cobrar por parte de la CFE. Siendo el resultado de ahorro igual al 40% mencionado anteriormente.

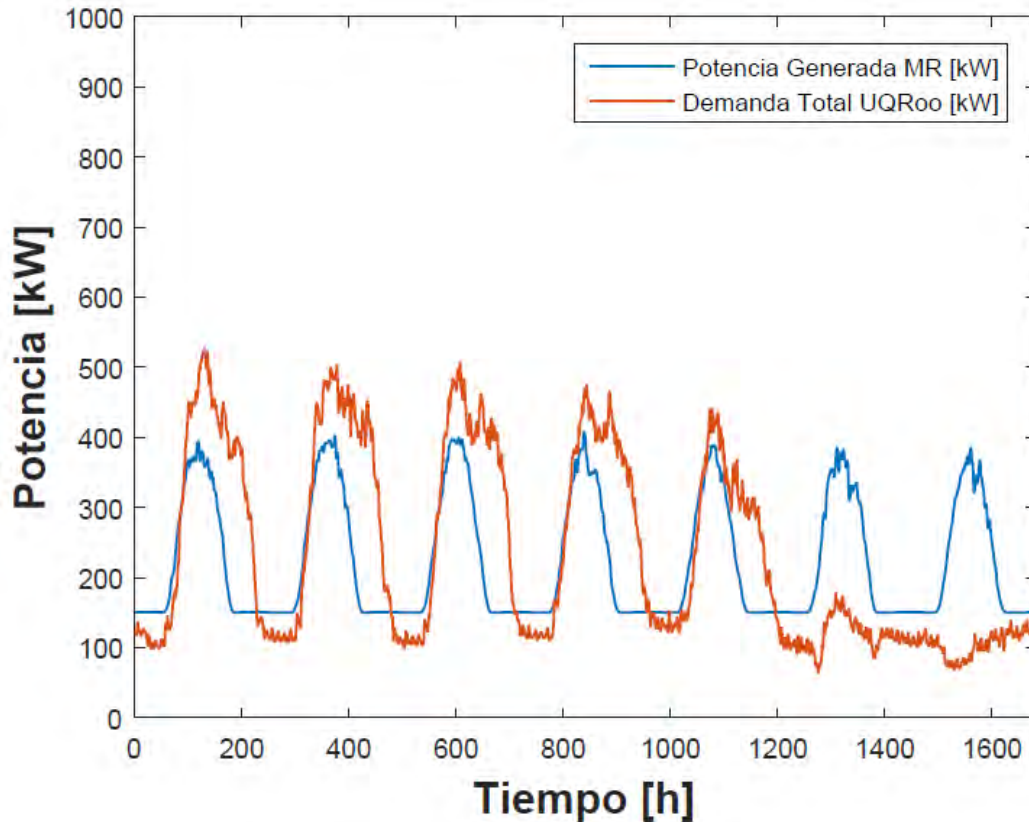


Figura 5.7. Perfil de generación y carga para la estrategia I.

5.3 Implementación; estrategia I

La primera estrategia de dimensionamiento establece condiciones para poder distribuir la MR en todo el espacio de la Universidad. De acuerdo con la estrategia de dimensionamiento I, la MR es distribuida en tres zonas; la Zona I que incluye a los edificios de la DCI, Taller y DCPH, Zona II que incluye a los edificios de DCSEA, Biblioteca, CTIC y Canchas deportivas y finalmente la Zona III con los edificios de Rectoría, Aula magna, edificio B y G, tal cual se muestra en la Figura 5.8. La Figura 5.9 muestra la estrategia I de distribución con las potencias de distribución en cada una de las zonas. Lo que se busca con esta estrategia es suplir la demanda constante que tienen los edificios mediante la MT y durante el día obtener una energía extra con el SFV.

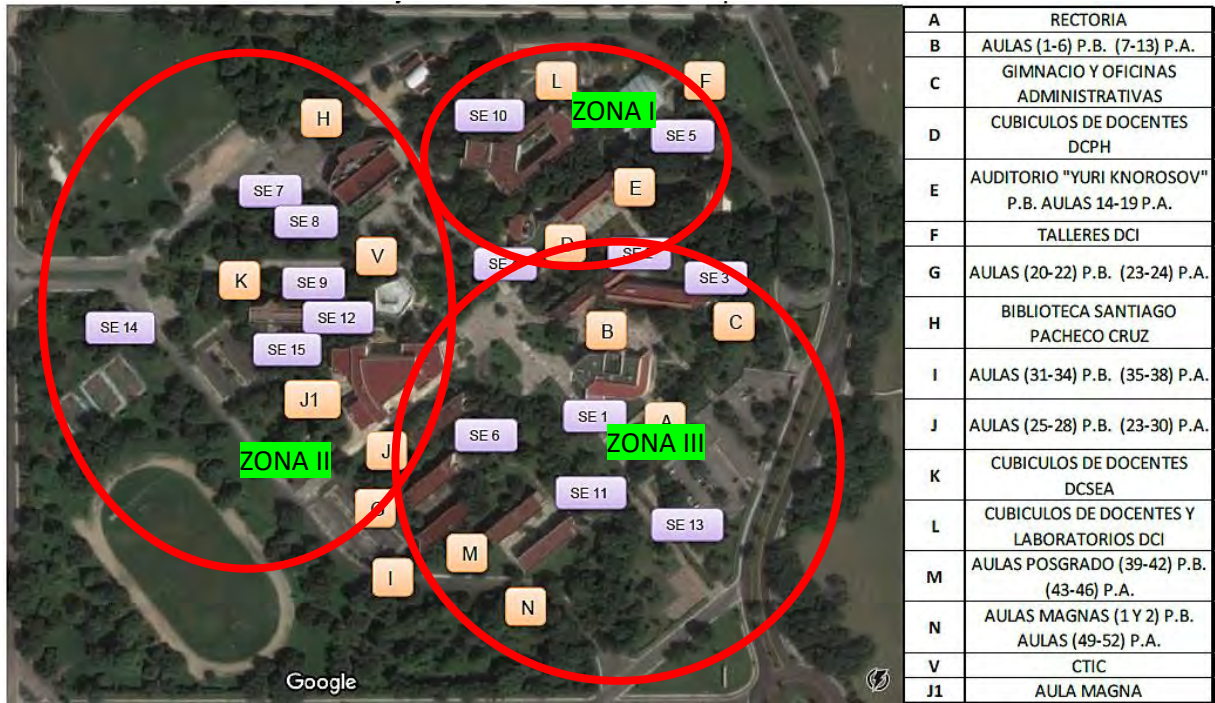


Figura 5.8. Distribución de edificios y subestaciones en la UQROO.

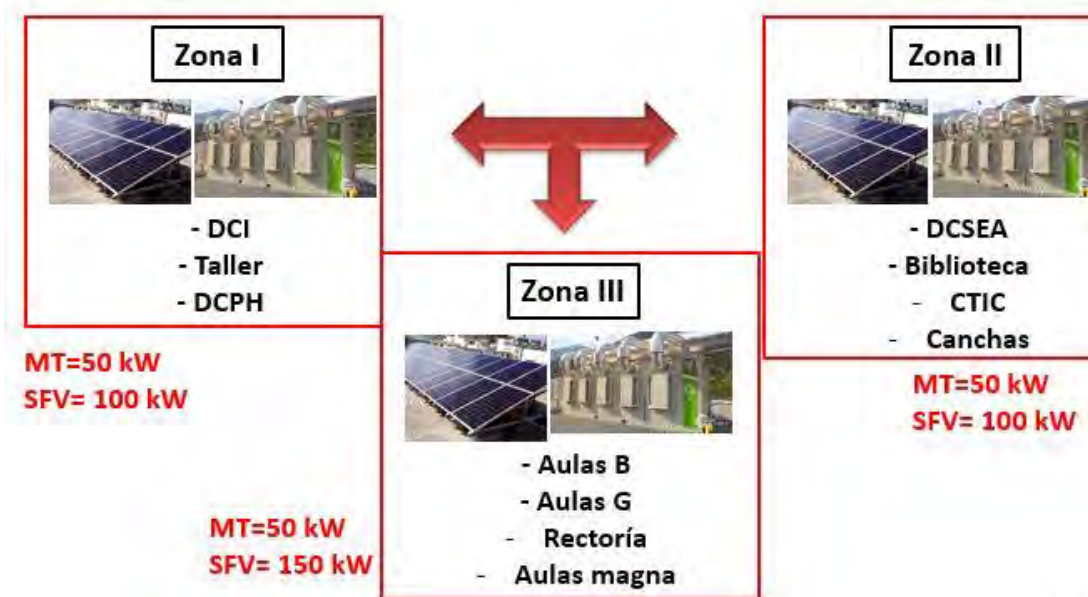


Figura 5.9. Estrategia de implementación I.

En la Figura 5.10 se muestra el perfil de la demanda y de la energía generada para la Zona I. La señal en color azul es la potencia generada por la MR, que incluye

la MT de 50 kW operando constantemente y el SFV de 100 kW, este último generando energía aproximadamente 5.5 horas al día disponible del recurso solar. La señal en color rojo represente el perfil de la demanda para esta zona, se nota que existe una demanda constante de aproximadamente alrededor de 50 kW, la cual es suplida por la MT y una potencia variable durante el día que es restada por el SFV. Los resultados muestran que no se puede suministrar el total del perfil de demanda, sin embargo, si se logra reducir notablemente la energía consumida y un aporte significativo en la facturación eléctrica.

En términos numéricos del consumo en una semana, la Zona I consume 12,450 kWh y se genera 11,820 kWh, resultando una energía facturable de 630 kWh, lo cual indica que se ha generado aproximadamente el 95% de la energía que se consume en esta zona.

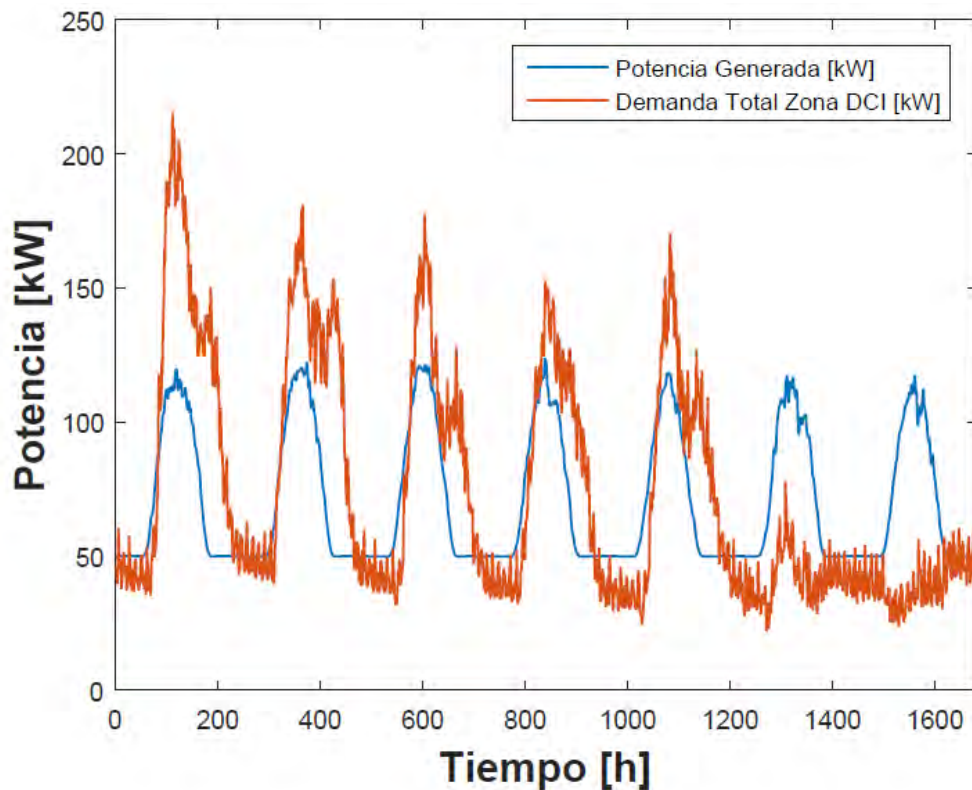


Figura 5.10. Perfil de generación para la Zona I.

En la Zona II se tiene el mismo comportamiento de diseño que en el caso de la Zona I. La Figura 5.11 muestra los perfiles de demanda y generación para la Zona II, en el cual se puede apreciar que existe un perfil de demanda constante suplida por la MT y una demanda variable que es reducida por el SFV. A diferencia de la zona anterior, en ésta se tiene menor carga, por lo que hay un excedente de energía. En la Zona II se consume un total de 11,530 kWh y genera 11,820 kWh, en una semana. De esta manera, existe una energía excedente de 291 kWh, la cual pudiera servir para suplir un faltante en otra zona.

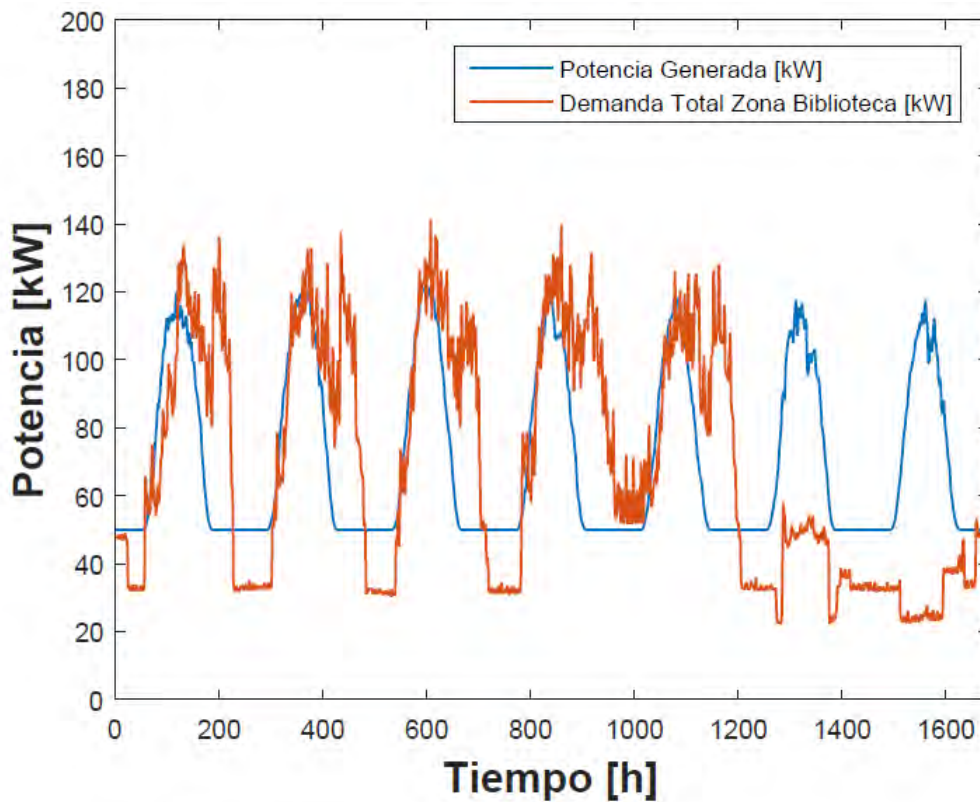


Figura 5.11. Perfil de generación para la Zona II.

En la Zona III se establece una potencia de la MR de mayor magnitud debido a que tiene una mayor demanda que las zonas I y II. En este caso se propone una potencia de 50 kW para la MT y una potencia de 150 kW para el SFV. De la misma manera que en las dos zonas anteriores la demanda mantiene una potencia constante con una magnitud de aproximadamente 50 kW, suplida por la MT, y una

potencia variable que alcanza picos de 200 kW, la cual es suplida durante el día por el SFV. En la Figura 5.12 la potencia generada (señal en color azul) no alcanza el 100% de la demanda (en color rojo), sin embargo, se reduce considerablemente. La energía consumida para esta zona es de 15,360 kWh y la energía generada es de 13,530 kWh, lo que indica que existe una faltante de 1,829 kWh aproximadamente o que se genera un 88% de la energía que se consume.

Al realizar un análisis global del sistema se obtiene el flujo de energía entre la MR, la carga y la CFE. Los resultados de simulación muestran que la energía consumida en una semana por la UQROO es de 38,338 kWh y la energía que se podría generar con la MR en el mismo periodo de tiempo es de 37,170 kWh, dando como resultado un déficit de energía igual a 2,168 kWh que debe de ser suministrada y facturada por la CFE.

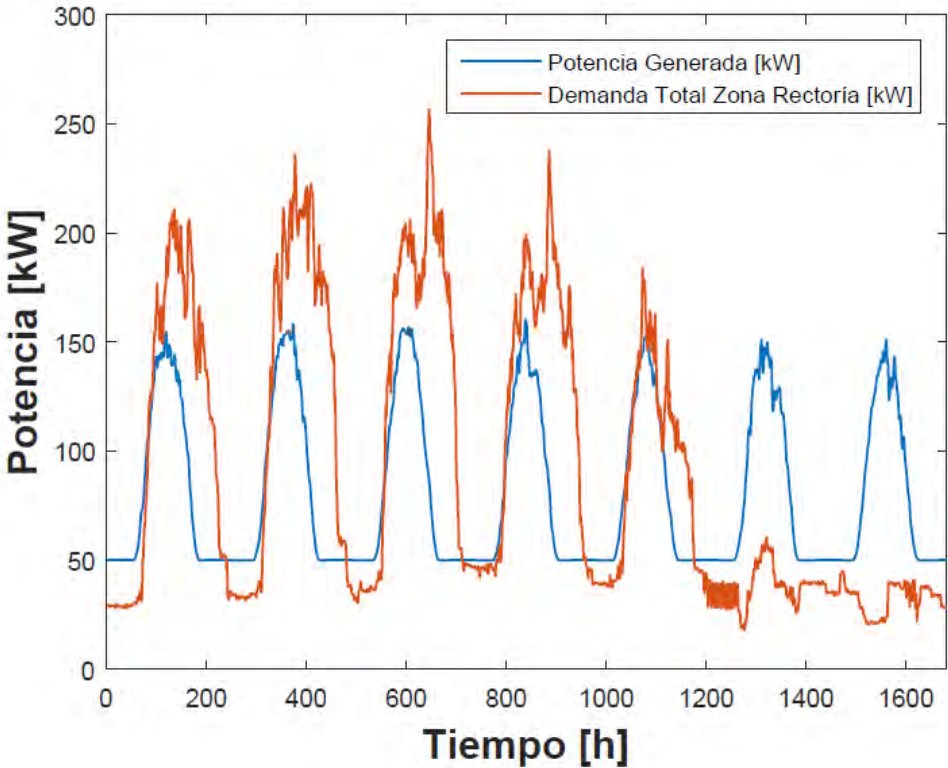


Figura 5.12. Perfil de generación para la Zona III.

5.4 Estrategia de dimensionamiento II

Una nueva estrategia de dimensionamiento se propone para el diseño de la MR. Esta estrategia consiste en implementar dos unidades de MT's y un SFV. La potencia eléctrica para cada una de ellas se selecciona con base a un análisis de ahorro económico. La propuesta de operación consiste en mantener una MT operando continuamente y la otra configurada para ser usada en horario de mayor demanda, la razón de esto es para disminuir los picos de demanda que se producen actualmente y por ende disminuir los costos de demanda facturable. El SFV opera de igual manera que en la estrategia anterior, genera dependiendo las condiciones climatológicas del día.

En la Figura 5.13 se ilustra ocho configuraciones de la MR para diferentes potencias. La configuración más favorable para el ahorro en la facturación eléctrica es la número siete, la cual genera casi un flujo nulo de energía facturada ante la CFE (ver Figura 5.14). Esta configuración establece que la MT1 opera continuamente a una potencia de 150 kW y la MT2 de 50 kW opera 14 horas al día durante los cinco días de la semana laboral, en horario de 08:00 a 22:00 horas (seleccionado este horario debido a los altos picos de demanda) y finalmente el SFV con una potencia de 300 kW. El ahorro que se obtiene con este perfil es de aproximadamente 47%.

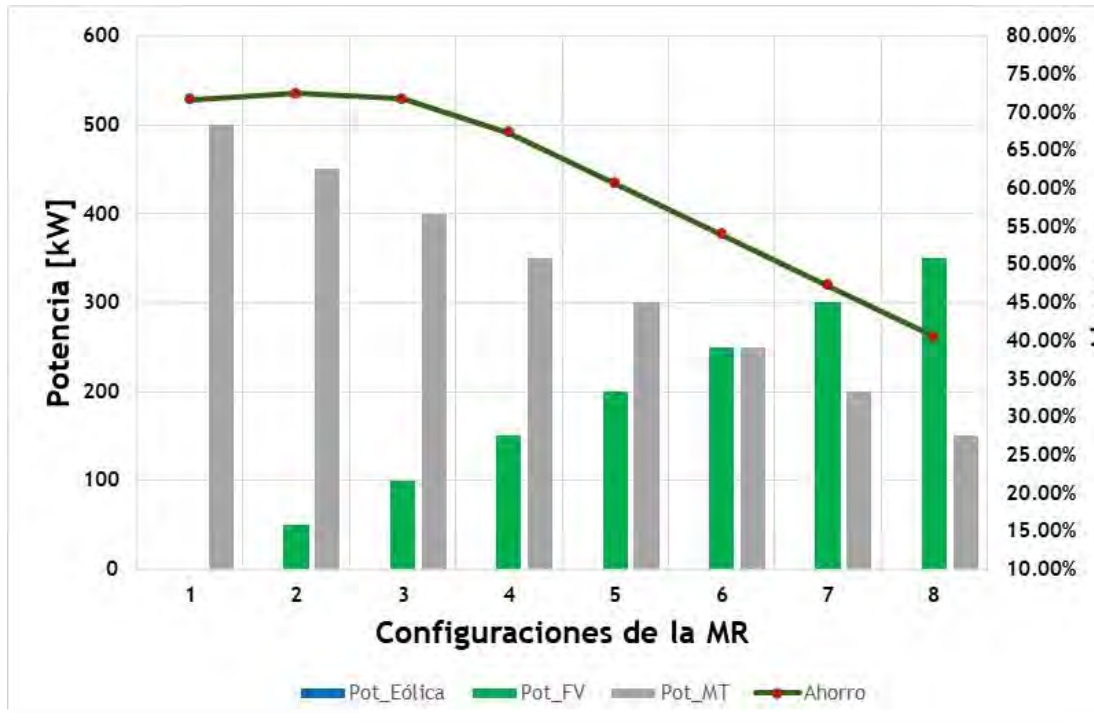


Figura 5.13. Dimensionamiento de la MR para la estrategia II.

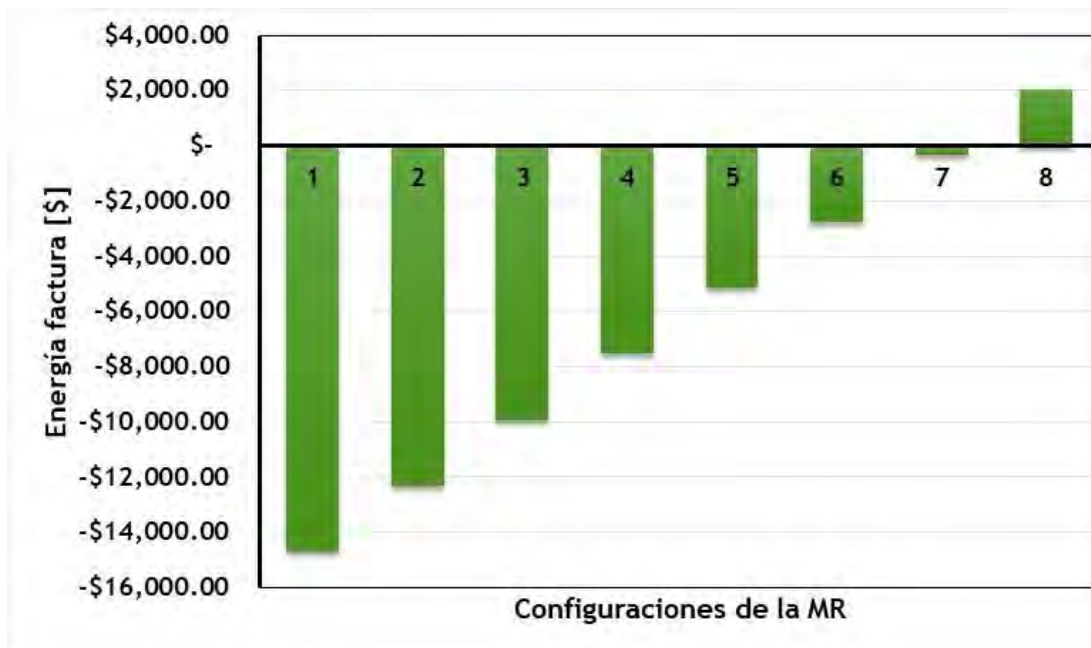


Figura 5.14. Análisis de la facturación de energía para a estrategia II.

La Figura 5.15 muestra dos señales correspondiente a los perfiles de fuentes de generación. La señal en color azul incluye las dos unidades de MT's y la de color verde el SFV. La señal de las MT's mantiene valores de 150 kW y de 200 kW, dependiendo del horario entre semana, para fines de semana sólo opera la MT1, generando sólo los 150 kW. Por debajo de esta señal y en color verde, se encuentra el perfil de generación del sistema FV, operando a 300 kW. La Figura 5.16 ilustra la comparación del perfil de carga y de la generación de acuerdo con la estrategia II de dimensionamiento. En esta gráfica el perfil de generación tiene magnitudes cercanas a la demanda durante la semana laboral, mientras que los fines de semana se genera un excedente de energía.

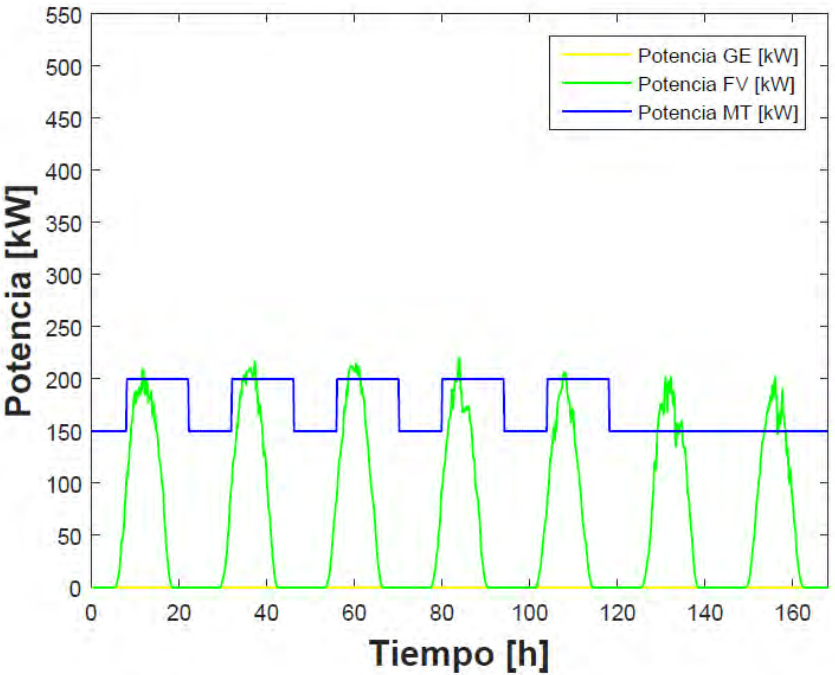


Figura 5.15. Perfil de generación para la estrategia II.

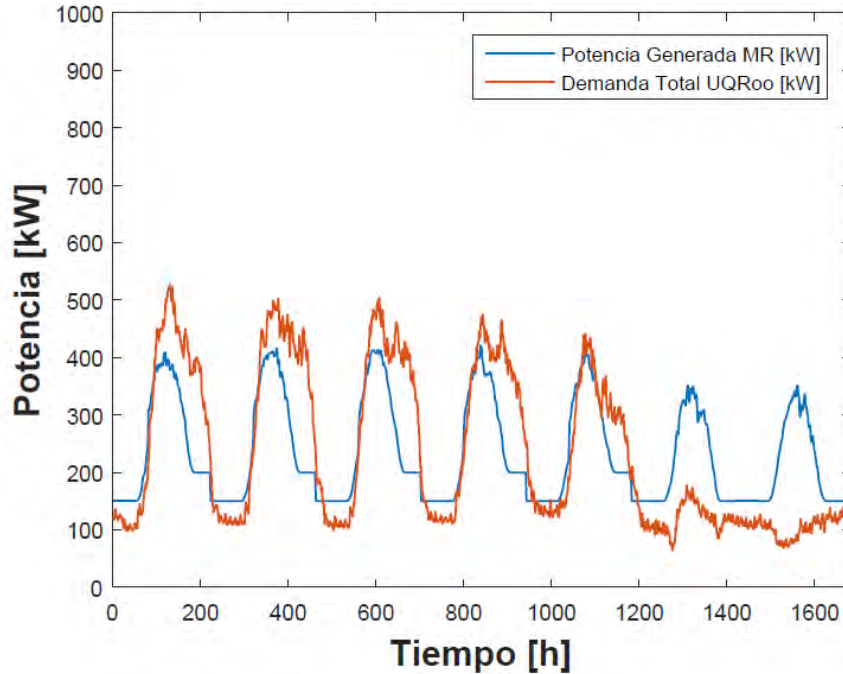


Figura 5.16. Demanda vs perfil de generación de acuerdo con la estrategia II.

5.5 Estrategias de operación

La estrategia de operación consiste en diseñar un gestor de energía que opere el flujo de potencias entre la MR y la red principal de suministro. Tiene como función operar el flujo de potencia en la MR para diferentes escenarios. La MR a considerar en este estudio es la obtenida en la estrategia de dimensionamiento I; que consiste en 350 kW de potencia solar instalada y 150 kW de la MT a gas natural. El gestor opera bajo tres criterios de funcionamiento: la primera consiste en operar el sistema en modo normal (interconectada a la red, sin desconexiones o fallas), la segunda cuando se tiene un MR interconectada a la red y se presenta una falla o desconexión de la red y la tercera cuando se presenta un huracán y se desconecta la red.

En el escenario uno la carga es suplida principalmente por las fuentes y la energía faltante por la red principal. En el escenario dos, el gestor tiene que desconectar ciertas cargas para poder suplir la demanda solamente con la energía proveniente de las fuentes. Finalmente, para el escenario tres en condiciones de presencia de huracanes, y falla de la red, se considera que la demanda baje, y

también que el SFV no esté en funcionamiento, debido a los problemas que genera el huracán.

La estrategias del Gestor de energía está representado en la Figura 5.17. El Gestor obtiene información de la energía consumida por la carga, la energía que generan las fuentes y la energía teóricamente ilimitada que proporciona CFE. La MR cuenta con un selector para seleccionar uno de los tres escenarios de operación establecido anteriormente.

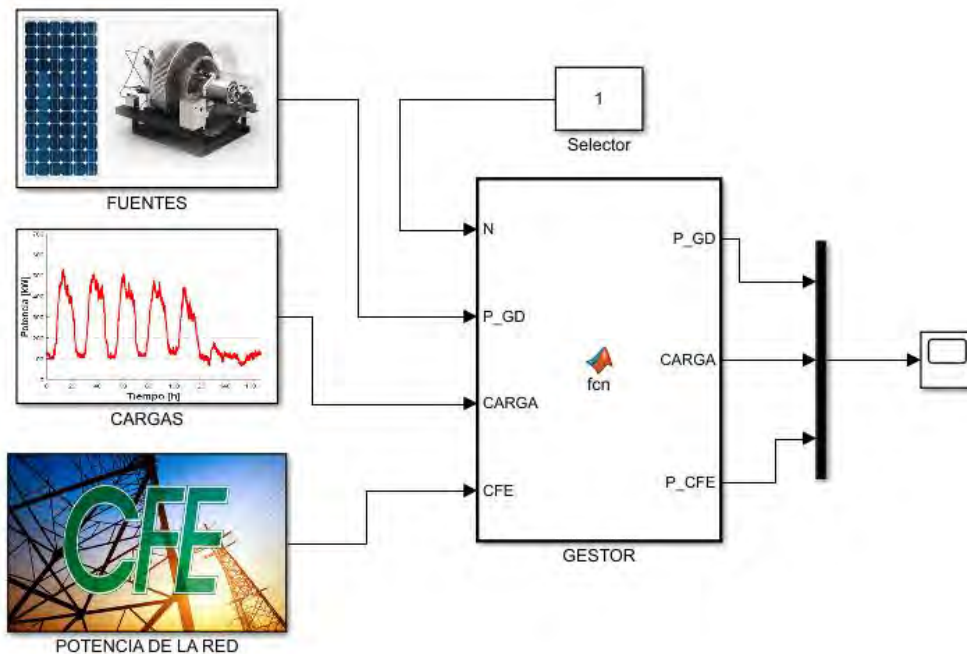


Figura 5.17. Esquema de la MR operada por un Gestor de energía.

5.5.1 Escenario uno: operación normal, Microrred interconectada a la red de CFE

En la Figura 5.18 se muestra el comportamiento de la potencia instantánea generada y de la demanda en la MR. La señal mostrada en color azul es la carga de la universidad en una semana típica de operación, la línea de color verde muestra la energía generada por las fuentes de la MR y la línea de color rojo muestra la energía suministrada por la red eléctrica de la CFE.

Un análisis se llevó a cabo para determinar el flujo de energía en la MR. Este análisis consiste en obtener la cantidad de energía que consume la carga, la cantidad de energía que genera la MR y la que se obtiene de la red de suministro. En la gráfica 5.18 se aprecia que existe un periodo de tiempo durante el día, en el que la demanda es mayor que la potencia generada, esto quiere decir que las fuentes no abastecen el total que se consume, y en consecuencia se tiene que obtener de la red. Como resultados en el análisis se determina que del 100% de la energía consumida por la carga, el 94.4% es generada por las fuentes de energía (el SFV y la MT), y la energía restante es obtenida desde la CFE. La gráfica de la Figura 5.18 muestra que durante los cinco días laborales es cuando se necesita la energía faltante, sin embargo, los fines de semana, en donde la demanda disminuye y se genera un excedente de energía que contrarresta el falta de los días anteriores de la semana.

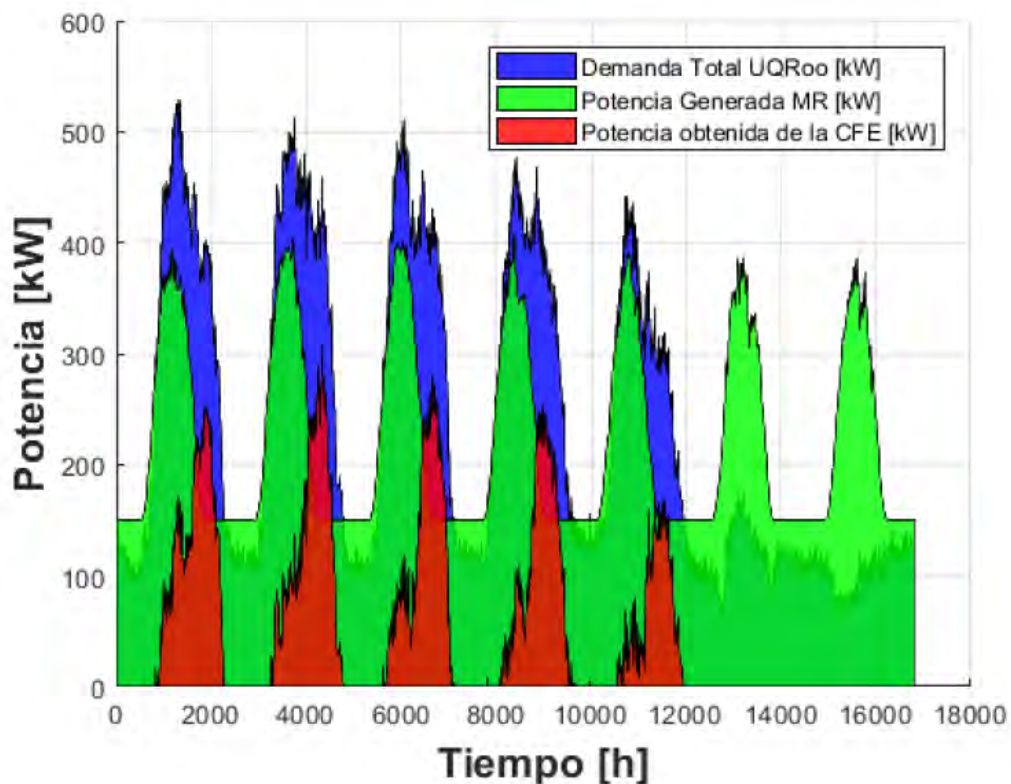


Figura 5.18. Modo de operación para el escenario uno.

5.5.2 Escenario dos: operación normal, Microrred interconectada y fallo de la red CFE

En el escenario dos se tiene un fallo de la red principal durante un día típico de operación. En la Figura 5.19 se muestra el comportamiento del flujo de potencias para un día típico de operación. A diferencia del escenario uno, en el dos, se percibe un corte de la red principal, la duración del corte es de aproximadamente dos horas, se considera este tiempo de corte por cuestiones visuales de simulación en la gráfica, sin embargo, el CAIDI (Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución) para la región peninsular en el año 2017 fue de 35 minutos [33]. Durante el corte, se propone que la carga debe disminuir, debido a que es insuficiente la energía de las fuentes para abastecer el total de la carga. Entonces, el sistema desconecta parte de la carga que no es crítica, como pueden ser la climatización y alumbrado de aulas de clases. Con esta estrategia se disminuye la carga total de tal manera que pueda ser suplida por la energía generada de las fuentes en la MR. Una vez que se vuelve a interconectar la MR se habilitan la cargas que se había desconectado, y de esta forma la MR regresa al punto de operación en modo normal, descrito en el escenario uno.

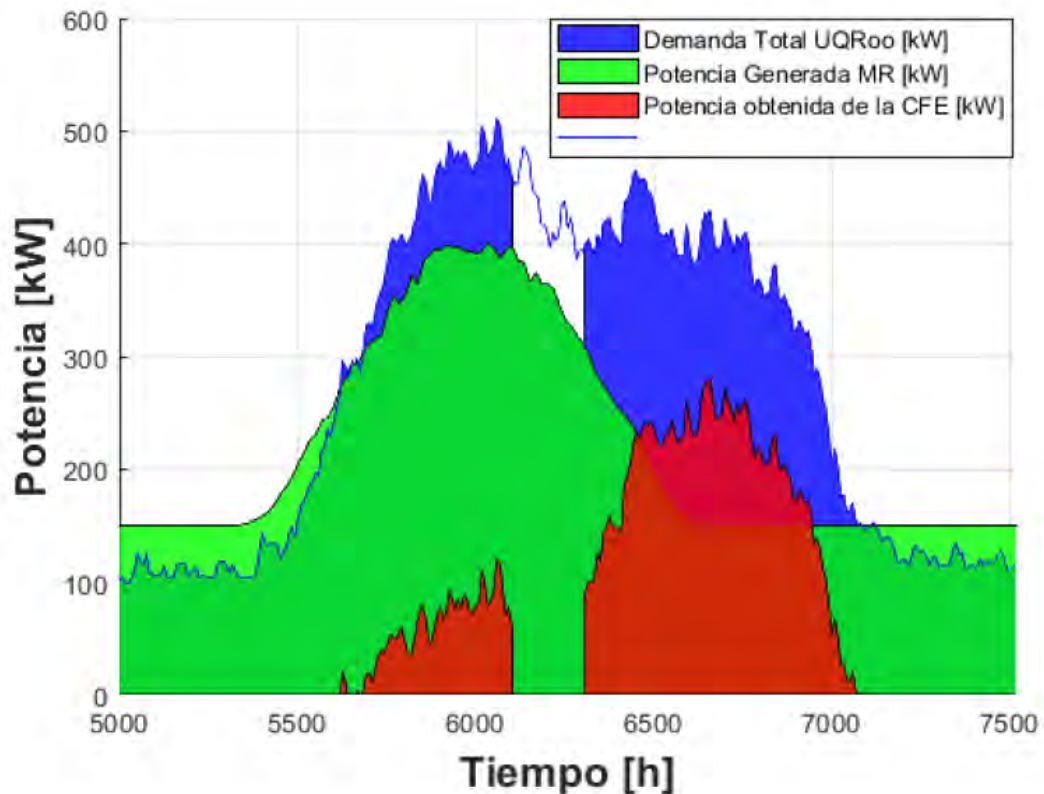


Figura 5.19. Modo de operación para el escenario dos

5.5.3 Escenario tres: operación en caso de huracanes

El escenario tres consta de considerar la operación de la MR en presencia de un huracán. En esta región es muy común que en temporada de lluvia se presenten estos escenarios y, por lo tanto, afecte a las instalaciones de la Universidad y se suspendan las labores. En este escenario se considera que cuando exista la presencia de un huracán se suspendan las clases y que el SFV se desconecte por posibles daños que pudiera provocarle los efectos del huracán. De esta manera, se realiza un análisis para tal situación, la cual se muestra en la Figura 5.20, en donde se aprecia el comportamiento del flujo de potencias que tendría; en color azul la demanda, en color verde la potencia generada y en color rojo la energía consumida de la red de CFE. El estudio consta de operar tres días normales en la institución y posteriormente en los cuatro días restantes de la semana se presenta el escenario del huracán. En la gráfica de la Figura 5.20 se nota que los primeros tres días el sistema opera en modo normal, como en el escenario uno, sin embargo,

en los cuatro días restantes de la semana por cuestiones de la presencia del huracán la demanda disminuye y también la potencia generada debido que se desconecta el SFV. Dado a que no se tiene un registro del consumo de energía para este tipo de situación, se estima que el consumo sea el mismo que se tiene en horario nocturno y fines de semana. La demanda se considera de una potencia constante de aproximadamente 130 kW, la cual es suplida por la MT.

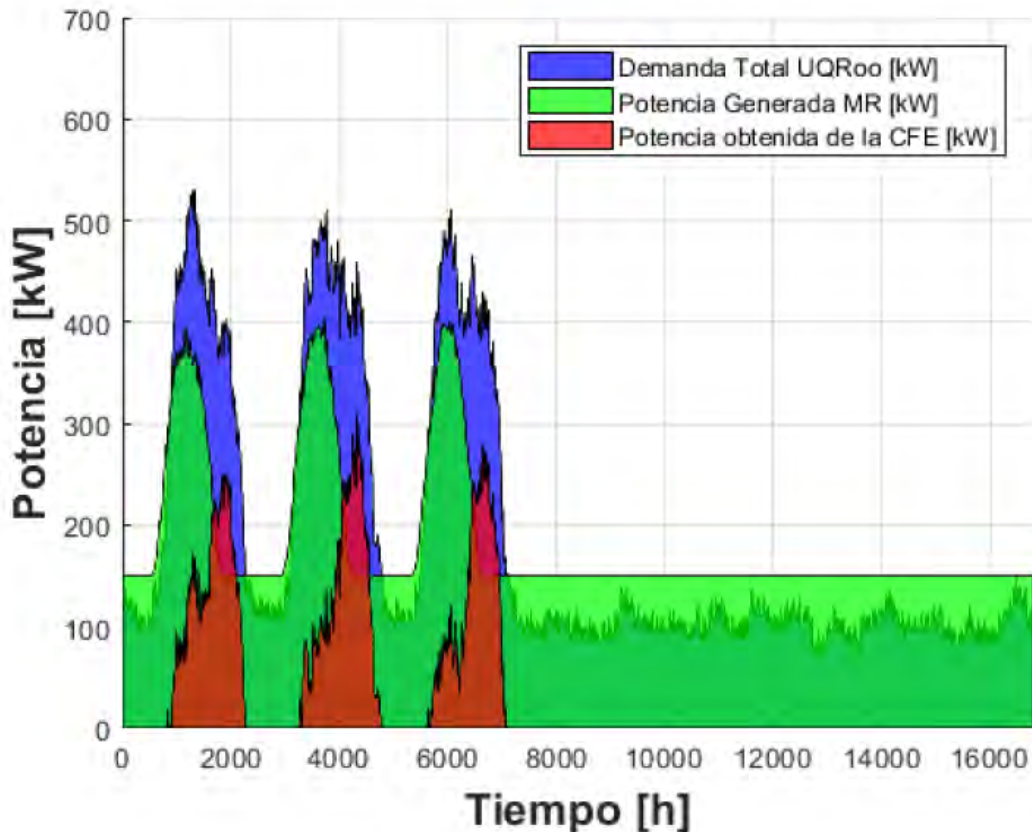


Figura 5.20. Modo de operación para el escenario tres

Analizando las gráficas de los escenarios mostrados anteriormente, se puede observar que en algunos periodos de tiempo se presenta cierta cantidad de energía excedente. Esta energía generada por las fuentes puede ser aprovechada en diversas formas. Una de ellas podría ser mediante almacenamiento de hidrógeno utilizando el proceso de un electrolizador, o en baterías, sin embargo, para este caso de estudio se podría plantear un controlador o seguimiento de carga, con la

finalidad de operar las MT's y, de tal manera que pueda operar la generación de energía en ellas.

5.6 Análisis de los resultados

La MR seleccionado con base a los criterios ya descritos está configura a operar un SFV de potencia igual a 350 kW y un sistema de MT's con potencia de 150 kW. El sistema de generación por energía fotovoltaica está dividido en tres zonas para su distribución, teniendo en la zona I DCI una potencia de 100 kW, zona II Biblioteca con 100 kW y zona III Rectoría con 150 kW. El espacio necesario para la implementación del SFV es calculado de acuerdo con los criterios de diseño y del espacio necesario para evitar sombreado entre los paneles FV. El módulo FV seleccionado es de la marca SolarWorld monocristalino de una potencia de 300 W. En el Anexo 1, se muestra las características de este tipo de módulo. Esto lleva a que para la zona I y II sea necesario instalar 334 módulos de esta potencia y 500 para la zona III. La dimensión de un módulo de estas características es de 1.0 metro de ancho por 1.7 metros de largo. De esta manera, el área requerida por cada zona son 567.8 m² para la zona I y II, para la zona III es de 850 m², dando un total de 1,985.6 m² de área requerida para el sistema completo de generación FV. Este cálculo es a grandes rasgos, dado que para la instalación de SFV se deben de considerar más cosas, como; la forma de la estructura que va a soportar a los módulos, el espacio que requieren de equipos existentes en azoteas, sombreado de árboles, entre otras cosas. Algo muy útil sería que se instalarán los paneles en estacionamientos, de tal manera que se genera energía eléctrica y se implementan a la vez dispositivos de sombreado, lo cual no hay aún en la UQROO.

El sistema de generación por la MT está basado por gas natural. En un principio se había establecido instalar una potencia de 300 kW para la MT, sin embargo, después de realizar un análisis de factibilidad se determinó que los más adecuado es instalar 150 kW, pudiendo estar divididas por zonas, como a se ha establecido anteriormente. De acuerdo con las características de fabricación del fabricante de la MT, esta tiene una eficiencia del 30% en operación nominal, sin embargo, la eficiencia podría incrementar con la operación en cogeneración. En el

anexo 3 se presenta una propuesta que establece un sistema de cogeneración de energía eléctrica y agua helada, que contempla la implementación de un sistema de 1GT333S marca FlexEnergy turbina a gas natural, con una potencia nominal de 333 kW, y con capacidad de generación en sitio de 293 KW (a nivel del mar y clima promedio anual de 29° C). La generación de agua helada se realizará mediante un equipo de enfriamiento de tipo absorción que podrá operar 24 horas 7 días a la semana, pudiendo generar 134 T.R. nominales [50]. La cogeneración es la producción simultanea de dos energías a partir de una sola, en este caso con una turbina que consume gas natural como combustible, genera energía eléctrica y agua helada, logrando una eficiencia de hasta el 80%. Esta propuesta se podría actualizar para una potencia de 150 kW sin problema.

El análisis de la MT operando a 150 kW arroja un consumo de 1.8 GJ por hora bajo una eficiencia de operación del 30%. Este análisis es obtenido mediante las propiedades químicas del gas natural [51]. Se considera que sea un gas natural comprimido. En la Tabla 5.1 se ilustra los valores de consumo hora, día y mensual. Normalmente los consumos son dados en GJ/hora, sin embargo, para poder deducir la capacidad de almacenamiento que se necesita, es necesario obtenerlos en m³. De esta manera, con las propiedades del gas; el poder calorífico y la densidad se calcula el consumo mensual en estas unidades. En Tabla 5.1 se calcula el costo del combustible mensualmente, basándose en el precio que establecido por el proveedor *GoTurbine* en su propuesta [50].

Tabla 5.1. Análisis de las propiedades y consumo del Gas Natural Comprimido

Combustible: Gas Natural Comprimido		
Propiedades	Magnitud	Unidad
Poder calorífico	0.0567	GJ/kg
Densidad	158.49	kg/m ³
Potencia de Entrada	500.00	kWh
Eficiencia de la MT	30%	
Potencia de Salida	150.0	kWh
Energía Consumida	1.800	GJ
Consumo de Combustible Hora	0.200	m ³
Consumo de Combustible Día	4.807	m ³
Consumo de Combustible Mes	144.218	m ³
Costo del Gas Natural	200.00	\$/GJ
Costo Mensual	\$ 259,200.00	\$/mensual

6. CONCLUSIONES

Como uno de los resultados de este trabajo de investigación fue obtener evidencia real del consumo de energía en los edificios de la UQROO, campus Chetumal, mediante el monitoreo de los transformadores en los distintos edificios de la institución. Entre los resultados que más destacan en estas mediciones están; la distribución del consumo en energía kWh, los edificios con mayor demanda de energía y los horarios en los que se presenta mayor demanda, manejando los horarios establecidos por la CFE, como básico, intermedio y punta. El horario intermedio en el cual se presenta mayor demanda de energía, sin embargo, la ecuación para calcular la facturación de demanda se ve afectada principalmente por los picos de demanda en el horario punta. Estos criterios fueron considerados para diseñar los modos de operación en la MR.

Los modelos de las fuentes que integran el sistema híbrido de generación de potencia se lograron simular mediante modelos matemáticos. Estos modelos matemáticos de simulación se obtuvieron basado en una búsqueda bibliográfica de sistemas que modelen el flujo de potencia de los diferentes recursos, como es la fotovoltaica, eólica y la MT a gas natural. Con base en la simulación de los modelos y un análisis de operación de la MR se determinó la potencia factible, siendo, 350 kW para el Sistema FV, 150 kW en la Microturbina y 0 kW para la GE. Con esta potencia de la MR se espera obtener un ahorro del 90 al 95% en la facturación eléctrica.

El gestor de energía fue diseñado para establecer la administración del flujo de potencia en la MR. Los tres escenarios establecido para operar el sistema son; primer escenario cuando se opera normalmente interconectado a la red, el segundo cuando se presenta una falla de la red y el tercero cuando hay presencia de huracán y falla la red. En el primer escenario el gestor simplemente obtiene la energía faltante de la red cuando la demanda de la carga es mayor que la potencia generada por las fuentes. En el segundo escenario, ante una falla de la red el gestor debe de considerar la magnitud de la carga y de la potencia generada para establecer los criterios de funcionamiento. Sí se llegará a presentar que la carga sea mayor que la

energía generada, el gestor disminuye la carga hasta lograr suplirla con las fuentes, para realizar esto se deben de establecer criterios de cargas críticas y cargas no críticas, sin embargo, en este trabajo de investigación no está establecido incluir estos criterios. Por otro lado, cuando la carga es inferior que la energía generada, el Gestor puede operar la fuente despachable (en este caso la MT) para disminuir la potencia, de tal manera de generar la necesaria. En el tercer escenario es considerado que se presente un huracán y que la red falle. De tal forma, que se tenga que inhabilitar el SFV y que la MR se opera simplemente con la MT. En este escenario es considerado que la carga disminuye y que sea suministrada solamente con la MT operando a potencia nominal.

Dentro de un los productos obtenidos a raíz de esta investigación se obtiene un artículo de conferencia titulado *Operaciones de Sistemas de Generación y Suministro de Energía Eléctrica en Zonas no Interconectadas de Colombia*". Este artículo fue desarrollado en una estancia de investigación en la Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia y presentado en la **IEEE ANDESCON 2018**.

TRABAJOS FUTUROS

Existen trabajos que se deben de seguir a continuación de este para ampliar el conocimiento en la investigación de las Microrredes. El objetivo es que se hagan emulaciones de los modelos de las fuentes de generación de manera dinámica. También establecer un laboratorio en el que se tengas los modelos físicos para realizar prácticas e incrementar la investigación en esta rama de la ciencia en GD.

REFERENCIAS

- [1] A. Kaur, J. Kaushal, and P. Basak, "A review on microgrid central controller," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, 2016.
- [2] Ferran Ballester, "Contaminación atmosférica, cambio climático y salud," *Rev. Esp. Salud Publica*, vol. 79, no. 2, pp. 159–175, 2005.
- [3] M. Parol and T. Wojtowicz, "Optimization of exchange of electrical energy between microgrid and electricity utility distribution network," *2010 Mod. Electr. Power Syst.*, pp. 1–6, 2010.
- [4] C. Yin, H. Wu, F. Locment, and M. Sechilariu, "Energy management of DC microgrid based on photovoltaic combined with diesel generator and supercapacitor," *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, pp. 14–27, 2017.
- [5] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E. Ibarra, "AC and DC technology in microgrids: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 726–749, 2015.
- [6] P. Degobert, S. Kreuawan, and X. Guillaud, "Micro-grid powered by photovoltaic and micro turbine," *RE&PQJ*, vol. Vol 1, pp. 188–191, 2006.
- [7] H. Lan, S. Wen, Y. Y. Hong, D. C. Yu, and L. Zhang, "Optimal sizing of hybrid PV/diesel/battery in ship power system," *Appl. Energy*, vol. 158, pp. 26–34, 2015.
- [8] H. Hosni, S. Benhamed, H. Ibrahim, M. Ghandour, A. Ilinca, and K. Belmokhtar, "Power Flow Management Strategy for Renewable Hybrid Energy System," pp. 1–6, 2016.
- [9] M. A. M. Ramli, H. R. E. H. Bouchekara, and A. S. Alghamdi, "Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm," *Renew. Energy*, vol. 121, pp. 400–411, 2018.
- [10] D. Ipsakis, S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, and C. Elmasides, "Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 16, pp. 7081–7095, 2009.
- [11] B. P. Guzmán-Escoto, J. M. L. García, A. Pizano-Martínez, E. A. Zamora-Cárdenas, and H. J. Estrada-García, "Control de Generación de una Micro-Red Eléctrica Conformada por Fuentes Renovables de Energía," *Particip. la Mujer en la Cienc.*, pp. 1–7, 2017.
- [12] B. J. Brearley and R. R. Prabu, "A review on issues and approaches for microgrid protection," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, 2017.
- [13] M. Soshinskaya, W. H. J. Crijns-Graus, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Microgrids: Experiences, barriers and success factors," *Renew. Sustain.*

Energy Rev., vol. 40, pp. 659–672, 2014.

- [14] R. W. Wies, R. A. Johnson, A. N. Agrawal, and T. J. Chubb, “Simulink model for economic analysis and environmental impacts of a PV with diesel-battery system for remote villages,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 692–700, 2005.
- [15] M. a Rodriguez, “Heuristic Approach for Configuration of a Grid-Tied Microgrid in Puerto Rico A Dissertation Submitted to the Faculty of the Graduate School of in partial fulfillment of the requirements for the degree of DOCTOR OF PHILOSOPHY Department of Electrical and C,” no. May, 2014.
- [16] M. H. Amrollahi and S. M. T. Bathaee, “Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response,” *Appl. Energy*, vol. 202, pp. 66–77, 2017.
- [17] A. E.-S. a. Nafeh, “Fuzzy Logic Operation Control for PV-Diesel-Battery Hybrid Energy System,” *Open Renew. Energy J.*, vol. 2, no. 1, pp. 70–78, 2009.
- [18] C. Bordones, F. Garcia, and L. Valverde, “Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable,” *Rev. Iberoamerica Automática e Informática Ind.*, vol. 12, pp. 117–132, 2015.
- [19] M. S. Rahman and A. M. T. Oo, “Distributed multi-agent based coordinated power management and control strategy for microgrids with distributed energy resources,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 139, pp. 20–32, 2017.
- [20] C. S. Karavas, G. Kyriakarakos, K. G. Arvanitis, and G. Papadakis, “A multi-agent decentralized energy management system based on distributed intelligence for the design and control of autonomous polygeneration microgrids,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 103, pp. 166–179, 2015.
- [21] J. Jimeno-Huarte, J. Anduaga-Muniozguren, and J. Oyarzabal-Moreno, “Arquitectura de un gestor energético de microrredes,” *Dyna*, vol. 84, no. 7, pp. 577–590, 2009.
- [22] R. D. Medina, “Micro-redes basadas en Electrónica de Potencia: Características, Operación y Estabilidad,” *INGENIUS*, vol. 12, pp. 1–10, 2014.
- [23] L. Raju, A. A. Morais, R. Rathnakumar, P. Soundaryaa, and L. D. Thavam, “Micro-grid Grid Outage Management using Agent Systems Assessing the Multi forecast,” *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 112–119, 2017.
- [24] R. Bayindir, I. Colak, G. Fulli, and K. Demirtas, “Smart grid technologies and applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 66, pp. 499–516, 2016.
- [25] H. E. Brown, S. Member, and S. Suryanarayanan, “A Survey Seeking a Definition of a Smart Distribution System,” pp. 1–7, 2007.
- [26] S. Castillo, “Programa de Planeación Energética para la UQRoo,” Universidad de Quintana Roo, 2016.

- [27] FIDEICOMISO PARA EL AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, “Diagnóstico energético Universidad de Quintana Roo,” Chetumal, 2017.
- [28] J. Pinelo, “Diseño y puesta en operación del sistema fotovoltaico interconectado a la red de 2.5 kW de la Universidad de Quintana Roo,” Universidad de Quintana Roo, 2016.
- [29] J. R. López Ramírez, “Modelo dinámico de un electrolizador alcalino,” Universidad de Sevilla, 2010.
- [30] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the art in research on microgrids: A review,” *IEEE Access*, vol. 3. 2015.
- [31] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, and R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, 2014.
- [32] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrid Management,” *IEEE power energy Mag.*, vol. 6, no. june, pp. 54–65, 2008.
- [33] CRE, “Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional,” 2017.
- [34] Secretaría de Energía, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031,” p. 34, 2017.
- [35] CFE, “Tarifas HM,” 2017. [Online]. Available: [http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas%0A%09/Tarifas/tarifas\\$negocio.asp?Tarifa\\$=HM](http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas%0A%09/Tarifas/tarifas$negocio.asp?Tarifa$=HM). [Accessed: 14-Sep-2017].
- [36] M. K. Deshmukh and S. S. Deshmukh, “Modeling of hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 1, pp. 235–249, 2008.
- [37] S. R. Tito, T. T. Lie, and T. N. Anderson, “Optimal sizing of a wind-photovoltaic-battery hybrid renewable energy system considering socio-demographic factors,” *Sol. Energy*, vol. 136, pp. 525–532, 2016.
- [38] H. Tazvinga, B. Zhu, and X. Xia, “Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 102, pp. 104–110, 2015.
- [39] C. Ghenai, T. Salameh, A. Merabet, and A. K. Hamid, “Modeling and Optimization of Hybrid Solar-Diesel- Battery Power System,” *IEEE*, pp. 1–5, 2017.
- [40] A. Maleki and F. Pourfayaz, “Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms,” *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 471–483, 2015.
- [41] M. Kolhe, K. Agbossou, J. Hamelin, and T. K. Bose, “Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with a wind turbine in a stand-alone renewable energy system based on hydrogen,” *Renew. Energy*, vol. 28, no. 5, pp. 727–742, 2003.
- [42] R. AbdelHady, “Modeling and simulation of a micro grid-connected solar PV

system,” *Water Sci.*, vol. 31, no. 1, pp. 1–10, 2017.

- [43] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, “Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica,” *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 9, no. 3, pp. 267–281, 2012.
- [44] E. J. Novaes Menezes, A. M. Araújo, and N. S. B. da Silva, “A review on wind turbine control and its associated methods,” *J. Clean. Prod.*, vol. 174, pp. 945–953, 2017.
- [45] J. Villanueva and L. Alvarez-Icaza, *Wind turbine modeling by friction effects*, vol. 17, no. 1 PART 1. IFAC, 2008.
- [46] H. Ibrahim, J. Lefebvre, J. F. Methot, and J. S. Deschenes, “No-storage wind-diesel system: Mechanical modeling based on power flow models,” *2011 IEEE Electr. Power Energy Conf.*, pp. 17–22, 2011.
- [47] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [48] S. S. Deshmukh and R. F. Boehm, “Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 9, pp. 2301–2330, 2008.
- [49] H. Akiki, C. Eng, and T. Avenue, “A DECISION SUPPORT TECHNIQUE FOR THE DESIGN OF HYBRID SOLAR-WIND POWER SYSTEMS,” vol. 13, no. 1, pp. 76–83, 1998.
- [50] CESSNA MEXICO Planta 4 & 5, “Propuesta UQ Roo_050617_Rev1,” México, 2017.
- [51] Gasnam, “Tabla de equivalencias para el Gas Natural,” 2017.

ANEXO A

Data Sheet del módulo FV.

Sunmodule® Plus

SW 290 / 300 MONO



SOLARWORLD
REAL VALUE

Data sheet



HIGH QUALITY ENGINEERING BY SOLARWORLD

More than 40 years of technology expertise, ongoing innovation and continuous optimization create the foundation for the performance of Solarworld's high-quality modules. All production steps, from silicon to module, are established at our production sites, ensuring the highest quality for our customers every step of the way. Our modules are extremely flexible when it comes to their application and provide optimal solutions for installation and non-stop performance – worldwide.

- Especially stable, despite its low weight mechanical resilience of up to 8.5 kN/m²
- Tested in extreme weather conditions – resistance to salt spray, frost and hail-proof, resistance to ammonia, dust and sand
- PID-resistant and proven hotspot guarantee
- Highly-efficient cells (mono PERC) for the highest possible yields

- Harmonized components such as mounting systems, connector cables, inverters and energy storage systems can be delivered as complete system
- Patented drainage corners for optimized self-cleaning
- Front glass with an anti-reflective coating
- Long-term safety and guaranteed top performance – At least 97% of nominal power in the first year – 25-year linear performance warranty 20-year product warranty



High Quality Engineering
by Germany



VDE
Quality Tested
High Reliability
Low Maintenance
Long-term Performance
D. 40045040

www.solarworld.com

Sunmodule[®] Plus SW 290 / 300 MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 290	SW 300
Maximum power	P_{max}	290 Wp	300 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	39.6 V	40.0 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	31.9 V	32.6 V
Short circuit current	I_{sc}	9.75 A	9.83 A
Maximum power point current	I_{mp}	9.20 A	9.31 A
Module efficiency	η_m	17.30 %	17.89 %

Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland +/- 2% (TUV Power controlled, ID 000003935)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 290	SW 300
Maximum power	P_{max}	219.6 Wp	226.7 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	36.7 V	37.0 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	29.5 V	30.2 V
Short circuit current	I_{sc}	7.99 A	8.06 A
Maximum power point current	I_{mp}	7.43 A	7.52 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 97% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Power sorting	-0 Wp / +10 Wp
Maximum system voltage IEC	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40°C ~ +85°C
Maximum Design Loads (Two rail system)*	+5.4 kN/m ² / -3.1 kN/m ²
Maximum Design Loads (Three rail system)*	+8.5 kN/m ² / -3.1 kN/m ²

*Please refer to the Sunmodule Installation Instructions for the details as associated with these load cases.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline PERC
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	Tempered safety glass (EN 12150)
Back	Film, white
Frame	Black anodized aluminum
J-Box	IP65
Connector	Amphenol H4 UTX

DIMENSIONS / WEIGHT

Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Weight	18.0 kg

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TK I_{sc}	0.070 %/K
TK U_{oc}	-0.29 %/K
TK P_{max}	-0.39 %/K

ORDERING INFORMATION

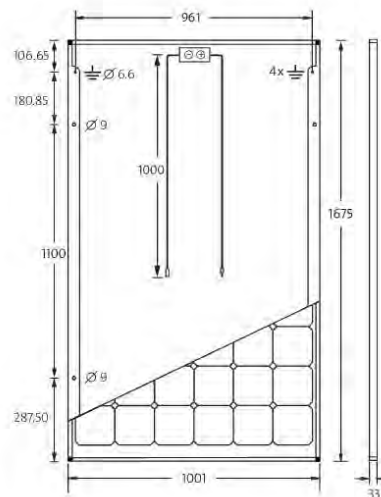
Order number	Description
82000482	Sunmodule Plus SW 290 mono
82000432	Sunmodule Plus SW 300 mono



OFFICIAL DISTRIBUTOR

SunFields Europe | info@sfe-solar.com | www.sfe-solar.com

SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice. This data sheet complies with the requirements of EN 50380.



CERTIFICATES AND WARRANTIES

Certificates	IEC 61730	IEC 61215	UL 1703
	IEC 62716	IEC 60068-2-68	IEC 61701
Warranties	Product Warranty	20 years	
	Linear Performance Guarantee	25 years	

90002573 | V1.2017-01-01 EN

ANEXO B

Data Sheet de la Microturbina



FLEX TURBINE® GT333S

High Efficiency Gas Turbine Generator with Ultra Low Emissions

333 kW Continuous Electrical Power with Optional Integrated Heat Recovery

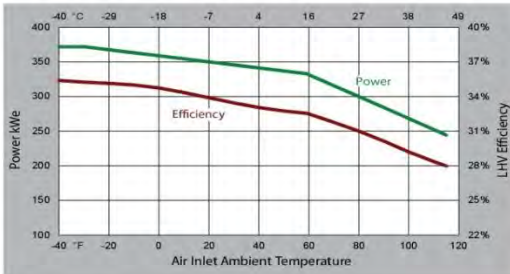
KEY FEATURES

- Fuel Flexibility: Seamless transition between Natural Gas & LPG
- California Air Resources Board (CARB) 2007 Certification
- Maximum total efficiency over 85%
- Synchronous generator ideal for managing site loads
- Grid-parallel, Grid-isolated, or Dual-mode operation
- Configurable with factory fitted heat recovery module, third party WHRUs or double effect absorption chillers
- Widest fuel tolerance of any small capacity gas turbine
- Only 8 hours of annual maintenance required



ELECTRICAL PERFORMANCE*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Electrical efficiency	33% LHV without gas booster
Electrical power	333 kW



* At ISO Conditions (59°F [15°C], sea level, 60% RH), pipeline natural gas
 Electrical efficiency tolerance: +1/-2.5 pts
 Electrical power tolerance: ± 20kW
 Elevation derate of approximately 3.5% per 1000 ft (305 m).
 There is a 3 kW power reduction when utilizing waste heat recovery (cogen)

Nominal Heat Rate (HHV)	11,552 Btu/kWh (12.2 MJ/kWh) w/o gas booster 11,909 Btu/kWh (12.6 MJ/kWh) w/ gas booster
Nominal Heat Rate (LHV)	10,502 Btu/kWh (11.1 MJ/kWh) w/o gas booster 10,827 Btu/kWh (11.4 MJ/kWh) w/ gas booster
Voltage	480 VAC / 400 VAC
Frequency	60 Hz / 50 Hz
Type of Service	3 phase, wye, 4 wire
Grid-isolated Regulation (Steady State)	± 0.50% nominal voltage ± 0.30 Hz nominal frequency
Transient Handling (Linear Loads) (Recovery within 5 sec)	± 10% nominal voltage max ± 5 Hz frequency max

RUGGED GAS TURBINE

- Back-to-back rotating components
- Proven oil-lubricated bearings
- H₂S tolerance up to 6500 ppmv

SYNCHRONOUS GENERATOR

- Same technology utilities use to power the grid
- High load starting capability up to 125 hp DOL

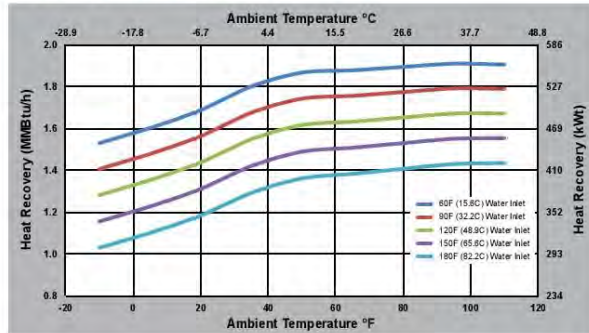
PATENTED RECUPERATOR

- Critical to high system efficiency
- Compact rugged design

COMBINED HEAT AND POWER

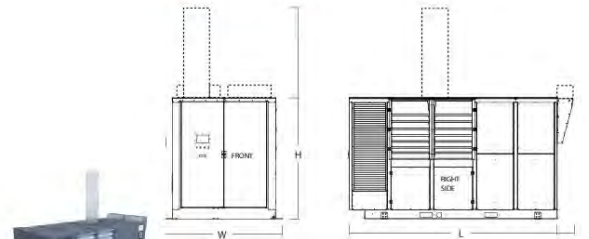
- Controllable output level
- Integral heat recovery unit contained within turbine enclosure

HEAT OUTPUT RECOVERABLE TO WATER



Note: Heat Recovery Unit (HRU) at 200 gpm (757 lpm) water flow, sea level, ± 15%

PHYSICAL SPECIFICATIONS



DIMENSIONS	WIDTH	LENGTH	HEIGHT	WEIGHT Est.
Indoor Unit	(in) 76.0	164.1	89.6	14,500 lb
	(cm) 193.0	416.9	227.6	6,577 kg
Outdoor Unit	(in) 76.0	165.0	155.6	14,500 lb
	(cm) 193.0	419.1	395.2	6,577 kg

SOUND LEVELS

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Standard	62 dB(A) @ 10m
Low sound option (not available on all models)	55 dB(A) @ 10m

GENERATOR BRAKING RESISTOR

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Dimensions (LxWxH)	43x63x31 (110x160x78 cm)
Weight	595 lb (270 kg)

CONTACT INFORMATION

INFO@FLEXENERGY.COM

PHONE
USA: +1.877.477.6937

Europe: +44 (0)7710 827141

ADDRESS
30 New Hampshire Avenue
Portsmouth, NH 03801
United States

71000067 Rev. F

HEAT RECOVERY*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Exhaust temp (w/o HRU)	507°F (264°C)
Engine air flow	5.0 lb/s (2.3 kg/s) 3990 scfm (6400 Nm ³ /h)
Max available heat (direct exhaust)	1.9 MMBtu/h (556 kW)
Max water flow	225 gpm (852 lpm)
Max inlet water pressure	125 psig (862 kPa)
Max outlet water temp.	205°F (96°C)

* At ISO Conditions (59°F [15°C], sea level, 60% RH)
Available heat based on exhaust recovery down to 59°F (15°C)

FUEL REQUIREMENTS*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Fuel Consumption (LHV)	3.5 MMBtu/h (1025 kW)
Inlet pressure	
-with gas booster	4" (100 mm) WC to 1 psig (6.9 kPa)
-without gas booster	70 to 140 psig (483 to 965 kPa)
Min temperature**	35°F (2°C)
Max temp.	
-with gas booster	115°F (46°C)
-without gas booster	175°F (79°C)
333SW Model	325 to 600 Wl Btu/ft ³ low calorific value gas, level 1
	12.1 to 22.3 Wl MJ/m ³
333ST Model	500 to 970 Wl Btu/ft ³ low calorific value gas, level 2
	18.6 to 36.1 Wl MJ/m ³
333SM Model	800 to 1900 Wl Btu/ft ³ medium / high calorific value gas
	29.8 to 70.7 Wl MJ/m ³

* Fuel consumption based at ISO conditions
** Or 18°F (10°C) dewpoint suppression, whichever is greater
Wl- Wobbe Index Lower heating value (LHV)

EMISSIONS AT 100% LOAD*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
NOx	<5 ppmv @ 15% O ₂
CO	<5 ppmv @ 15% O ₂
VOC	<5 ppmv @ 15% O ₂

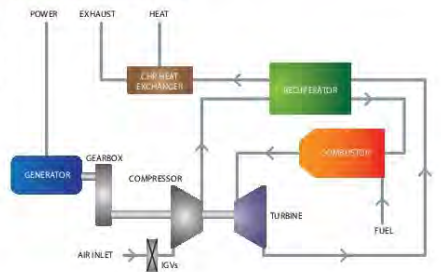
* Pipeline natural gas only at ISO conditions

AMBIENT TEMPERATURE LIMIT

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Standard	-10° to 115°F (-23° to 46°C)
Cold Weather Option*	-20° to 115°F (-29° to 46°C)

* Some configurations may require additional cold weather options

GT333S GAS TURBINE CYCLE



©2017 FlexEnergy Inc. and/or its affiliates ("FlexEnergy"). This document comprises a general overview of the products or services described herein. It is solely for informational purposes, does not represent a warranty of the information contained herein and is not to be construed as an offer to sell or solicitation to buy. Contact FlexEnergy for detailed product, design, and engineering information applicable to your specific application. FlexEnergy reserves the right to modify its products and related product information at any time without prior notice.

PRODUCTO DE LA INVESTIGACIÓN

Artículo de conferencia para la "IEEE ANDESCON 2018".

Operación de Sistemas de Generación y Suministro de Energía Eléctrica en Zonas no Interconectadas de Colombia

Cristian Anzures
Departamento de Ingenierías
Universidad de Quintana Roo
Chetumal, Quintana Roo
1011164@uqroo.mx

Johnny Posada
Depto. Automática y Electrónica
U. Autónoma de Occidente
Cali, Colombia
jposada@uao.edu.co

Kevin Osorio
Depto. Energética y Mecánica
U. Autónoma de Occidente
Cali, Colombia
kevin_arley.osorio@uao.edu.co

Juan Ricardo Vidal Medina
Depto. Automática y Electrónica
U. Autónoma de Occidente
Cali, Colombia
jrvidal@uao.edu.co

Victor M. Sanchez
Departamento de Ingenierías
Universidad de Quintana Roo
Chetumal, Quintana Roo
vsanchez@uqroo.edu.mx

Y. U. Lopez
Facultad de Ingeniería
Universidad Autónoma de Occidente
Cali, Colombia
ylopez@uao.edu.co

Abstract—As a proposal to provide electricity for more than 2 million people in rural zones in Colombia, micro grids appears as a possible innovative solution. There are published research and projects designing micro grid that use renewable local energy resources with new features to make them affordable. However, some social and economic issues make them non-feasible. Thus, as a result of this research project, the aim of this paper is to present a model for micro grids for isolated rural areas. The modeling and simulation yields, energy demand and generation comparison, power flow analysis and the energy management system for this generic micro grid model modeled and simulated in Matlab-Simulink.

Keywords— *Microgrids, renewable sources, power flow, isolated system, electrical power system.*

Resumen— Como una propuesta para proveer electricidad a más de 2 millones de personas en zonas rurales de Colombia, las micro redes aparecen como una solución innovadora. Hay investigaciones publicadas y proyectos diseñando micro redes que usan recursos energéticos locales y renovables con nuevas características que los hacen asequibles. Sin embargo, algunos tópicos de índole social y económico los hacen no-factibles. Por ello, como resultado de un proceso de investigación, se presenta un modelo de micro red para zonas rurales aisladas. El modelado y simulación, produce demanda de energía y comparación de la generación de energía, análisis de flujos de potencia y el sistema de gestión de la energía para este modelo genérico de micro red modelado y simulado en Matlab-simulink.

Palabras claves— *Micro redes, fuentes renovables, flujo de potencia, sistemas aislados, sistemas de potencia.*

I. INTRODUCCIÓN

En el mundo, más de 1 billón de personas aún carecen de electricidad y la mayoría habita en áreas rurales. A estas áreas en Colombia se les conoce como zonas no interconectadas o ZNI. Éstas se caracterizan por estar localizadas en zonas dispersas, con una densidad poblacional baja y dificultades socio-económicas que no permiten una buena calidad de vida, por lo que presentan un índice de necesidades básicas insatisfechas (NBI) mayor al 77% [1]. Lo anterior, hace que los costos del servicio de energía eléctrica estén por encima de tarifas urbanas. Las ZNI están en zona rural de 17 departamentos y equivalen al 52% del territorio nacional e incluyen: 90 municipios, 20 territorios especiales biodiversos y fronterizos, 1.448 localidades, 39 cabeceras municipales y 5 capitales departamentales [2].

Como propuesta de solución técnica, existen dos tipos de desarrollos que no están conectados a la red de distribución y generan electricidad a casas o pequeños grupos de casas o incluso electrodomésticos individuales. Los sistemas autónomos o aislados (*stand alone systems*), que usan una fuente energética o también los que usan varias fuentes de energía (sistemas híbridos). Generalmente, usan tecnologías que utilizan recursos renovables locales, pero con costos elevados en algunos casos. Un sistema energético, que se abre paso utilizando renovables y algunos fósiles, son las micro redes que, aunque comparten el principio de los sistemas aislados, se diseñan pensando en cubrir necesidades energéticas en el orden de los kW, en comunidades con suficientes recursos energéticos, disponiendo sistemas de monitoreo y control de potencia y energía. Por otra parte, pero contribuyendo a brindar soluciones planificadas de la mano de una normativa que incentiva el uso de las renovables, el gobierno crea los Planes de Energización Rural Sostenible - PERS, para fomentar la generación con energías renovables y la autogeneración de energía eléctrica [3]. Es así como se pretende desarrollar

proyectos alineados a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) incluidos en el Plan Nacional de Desarrollo, PND [4], como: “garantizar el acceso a energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos”, y “asegurar patrones de consumo y producción sostenibles”. Lo anterior, abre las puertas para obtener recursos financieros accesibles mediante el IPSE – Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas.

En línea con este panorama nacional, se realizan alianzas como el desarrollo del programa de investigación “Generación y suministro de energía eléctrica sostenible para zonas no interconectadas de Colombia”, dentro de la Universidad Autónoma de Occidente, con colaboraciones nacionales e internacionales. Uno de sus resultados, propone un prototipo micro red de laboratorio, para experimentar la integración de fuentes generadoras de energía con base en recursos renovables, su control, y su operación en ZNIs, usando recursos como; combustible diésel, recurso solar, eólico, hídrico y biomasa. La micro red se presenta de manera general en la figura 1 [5], y se presenta el modelo de generación de energía eléctrica por flujos de potencia así como la simulación de la micro red de laboratorio. Por otra parte, se propone un gestor de suministro de energía eléctrica que se prueba en simulación. Los resultados obtenidos se soportan bajo las curvas de demanda obtenidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG [6]. La sección II muestra el proceso de modelado de las fuentes de generación de energía eléctrica, modelos basados en flujos de potencia. En la sección III se explica la operación del sistema de gestión y operación de la micro red de la figura 1. Los resultados de simulación se compilan en el numeral IV. Finalmente, en la sección V se presentan algunas conclusiones.

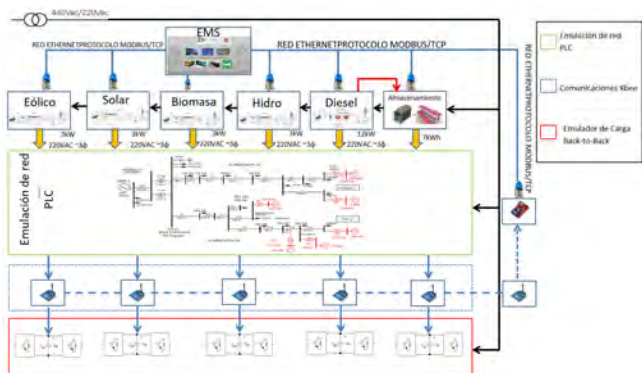


Fig. 1. Esquema general de micro red a implementar en laboratorio.

II. MODELOS DE CONSTRUCCIÓN

En una micro red es importante lograr un óptimo funcionamiento del sistema, por lo cual se tienen que realizar simulaciones, modelado y optimización del sistema de generación. Como estrategia, siempre se busca tener un sistema alimentado principalmente con fuentes renovables, bajo excedente de energía y bajo costo de energía [7]. Algunas investigaciones han estudiado algoritmos evolutivos diferencial autoadaptable multi-objetivo para lograr el punto óptimo de funcionamiento de la micro red [8]. Otras proponen estrategias

de operación para suplir la energía, reduciendo el consumo de combustible y las emisiones contaminantes al medio ambiente, utilizando una estrategia que permita la operación óptima del sistema [9].

Las micro-redes pueden estar operando en modo conectado a la red o aisladas de ella. En ambos casos se pueden tener generación por fuentes como: un sistema PV, turbina eólica, generadores diésel o de gas natural. Existen aplicaciones para sistemas aislados con almacenamiento en baterías de plomo-ácido [9]–[12] y otros con almacenamiento de hidrógeno [13]. En [14] se estudia un sistema de generación eólico-diésel sin almacenamiento de energía, utilizando un modelo de flujo de potencia probado en diferentes modos de operación del sistema híbrido.

Para un óptimo diseño, existen modelos matemáticos que determinan el flujo de potencia en un sistema fotovoltaico. La relación entre la irradiancia y el área de incidencia solar, entre otros parámetros característicos del mismo, determinan la cantidad de potencia que se puede obtener en un módulo fotovoltaico. En la evaluación del sistema PV, se pueden considerar tres componentes de la radiación: *i)* Radiación difusa, *ii)* Radiación reflejada y *iii)* la radiación global. Se utilizan metodologías para obtener la radiación en el día, usando parámetros como la inclinación horizontal de la superficie, ángulo horario, ángulo de incidencia solar, entre otro correspondiente a la trayectoria del sol [15]. Lo mismo se realiza para el recurso del viento disponible mediante simulación de datos obtenidos por la ubicación geográfica, altitud y topografía [16]. En la generación eólica se utiliza el recurso del viento para obtener energía eléctrica. Los parámetros que influyen en esta transformación de energía son: la velocidad del viento al cubo, la densidad del mismo y el área de barrido de los álabes de la turbina y un coeficiente de eficiencia de potencia en la turbina [13], [15], [17], [18].

A. Comportamiento de la Carga

Debido a las diferentes actividades que se realizan durante el día, el consumo de energía eléctrica es variable de la misma forma. En las ZNI se suple la demanda en gran medida por generadores tipo diésel o gasolina para algunos casos. Actualmente la CREG, encargada de regular la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y servicios públicos de combustibles [19], cuenta con estudios sobre la demanda para las ZNI, donde el suministro eléctrico se encuentra por periodos de tiempo; 24, 18, 12, 8, 6 y 4 horas al día. Las curvas de comportamiento de la demanda se muestran en la figura 2 y están representadas en p.u. [20]. Con el propósito de diseñar la estrategia de operación de la micro red, en este trabajo se toma como referencia la curva de demanda de 24 horas registrada en la figura 2.

B. Sistema Fotovoltaico

Un panel fotovoltaico convierte la energía solar en electricidad y depende de la radiación solar disponible. El recurso solar es variable, debido al movimiento de rotación y translación de la tierra, de tal manera, que la energía generada sólo está disponible en un cierto periodo del día. En un panel la potencia de salida (P_{FV}) está relacionada con la irradiancia, la

capacidad de absorción, el área y la temperatura del panel, y esta descrita en. (1), [21].

$$P_{FV}(t) = \frac{I_s(t)}{1000} \times P_{FV_nominal} \times \eta_{FV} \times [1 - \beta_T(T_C - T_{C,STC})] \quad (1)$$

donde $I_s(t)$ (W/m^2) es la irradiancia incidente de forma perpendicular en la superficie del arreglo, $P_{FV_nominal}$ es la potencia nominal del panel bajo condiciones estándar de operación (CSP), η_{FV} es el factor de reducción para un panel fotovoltaico (%), $T_{C,CSP}$ es la temperatura de la celda bajo CSP, β_T es el coeficiente de temperatura FV y T_C es la temperatura de la celda bajo condiciones de operación, ésta última es definida en (2), [22].

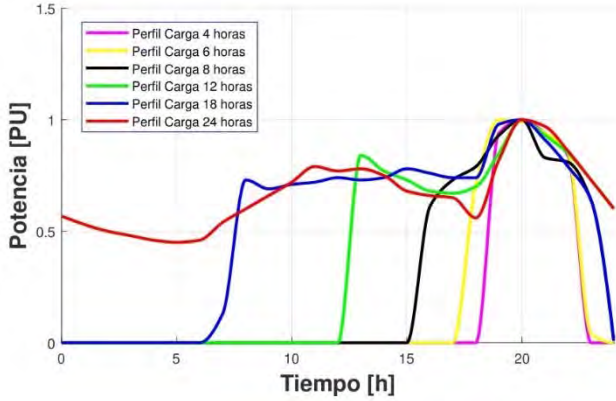


Fig. 2. Demanda típica para ZNIs en Colombia proporcionada por la CREG

$$T_C = T_{amb} + (TNOC - 20) \times \frac{I_s(t)}{800} \quad (2)$$

donde TNOC es la temperatura normal de operación de la celda y T_{amb} es la temperatura del ambiente.

C. Turbina eólica o aerogenerador.

Una turbina eólica convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. En una turbina, la energía cinética del viento es transformada en energía mecánica, para posteriormente convertirla en electricidad con un generador eléctrico. Los parámetros que influyen en esta transformación de energía son: la velocidad del viento, la densidad de este, el área de barrido de los álabes de la turbina y un coeficiente de eficiencia de potencia. La potencia eléctrica generada es determinada mediante las líneas de tendencia, la cual es encontrada con parámetros característicos del fabricante. En esta curva se trazan diversas líneas de tendencia y para cada región se obtiene una ecuación diferente de operación [21]–[25].

La potencia extraíble del viento P_T (kW/m^2) en una turbina eólica en cualquier tiempo es determinada como se muestra en (3) [11], [26].

$$\begin{cases} P_T(t) = 0 & v(t) < v_{ci} \text{ o } v(t) \geq v_{co} \\ P_T(t) = a v^3(t) - b P_n & v_{ci} \leq v(t) < v_n \\ P_T(t) = P_n & v_n \leq v(t) < v_{co} \end{cases} \quad (3)$$

donde $a = \frac{P_r}{(v_n^3 - v_{ci}^3)}$, $v(t)$ (m/s) es la velocidad variante en el tiempo t , $b = \frac{v_{ci}^3}{(v_n^3 - v_{ci}^3)}$, P_n es la potencia nominal, v_{ci} , v_n y v_{co}

son la velocidad de puesta en marcha, velocidad nominal y velocidad de paro respectivamente, estos datos son proporcionados por el fabricante de la turbina, que en para este estudio se seleccionó una turbina Bergey.

La potencia eléctrica del generador está dada por:

$$P_{TE} = P_T A_T \eta_T \quad (4)$$

donde η_T es la eficiencia del generador de la turbina y los convertidores que integran al generador, y A_T es el área total de barrido de la turbina [22].

D. Turbina hidráulica

La energía mecánica se puede definir como la forma de energía que se puede convertir completamente en trabajo mecánico de modo directo mediante un dispositivo rotacional como lo es una turbina ideal [27].

la energía mecánica e_m (kJ/kg) la podemos definir como la suma de la energía de presiones, la energía cinética más la energía potencial gravitacional, definida por la (5).

$$e_m = \frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2} + g * z \quad (5)$$

en donde p es la presión (kPa), ρ es la densidad del fluido (kg/m^3), v es la velocidad del fluido (m/s), g la aceleración gravitacional (m/s^2) y z la altura (m).

En un sistema de hidrogenación, el fluido ingresa a la turbina con una energía $e_{entrada}$ (kJ/kg) y sale de esta con una energía menor e_{salida} (kJ/kg), la diferencia de estas dos energías es el trabajo w (kJ/kg) hecho por la turbina, expresada por a (6).

$$w = e_{salida} - e_{entrada} \quad (6)$$

Para calcular la potencia eléctrica que puede generar un sistema hidráulico se tiene en cuenta el trabajo en función del tiempo. De tal forma que la potencia Pg (kW) de salida está dada por la Eq. (7).

$$Pg = \dot{m} * w * \eta_g * \eta_a \quad (7)$$

siendo \dot{m} el flujo másico del agua (kg/s), η_g la eficiencia del generador eléctrico,

$\eta_a = \text{eficiencia del acople motor - generador}$
la eficiencia del acople motor-generador.

Agrupando (5) y (6) en (7), la expresión para la potencia de salida queda definida por (8), aplicada para el dimensionamiento de un sistema pequeño de generación hidráulica.

$$Pg = \dot{m} \left[\frac{p_{salida} - p_{entrada}}{\rho} + \frac{v_{salida}^2 - v_{entrada}^2}{2} + (g * z_{salida} - z_{entrada}) \right] \eta_g * \eta_a \quad (8)$$

E. Generador diésel

El estudio del desempeño del ciclo de combustión interna diésel ha sido de gran importancia, teniendo como principal objetivo incrementar su rendimiento, buscando siempre obtener una mayor energía a la salida del motor con el mismo suministro de combustible. Para esto, se han desarrollado diferentes modelos matemáticos, los cuales se pueden clasificar en tres grandes grupos: cuasi-dimensionales, multidimensionales y cero-dimensionales [28]. Estos grupos analizan el comportamiento del motor desde distintos puntos de vista que influyen en el rendimiento de este.

III. ESTRATEGIA DE OPERACIÓN

A. Microrred propuesta

En este estudio se ha considerado una potencia de 2.5 kW para la carga instalada. Como ya se ha mencionado previamente, existen varios perfiles de carga correspondientes al tiempo de uso de electricidad, sin embargo, se prevé que exista una vez que la Microrred esté instalada exista una demanda constante y variable. Entones, lo que se busca poder suplir esta demanda mediante las fuentes y potencias de cada una de ellas mostradas en la tabla 1.

Tabla 1. Potencias utilizadas para la simulación del modelo de micro red

Fuente	Potencia
Eólica	1.0 kW
Solar	1.5 kW
Hidráulica	1.0 kW
Biomasa	1.0 kW
Diésel	2.5 kW

En la figura 3 se muestra el esquema simplificado de la micro red a simular. En ella se puede apreciar que el gestor tiene cuatro entradas, la señal proveniente de las tres fuentes principales, la señal del generador diésel, de la biomasa y de la carga. Para la generación fotovoltaica y eólica; se tienen los perfiles de irradiancia, temperatura y viento, correspondiente a la región de Santiago de Cali. En la turbina hidráulica se considera un caudal del agua constante, de tal manera que la potencia generada tendrá el mismo comportamiento. Para las otras dos fuentes, el generador diésel y el de biomasa se pretende que operen como respaldo, generando la energía necesaria que el *Gestor de operación* de la micro red le requiera. Para este caso no se considera la operación de almacenamiento en baterías.

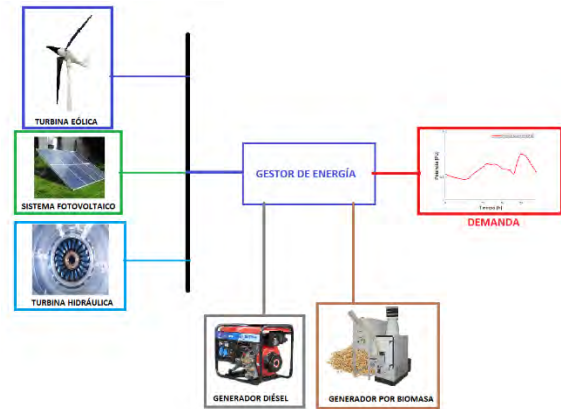


Fig. 3. Diagrama básico de micro red para simulación

B. Operación del Gestor

La estrategia de operación del Gestor busca poder suplir la carga mediante tres fuentes principales: la generación por fotovoltaica, eólica e hidráulica, y de respaldo la biomasa y diésel; diseñadas de tal forma que puedan suplir electricidad en periodos de tiempo donde el recurso de las fuentes principales

En este caso de estudio se analiza el rendimiento de un motor Diesel acoplado a un generador sincrónico, con el objetivo de generar electricidad a partir de diésel.

La eficiencia del motor se define como el trabajo generado por el motor sobre la energía que se le suministra [27], y está determinada por la Eq. (9).

$$\eta_m = \frac{W1}{Q1} \quad (9)$$

donde, η_m es la eficiencia del motor, $W1$ es el trabajo generado (kJ) y $Q1$ es el calor suministrado (kJ).

Mientras que la potencia de salida del motor está dada por la Eq. (10).

$$\dot{W} = \eta_m * \dot{Q}1 \quad (10)$$

en donde \dot{W} (kJ/s) es la potencia producida por el motor y $\dot{Q}1$ (kJ/s) es el flujo de calor suministrado al motor. Este último este definido por la Eq. (11).

$$\dot{Q}1 = \dot{m} * Pci \quad (11)$$

siendo \dot{m} el flujo másico del combustible que ingresa al motor y Pci el poder calorífico inferior (kJ/kg).

Finalmente, la potencia de salida Pg (kW) en el generador eléctrico está definida por la Eq. (12).

$$Pg = (\eta_m * (\dot{m} * Pci)) * \eta_a * \eta_g \quad (12)$$

en la cual sus términos están definidos como: η_a eficiencia del acople en el motor y η_g eficiencia del generador. De esta manera, mediante la variación del flujo del combustible se puede controlar la potencia de salida en el generador. Es importante tener en cuenta que la potencia se ve afecta por las temperaturas y presiones del ciclo diésel y, en consecuencia, la eficiencia. Por otra parte, se debe de considerar que el flujo de combustible también depende de la capacidad del motor.

F. Generador stirling

Al motor Stirling se le introduce un flujo de calor que proviene de la combustión de algún combustible, este calor calienta un gas de trabajo que puede ser aire, nitrógeno etc, al calentarse el gas se expande, parte de esa energía se transforma en trabajo y la otra es expulsada del motor, mediante la transferencia térmica [29]. Entonces, el trabajo w (kJ) está definido por la Eq. (13).

$$w = Q1 - Q2 \quad (13)$$

donde $Q1$ y $Q2$ (kJ) son el calor que entra y el calor que sale, respectivamente. De esta manera, el trabajo en el tiempo es potencia, entonces se tiene que la potencia generada \dot{w} (kJ/s) por el motor queda expresada por la Eq. (14).

$$\dot{w} = \dot{Q}1 - \dot{Q}2 \quad (14)$$

para la cual se tiene que $\dot{Q}1$ y $\dot{Q}2$ son el de calor en la entrada y salida, respectivamente. En donde $\dot{Q}1$ puede ser expresada en términos del flujo \dot{m} (kg/s) del combustible y su poder calorífico inferior Pci (kJ/kg), como se muestra en la Eq. (15).

$$\dot{Q}1 = \dot{m} * Pci \quad (15)$$

Finalmente, la potencia de salida del generador eléctrico Pg (kW) se expresa en (16).

$$Pg = \eta_m * (\dot{m} * Pci) * \eta_a * \eta_g \quad (16)$$

siendo, η_a la eficiencia del acople motor-generador, η_g la eficiencia del generador eléctrico y η_m la eficiencia del motor Stirling.

sea insuficiente para abastecer la demanda. En el caso del generador diésel se busca que tenga una operación mínima durante el día, debido a cuestiones ambientales. El diseño del Gestor debe operar las cinco fuentes de tal forma que tenga la capacidad de gestionar un suministro correspondiente a la demanda.

En la figura 4, se muestra el diagrama de flujo para la operación del *Gestor de operación*. Se inicia comparando la demanda con la energía generada por las fuentes principales; solar, eólica e hidráulica. Si la energía de las fuentes es insuficiente, el siguiente paso es poner a operar al generador por biomasa, por el contrario, el proceso termina y la demanda es suplida. En otro escenario, si con la generación de biomasa aún es insuficiente el siguiente paso es encender el generador diésel. Finalmente, la Microred está diseñada para que el generador diésel sea requerido por un mínimo tiempo al día.

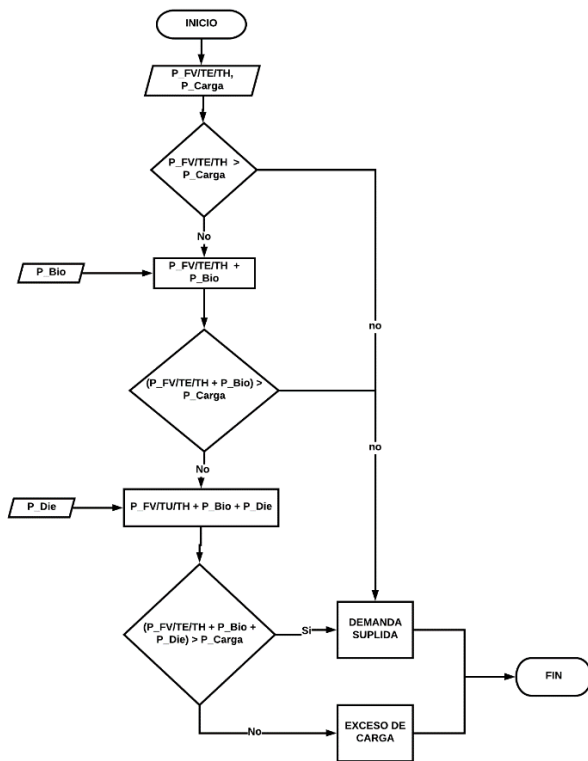


Fig. 4. Diagrama de flujo del Gestor de energía

IV. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Se implementa la micro red en simulación en conjunto con el *Gestor de energía*. Tanto los modelos matemáticos de las fuentes como el *Gestor de energía* fueron implementados en Matlab-Simulink y lo mismo para el Gestor. En la Fig. 5 se muestra la estructura del sistema en simulación.

Se realiza la operación del sistema para la carga de 2.5 kW y de las fuentes con sus respectivas potencias (ver Tabla 1). En la Figura 6 se muestra el comportamiento del flujo de potencia entre las fuentes y la demanda (P_{carga}). Se puede apreciar que el sistema fotovoltaico (P_{FV}) genera una cierta cantidad de energía durante el día, la turbina hidráulica (P_{TH}) mantiene una potencia constante de 1 kW (se supone que el caudal es constante y opera a potencia nominal), por otro lado, la turbina

eólica (P_{TE}) genera una baja potencia debido a bajo recurso del viento que se tiene en la región de Cali. Se nota, que en gran parte del día con estas tres fuentes es suficiente para alimentar la demanda, incluso durante el día se genera un excedente de energía, que podría ser almacenado y/o gestionado para otra carga, sin embargo, en este estudio no se analizó el almacenamiento. En situaciones como en el horario de 00:00 a 06:00 se podría necesitar operar el generador por biomasa (P_{Bio}), lo mismo ocurre en el horario 19:00 a 22:00 cuando se presenta la demanda pico, aunque en este horario si se requiere encender el generador diésel (P_{Die}) debido que el con la biomasa no da para cubrir toda la demanda.

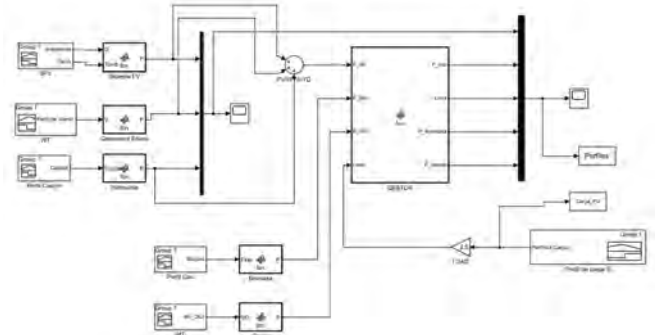


Fig. 5. Esquema de la Micro-Red en simulación.

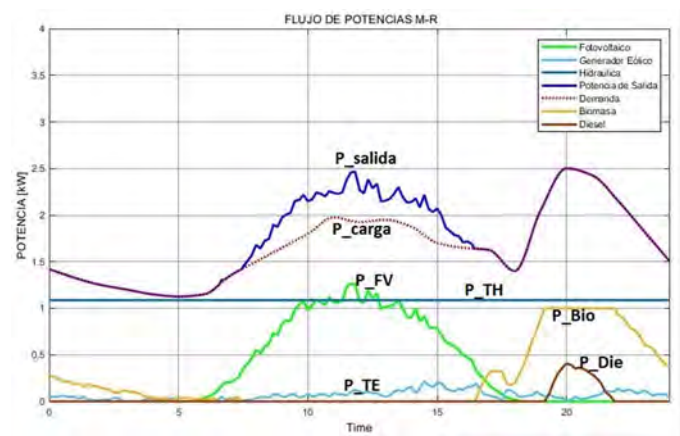


Fig. 6. Análisis del flujo de potencia en la Micro-Red.

En la Tabla 2 se muestra el aporte de la energía (kWh) de cada una de las fuentes y el consumo de la carga para un día común. De la cual, se deduce que la fuente que aporta mayor cantidad de energía en la hidráulica, le sigue la solar y la biomasa. Tanto como en la Figura 5 como en la Tabla 2 se puede ver que la turbina eólica no aporta una cantidad de energía deseable, lo mismo sucede con el diésel, sin embargo, para este último es ideal que no se ocupe tanto tiempo.

Tabla 2. Aporte de Energía de las fuentes de generación

Fuente	Energía	Fuente	Energía
Eólica	1.6 kWh	Diésel	1.0 kWh
Solar	8.34 kWh	Biomasa	7.0 kWh
Hidráulica	24 kWh	Carga	40 kWh

V. CONCLUSIONES

En este artículo se logra diseñar un Gestor de energía para operar una Micro-Red; compuesta por tecnologías como es fotovoltaica, eólica, hidráulica, biomasa y diésel, para implementarla en zonas no interconectadas a la red de distribución de Colombia. Se implementan modelos matemáticos para el flujo de potencia entre las fuentes y la carga. Los resultados arrojados muestran una solución para suplir la demanda de la carga. Principalmente se suple con la fuente solar e hidráulica.

A pesar de que en la Figura 6 se aprecia aportes de pequeña potencia en los generadores por biomasa y diésel, esta técnica para suplir la demanda requerida no es recomendable, dado que se ven afectadas las eficiencias para estas fuentes. Lo ideal es que se operen a potencia nominal y de esta manera se aproveche el máximo de la energía generada por ellas. Como punto a mejorar, se debe incluir en el gestor la evaluación la eficiencia de estos dos métodos de generación, de modo que operen sin pérdidas y su utilización muestre un desempeño positivo.

En diseño de la micro red es necesario considerar los recursos energéticos disponibles aprovechables en la región donde se pretende implementar. Como en este caso el recurso eólico en muy bajo, lo cual no es factible utilizar, dado que no se aprovechará como es debido.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Autónoma de Occidente por apoyar al programa de investigación, "Programa de Investigación Generación y suministro de energía eléctrica sostenible para zonas no interconectadas de Colombia", bajo la resolución 7173 del 30 de septiembre de 2016, y a la Universidad de Quintana Roo por el apoyo brindado a la investigación.

REFERENCIAS

- [1] «Necesidades básicas insatisfechas», *Necesidades Básicas Insatisfechas -NBI-*. [En línea]. Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/necesidades-basicas-insatisfechas-nbi>. [Accedido: 14-abr-2017].
- [2] «Soluciones energéticas para las ZNI de Colombia», *IPSE*, jul-2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/742159/09C-SolucionesEnergeticasZNI-IPSE.pdf/2871b35d-eaf7-4787-b778-ee73b18dbc0e>. [Accedido: 20-may-2017].
- [3] UPME, «Planes de energización rural sostenible – PERS.» 25-jun-2014.
- [4] Departamento Nacional de Planeación, «Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) Agenda de Desarrollo Post-2015 de la Organización de las Naciones Unidas». .
- [5] J. Posada, L. Yuri U., D. Martínez, J. Quintero, V. Juan R., y L. Jesus, «Diseño de una plataforma de experimentación en micro redes de suministro eléctrico». Reporte Interno. Grupo de Investigación en Energías GIEN - Universidad Autónoma de Occidente., 08-ene-2017.
- [6] CREG, «Marco Regulatorio Prestación de Servicio de Energía Eléctrica en Zonas ZNI - D-002-14». 2014.
- [7] C. Ghenai, T. Salameh, A. Merabet, y A. K. Hamid, «Modeling and Optimization of Hybrid Solar-Diesel- Battery Power System», pp. 1-5, 2017.
- [8] M. A. M. Ramlí, H. R. E. H. Boucheqara, y A. S. Alghamdi, «Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-

- objective self-adaptive differential evolution algorithm», *Renew. Energy*, vol. 121, pp. 400-411, 2018.
- [9] H. Lan, S. Wen, Y. Y. Hong, D. C. Yu, y L. Zhang, «Optimal sizing of hybrid PV/diesel/battery in ship power system», *Appl. Energy*, vol. 158, pp. 26-34, 2015.
- [10] A. E.-S. a. Nafeh, «An Optimum Control Strategy for Energy Management in a Remote Area Stand-Alone PV System», *Open Renew. Energy J.*, vol. 2, n.º 1, pp. 91-98, 2009.
- [11] A. Maleki y F. Pourfayaz, «Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms», *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 471-483, 2015.
- [12] H. Tazvinga, B. Zhu, y X. Xia, «Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries», *Energy Convers. Manag.*, vol. 102, pp. 104-110, 2015.
- [13] D. Ipsakis, S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, y C. Elmasides, «Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 34, n.º 16, pp. 7081-7095, 2009.
- [14] H. Ibrahim, J. Lefebvre, J. F. Method, y J. S. Deschenes, «No-storage wind-diesel system: Mechanical modeling based on power flow models», *2011 IEEE Electr. Power Energy Conf.*, pp. 17-22, 2011.
- [15] M. Kolhe, K. Agbossou, J. Hamelin, y T. K. Bose, «Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with a wind turbine in a stand-alone renewable energy system based on hydrogen», *Renew. Energy*, vol. 28, n.º 5, pp. 727-742, 2003.
- [16] M. Mikati, M. Santos, y C. Armenta, «Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica», *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. E Inform. Ind.*, vol. 9, n.º 3, pp. 267-281, 2012.
- [17] E. J. Novaes Menezes, A. M. Araújo, y N. S. B. da Silva, «A review on wind turbine control and its associated methods», *J. Clean. Prod.*, vol. 174, pp. 945-953, 2017.
- [18] J. Villanueva y L. Alvarez-Icaza, *Wind turbine modeling by friction effects*, vol. 17, n.º 1 PART 1. IFAC, 2008.
- [19] CREG, «Visión y Misión», 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/mision-vision>. [Accedido: 23-may-2018].
- [20] CREG, «Marco regulatorio», 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.ccep.co/index.php/es/noticias-info/archivo/category/24-politica-y-legislacion:marco-regulatorio-prestacion-servicio-de-energia-electrica-en-zonas-zni>. P 16, par 1. [Accedido: 28-feb-2015].
- [21] M. H. Amrollahi y S. M. T. Bathaee, «Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response», *Appl. Energy*, vol. 202, pp. 66-77, 2017.
- [22] S. R. Tito, T. T. Lie, y T. N. Anderson, «Optimal sizing of a wind-photovoltaic-battery hybrid renewable energy system considering socio-demographic factors», *Sol. Energy*, vol. 136, pp. 525-532, 2016.
- [23] S. S. Deshmukh y R. F. Boehm, «Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, n.º 9, pp. 2301-2330, 2008.
- [24] M. K. Deshmukh y S. S. Deshmukh, «Modeling of hybrid renewable energy systems», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, n.º 1, pp. 235-249, 2008.
- [25] H. Hosni, S. Benhamed, H. Ibrahim, M. Ghandour, A. Ilinca, y K. Belmokhtar, «Power Flow Management Strategy for Renewable Hybrid Energy System», pp. 1-6, 2016.
- [26] H. Akiki, C. Eng, y T. Avenue, «A DECISION SUPPORT TECHNIQUE FOR THE DESIGN OF HYBRID SOLAR-WIND POWER SYSTEMS», vol. 13, n.º 1, pp. 76-83, 1998.
- [27] Y. a. Cengel y M. E. Boles, «Termodinamica - Cengel 7th», *Termodinamica*, p. 1456, 2011.
- [28] G. Fernando, G. Sánchez, J. Luis, C. Velasco, y A. C. Guerrero, «Modelado de la combustión en motores Diésel : revisión del estado del arte Modelling of combustion in Diesel engines : a review of the state of the art», 2013.
- [29] A. I. Mesonero, S. López, R. Stirling, y E. L. F. Del, «En busca del motor Stirling del siglo XXI», vol. 88, pp. 143-148.