

**“RED PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
DISTRIBUIDO”**

**JOSÉ SEBASTIÁN ESPEJO URIBE
DAVID FERNANDO MEJIA BONILLA
DIANA PATRICIA RIAÑO RIAÑO**

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
BOGOTÁ D.C.
2012**

**“RED PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
DISTRIBUIDO”
T.G. 1106**

**JOSÉ SEBASTIÁN ESPEJO URIBE
DAVID FERNANDO MEJIA BONILLA
DIANA PATRICIA RIAÑO RIAÑO**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título
de
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**DIRECTORES
ING. DIEGO ALEJANDRO PATIÑO GUEVARA Ph. D.
ING. NICANOR QUIJANO Ph. D.**

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
BOGOTÁ D.C.
2012**

PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

RECTOR MAGNÍFICO: P. JOAQUÍN EMILIO SÁNCHEZ GARCÍA, S.J.

DECANO ACADÉMICO: Ing. LUIS DAVID PRIETO MARTÍNEZ

DECANO DEL MEDIO UNIVERSITARIO: P. SERGIO BERNAL RESTREPO, S.J.

DIRECTOR DEL DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA: Ing. JORGE LUIS SÁNCHEZ
TÉLLEZ

DIRECTOR DE CARRERA: Ing. JUAN MANUEL CRUZ BOHÓRQUEZ, M.Ed.

DIRECTOR DEL PROYECTO: Ing. DIEGO ALEJANDRO PATIÑO GUEVARA Ph.D.

DIRECTOR DEL PROYECTO: Ing. NICANOR QUIJANO Ph.D.

ARTÍCULO 23 DE LA RESOLUCIÓN No. 13 DE JUNIO DE 1946

"La universidad no se hace responsable de los conceptos emitidos por sus alumnos en sus proyectos de grado. Sólo velará porque no se publique nada contrario al dogma y la moral católica y porque los trabajos no contengan ataques o polémicas puramente personales. Antes bien, que se vea en ellos el anhelo de buscar la verdad y la justicia".

Artículo 23 de la Resolución No. 13, del 6 de julio de 1946, por la cual se reglamenta lo concerniente a Tesis y Exámenes de Grado en la Pontificia Universidad Javeriana.

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	MARCO TEÓRICO:.....	5
2.1	MICROGRID	5
2.2	TIPOS DE MICROGRIDS:	6
2.2.1	Microgrid de un solo usuario.....	6
2.2.2	Microgrid para un grupo de usuarios	6
2.2.3	Microgrid que alimenta un parque comercial/industrial o campo deportivo.....	7
2.2.4	Microgrid formada por la carga de una subestación completa.....	7
2.2.5	Microgrid con múltiples recursos de generación distribuida	7
2.3	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	7
2.4	PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO	8
2.5	BATERIAS	9
2.6	INVERSORES DE POTENCIA.	9
2.6.1	Inversor Grid Tie.....	10
2.6.2	Inversores Off-Grid.....	11
2.7	AMI.....	12
2.8	IDENTIFICACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	13
2.9	ESTÁNDARES UTILIZADOS EN LAS REDES DE SENSORES	14
2.9.1	Protocolo estándar IEEE 802.15.4	14
2.9.2	Campos de aplicación.....	15
2.9.3	Modos de operación del modulo Xbee.....	15
2.10	MODO API II	15
2.11	ESTÁNDARES UTILIZADOS EN LAS REDES DE SENSORES	16
2.11.1	Protocolo estándar IEEE 802.15.4	16
2.12	CONTROL JERÁRQUICO	16
2.13	ARQUITECTURA DE SCADA	17
2.14	REDES DE CONTROL Y REDES DE DATOS.....	18
2.15	RESPUESTA DE LA DEMANDA	19
3.	DESARROLLO	22
3.1	DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA	22
3.1.1	Modos de Operación de la <i>Microgrid</i> :	23
3.1.2	Respuesta de la demanda.....	25

3.2	SISTEMA DE CONTROL.....	27
3.3	DISEÑO DEL CONTROLADOR.	28
3.4	ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE LA MÁQUINA DE ESTADOS	29
3.4.1	Monitoreo del circuito.....	29
3.5	COMUNICACIONES.....	32
3.6	RTU (Hardware)	33
3.7	SISTEMA SCADA	36
3.7.1	Lectura Visa:	37
3.7.2	Validación y clasificación de paquete:	38
3.7.3	Control Central.....	39
3.7.4	Respuesta de la demanda.....	41
3.7.5	Interfaz Humano Maquina (HMI)	42
4.	RESULTADOS.....	44
4.1	PROTOCOLO DE PRUEBAS.....	44
4.2	RESULTADOS DE LAS PRUEBAS	45
4.2.1	Variación de carga:.....	51
4.2.2	Falla de la red principal:	54
4.2.3	Respuesta de la demanda:	58
5.	CONCLUSIONES	61
	ANEXOS.....	i
	Anexo 1. Perfil de demanda de bogota Agosto 13-19/2012.....	i
	Anexo 2 Protocolo de pruebas	iii

TABLA DE FIGURAS

FIGURA 1 MODELO CLASICO MICROGRID	5
FIGURA 2 COMPONENTES DE UNA MICROGRID.....	5
FIGURA 3 RADIACIÓN SOLAR EN SUR AMERICA	9
FIGURA 4 BATERÍA.....	9
FIGURA 5 PRINCIPIO DE INVERSOR	10
FIGURA 6 SISTEMA GRID TIE.....	11
FIGURA 7 PUNTOS DE FUNCIONAMIENTO CON MPPT	11
FIGURA 8 SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF GRID	12
FIGURA 9 ROL DE AMÍ EN LA FUTURA RED ELÉCTRICA [33].....	12
FIGURA 10 ESQUEMA AMÍ [33]	13
FIGURA 11 DIAGRAMA GENERAL DE BLOQUES DE UN SISTEMA DE COMUNICACIÓN	14
FIGURA 12 CLASIFICACIÓN JERÁRQUICA DE LAS REDES INDUSTRIALES	14
FIGURA 13 ESQUEMA DE CONTROL JERÁRQUICO EN UNA MICROGRID.....	16
FIGURA 14 ESTACIÓN MAESTRA BASADA EN PC.....	17
FIGURA 15 EJEMPLO RTU EN SISTEMA ELÉCTRICO	18
FIGURA 16 COMPARACIÓN ENTRE REDES DE DATOS Y REDES DE CONTROL.....	19
FIGURA 17 EFECTOS DE LA RD EN EL PERFIL DE CONSUMO.....	19
FIGURA 18 CLASIFICACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE RD	20
FIGURA 19 MAPA DE LA MICROGRID UBICADA EN BOGOTÁ	22
FIGURA 20 DIAGRAMA DEL SISTEMA PSAT	23
FIGURA 21 MODOS DE OPERACIÓN	23
FIGURA 22 CIRCUITO MICROGRID EN OPERACIÓN NORMAL	24
FIGURA 23 CIRCUITO MICROGRID EN MODO ISLA	24
FIGURA 24 CIRCUITO MICROGRID EN MODO DE INTERCONEXIÓN.....	25
FIGURA 25 OPERACIÓN SELECTOR OFF GRID - GRID TIE	25
FIGURA 26 PERFIL DE DEMANDA DE UNA SEMANA EN BOGOTÁ CON NIVEL DE PRECIO BAJO HASTA 1900MW [39] ...	26
FIGURA 27 PLAN DE INCENTIVOS APLICADO A ALGUNOS USUARIOS RESIDENCIALES [39].....	26
FIGURA 28 EJEMPLO DE PLAN PREPAGO IMPLEMENTADO EN CALI	27
FIGURA 29 SISTEMA SCADA MICROGRID	27
FIGURA 30 DETECCIÓN DE FALLA DE VOLTAJE.....	28
FIGURA 31 CONTROL CENTRAL DEL SISTEMA SCADA	29
FIGURA 32 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA MAQUINA DE ESTADOS DEL CONTROLADOR CENTRAL	32
FIGURA 33 TRAMA ENVIADA AL COORDINADOR	33
FIGURA 34 EQUIPO AMÍ	34
FIGURA 35 DIAGRAMA DE FLUJO	34
FIGURA 36 SENSOR DE CORRIENTE ACS714 (IZQUIERDA), CIRCUITO INTERNO (DERECHA).....	36
FIGURA 37 DIAGRAMA DE BLOQUES RTU	36
FIGURA 38 PANEL DE CONTROL SCADA.....	37
FIGURA 39 DIAGRAMA DE BLOQUES SOFTWARE SCADA	37
FIGURA 40 LECTURA VISA EN LABVIEW	38
FIGURA 41 BLOQUE DE VALIDACION Y SEPARACION DE LOS DATOS	38
FIGURA 42 GRÁFICAS DE LAS DIFERENTES CARACTERISTICAS DE LOS 6 NODOS	39
FIGURA 43 MÁQUINA DE ESTADOS (MONITOREO SENSOR 1).....	39
FIGURA 44 MÁQUINA DE ESTADOS (ERROR EN EL SENSOR 2).....	40
FIGURA 45 ESTADO 14 DE LA MAQUINA DE ESTADOS (MODO ISLA).....	40
FIGURA 46 ESTADO 17 RECONEXION DE LAS CARGAS	41
FIGURA 47 BLOQUES PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LA RD	41
FIGURA 48 SUBVI EXPORT.DATA.....	42

FIGURA 49 OPCIONES DEL USUARIO PARA INTERACTUAR CON LA MICROGRID	42
FIGURA 50 MAPA DE LA MICROGRID	42
FIGURA 51 GRAFICAS DE LOS 6 SENSORES.....	43
FIGURA 52 CONTROLES E INDICADORES BASICOS.....	43
FIGURA 53 MODELO A ESCALA MICROGRID CIUDAD SALITRE.....	44
FIGURA 54 MAQUETA MICROGRID CIUDAD SALITRE.....	44
FIGURA 55 INTERIOR DE LA MAQUETA	44
FIGURA 56 POTENCIA VS TIEMPO 6 SENSORES	46
FIGURA 57 VOLTAJE VS TIEMPO 6 SENSORES.....	46
FIGURA 58 CORRIENTE VS TIEMPO DE LOS 6 SENSORES	47
FIGURA 59 FRECUENCIA VS TIEMPO EN LOS 6 SENSORES	47
FIGURA 60 SENSOR 1 POTENCIA, VOLTAJE, CORRIENTE Y FRECUENCIA VS TIEMPO.....	48
FIGURA 61 SENSOR 2 POTENCIA, VOLTAJE, CORRIENTE Y FRECUENCIA VS TIEMPO.....	48
FIGURA 62 SENSOR 3 POTENCIA, VOLTAJE, CORRIENTE Y FRECUENCIA VS TIEMPO.....	49
FIGURA 63 SENSOR 4 POTENCIA, VOLTAJE, CORRIENTE Y FRECUENCIA VS TIEMPO.....	49
FIGURA 64 SENSOR 5 POTENCIA, VOLTAJE, CORRIENTE Y FRECUENCIA VS TIEMPO.....	50
FIGURA 65 SENSOR 6 POTENCIA, VOLTAJE, CORRIENTE Y FRECUENCIA VS TIEMPO.....	50
FIGURA 66 POTENCIA Y VOLTAJE VS TIEMPO DEL HOSPITAL.....	51
FIGURA 67 POTENCIA Y VOLTAJE VS TIEMPO DE LA RED PRINCIPAL.....	51
FIGURA 68 POTENCIAL Y VOLTAJE VS TIEMPO DEL CONJUNTO RESIDENCIAL.....	52
FIGURA 69 POTENCIA Y VOLTAJE VS TIEMPO DE LA RED PRINCIPAL.....	52
FIGURA 70 POTENCIAL Y VOLTAJE VS TIEMPO DEL CENTRO COMERCIAL	53
FIGURA 71 POTENCIA Y VOLTAJE VS TIEMPO. DE LA RED PRINCIPAL	53
FIGURA 72 POTENCIA VS TIEMPO DE LOS 6 SENSORES DURANTE TRES EVENTOS DE FALLA DE LA RED PRINCIPAL	54
FIGURA 73 RED PRINCIPAL	55
FIGURA 74 PANEL 5	55
FIGURA 75 PANEL 6	56
FIGURA 76 CONJUNTO RESIDENCIAL	56
FIGURA 77 HOSPITAL	57
FIGURA 78 CENTRO COMERCIAL.....	57
FIGURA 79 RD DEL CONJUNTO RESIDENCIAL CON EL PLAN DE PRECIO	58
FIGURA 80 RD DEL CENTRO COMERCIAL EN PLAN DE PRECIO	59
FIGURA 81 COMPORTAMIENTO DEL CENTRO COMERCIAL DENTRO DEL PROGRAMA DE INCENTIVOS	59
FIGURA 82 POTENCIA VS VOLTAJE DEL CONJUNTO RESIDENCIAL CON EL PLAN PRE PAGO	60

1. INTRODUCCIÓN

En relación con la generación y distribución de energía, hoy en día se profundizan diversas problemáticas: entre éstas, se destacan principalmente dos:

- a. La contaminación ambiental, debido entre otros factores a la emisión de CO_2 y al impacto negativo que en los ecosistemas producen las plantas de energía no renovable cuya fuente son los combustibles fósiles, que operan mediante un patrón de operación centralizada.
- b. Los altos precios de los combustibles fósiles, ante el incremento de la demanda mundial de energía, liderada por China. Esta situación, ha motivado el desarrollo de sistemas alternativos de generación de energía que minimicen el impacto en el deterioro ambiental y que incidan en la calidad de vida del ser humano. Dichos sistemas en la actualidad se implementan en un nuevo modelo denominado microgrid.

Esta situación, ha motivado el desarrollo de sistemas alternativos de generación como los paneles solares las turbinas de viento, las pequeñas hidroeléctricas, las celdas de combustible entre otras, que minimizan las emisiones y el impacto en el deterioro ambiental [1]. Adicionalmente existe un gran interés por conseguir liberar el mercado de la electricidad mediante la incorporación de múltiples proveedores de energía que permitan diversificar la oferta del servicio para atender diferentes necesidades de los consumidores y brindando una mejor calidad del servicio apuntando al mejoramiento de la calidad de vida del ser humano, Dichos sistemas en la actualidad se implementan en un nuevo modelo denominado microgrid [2].

Varias son las ventajas de la aplicación de la generación y distribución de energía a través de este enfoque, entre las que vale la pena mencionar:

- Reduce la cantidad de energía que se pierde en su transmisión, debido a que la energía se genera muy cerca donde se utiliza y en consecuencia, también reduce el número de líneas que deben ser construidas.
- Los usuarios de una microgrid tendrían a su disposición una red eléctrica basada en diversas fuentes renovables de generación energética y de almacenamiento o de alta eficiencia: paneles solares, mini generadores eólicos, micro turbinas, geotermia, pilas de combustible, sistemas de cogeneración (generan electricidad y calor) y trigeneración (generan electricidad, calor y frío), dispositivos de almacenamiento de energía como baterías.
- Las microgrids permiten una mayor calidad del suministro, teniendo en cuenta que la generación de energía está muy cerca de los puntos de consumo, con lo cual se evitan las pérdidas y deformaciones de la onda en las líneas de transmisión que facilitan realizar una regulación de tensión, un mayor ahorro y una menor dependencia de la red de distribución, ya que se controla más el consumo y se optimizan los elementos del sistema.
- En el aspecto medioambiental, las microgrids utilizan menos energía que los sistemas actuales de generación y distribución centralizada, por lo que reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático. Asimismo, su uso potenciaría la implantación de sistemas alternativos basados en energías renovables, más respetuosas con la naturaleza.
- Cabe pensar que se modificaría el actual sistema o modelo monopólico que da poder de mercado y de fijación de altos precios a los generadores y/o distribuidores, por un modelo de oferta del servicio de energía menos concentrado, gracias a la generación distribuida, en donde por efecto de la competencia el precio resultante para el usuario final sea más económico que en el sistema actual.
- Trabajar con microgrids permite una fácil expansión, es decir consumidores adicionales, nuevas fuentes de generación y batería adicional, pueden ser fácilmente añadidos a la red en cualquier momento.

- De alta eficiencia. Hoy en día gracias a las investigaciones en energía solar fotovoltaica se ha logrado una eficiencia de captación de la luz solar de 96% [3], y convertirla directamente en la red eléctrica con 40.7 %, [4]de eficiencia. En el caso de la energía eólica el nivel de eficiencia de conversión de energía llega a ser del 60% [5]
- Las redes de energía en los países industrializados están envejeciendo, se están saturando y pueden resultar insuficientes para abordar las necesidades actuales de demanda de los consumidores por este motivo se hace necesaria la adaptación de sistemas como las microgrids [6].

El modelo de generación y distribución de energía mediante el esquema de Microgrids, se aplica cada vez más en el mundo; ya países como Estados Unidos, Alemania, Holanda, Francia y en nuestro continente (Brasil), entre otros, se encuentran desarrollando este tipo de proyectos. Durante la última década las investigaciones sobre microgrids han desarrollado múltiples proyectos que han servido como plataforma de pruebas, para la viabilidad y validación del sistema. Entre los proyectos a gran escala se encuentran de Aomori, Aichi y Kyoto desarrollados en Japón en el marco del proyecto Regional Power Grid with Renewables Energy Resources Project en 2003 [7]; En Europa dentro del proyecto More Microgrids se han implementado alrededor de 8 microgrids de prueba de las cuales se destacan Kythnos island en Grecia, esta fue una microgrid que operaba de forma aislada [8–10]; Maanheim Wallstad en Alemania, proyecto que integra la respuesta de la demanda en el manejo de las microgrids [8], [9], [11]y finalmente CERTS, proyecto líder desarrollado en California que integra a pequeña escala generadores distribuidos de energía y dispositivos de almacenamiento. “[...] el diseño de la CERTS microgrid también provee alta confiabilidad del sistema y gran flexibilidad en la ubicación de generación distribuida. La CERTS microgrid se destina a ofrecer estas funcionalidades a menores costos que los enfoques tradicionales mediante la incorporación de los conceptos de peer-to-peer y plug-and-play para cada uno de los componentes dentro de la microgrid” [12].

Como resultado de las investigaciones, en los últimos años diversos alrededor del mundo, empezaron a considerar a las microgrids como uno de los sistemas de distribución de energía del futuro considerándolo un componente clave para el crecimiento de la infraestructura eléctrica basado en el nuevo paradigma de las Smart Grids [13]. A este se le atribuyen las bondades de ser más eficiente, más inteligente, más robusto y más fiable. Teniendo en cuenta lo anterior, es importante que países como Colombia, empiecen a familiarizarse con estas tecnologías de distribución de energía para que en un futuro muy cercano puedan dar un salto cualitativo y modernizar la red de suministro de energía. En el contexto nacional, la aplicación de distribución de energía a través del modelo microgrid puede ser muy pertinente, debido a que permite utilizar generadores pequeños para el suministro de energía a poblaciones, ciudades, fabricas, conjuntos residenciales etc. Al generar la energía muy cerca del punto de consumo las pérdidas por concepto de distribución y transporte se reducirían sensiblemente, esto beneficiaría a los consumidores y minimizara los efectos del medio ambiente. Es conocido, que en el país existen zonas y localidades en las cuales resulta muy costoso llevar las redes eléctricas, pero en diferentes estudios que se han realizado se ha encontrado que estos lugares son propicios para la instalación y operación de energías renovables y la introducción del sistema microgrid por esto también se han empezado a plantear diferentes proyectos, uno de estos el parque eólico Jeparachi (proyecto propuesto por Empresas Públicas de Medellín) [14]. En ENERGREENCOL se están investigando y planteando proyectos como el de parques eólicos con aerogeneradores reacondicionados y la electrificación de áreas rurales aisladas en nuestro país [9]. Las microgrids pueden ofrecer muchos beneficios en términos de eficiencia y mejoras en la confiabilidad de suministro, y en la reducción de las ampliaciones de los sistemas de transmisión y distribución [15].

Ahora bien, resulta importante mencionar que a nivel académico el acercamiento al modelo de las microgrids, se ha desarrollado por medio de proyectos basados en HIL (Hardware in the loop), el cual propone una plataforma de simulación en tiempo real para sistemas complejos[16]. En la Universidad Internacional de Florida se desarrolló un proyecto que emulaba diferentes fuentes de energía alternativa así como una planta convencional, configurando de esta forma un sistema eléctrico con el cual se estudió y analizó los problemas de interconexión de estos sistemas [17]. Por otra parte en el Korea

Electrotechnology Research Institute realizaron pruebas en un HIL de una microgrid para validar el funcionamiento de un MMS (microgrid management system) probado en modo conectado a la red y aislado [18]. Dado que en el país no se cuenta con los recursos tecnológicos necesarios para implementar y probar un sistema de HIL en el proyecto del cual es objeto de estudio en este artículo se decidió hacer un modelo a escala.

Otro acercamiento se encuentra en Georgia State University, donde han desarrollado SamrtGridLab, un banco de pruebas inalámbrico en el cual se pueden analizar y evaluar diseños y protocolos en un ambiente de laboratorio. Este consiste en una red de sensores de potencia, Switch Inteligente de Potencia (IPS), Generación de energía distribuida (Red principal, Energías renovables como paneles solares y turbinas eólicas) y cargas [19], [20].

Como resultado de las investigaciones, en los últimos años diversos países de Asia, Europa y Norte América, empezaron a considerar a las microgrids como uno de los sistemas de distribución de energía del futuro considerándolo un componente clave para el crecimiento de la infraestructura eléctrica basado en el nuevo paradigma de las Smart Grids [21]. A este se le atribuyen las bondades de ser más eficiente, más inteligente, más robusto y más fiable. Teniendo en cuenta lo anterior, es importante que países como Colombia, empiecen a familiarizarse con estas tecnologías de distribución de energía para que en un futuro muy cercano puedan dar un salto cualitativo y modernizar la red de suministro de energía.

Todo el esfuerzo académico y teórico desarrollado ha sido muy importante pero debido a los altos costos y la dificultad de implementar proyectos pilotos de microgrids es necesario acompañar la investigación en estos temas con propuestas y proyectos instructivos que permitan crear plataformas a escala para la prueba y validación tanto de equipos como de metodologías y estrategias para operar y controlar las microgrids. Adicionalmente para la implementación en un futuro de las smartgrids son necesarios proyectos de divulgación y educación en el tema, que faciliten la comprensión del nuevo modelo y aceleren su entrada en operación debido a que su éxito no depende solamente de la infraestructura sino de la interacción de los usuarios con la red.

Por las razones mencionadas anteriormente, el trabajo que aquí se propone, es realizar un modelo a escala de este esquema de generación y distribución de energía. El desarrollo de esta temática, permitirá articular en un mismo proyecto, las áreas vistas en el pregrado de: controles, potencia y comunicaciones, permitiendo la interdisciplinariedad y el trabajo en equipo.

Debido a que la solución propuesta por las microgrids, es de generación y distribución de energía mediante forma distribuida, las leyes de control que se aplican en estos casos, se diferencian de la que se manejan tradicionalmente con un despacho centralizado de energía. Para este proyecto se estudiarán y aplicarán estas topologías de control distribuido. Dada la novedad de esta temática, será un valor agregado del trabajo.

Debido a la naturaleza distribuida del control, se requiere implementar un sistema de comunicaciones que permita la interacción entre los diferentes controladores y sensores. El proyecto posee un amplio impacto social, sobre todo si se implementa en zonas donde se carece de la red de distribución eléctrica, o simplemente es deficiente y se tiene una exposición solar prolongada. De esta manera poblaciones menos favorecidas en dichas zonas podrían disfrutar del suministro eléctrico para sus viviendas o diferentes actividades.

En este documento presenta el desarrollo de un modelo por hardware a escala de una microgrid que sea portable en el cual se pueda observar y explicar su funcionamiento. Para brindar un mayor entendimiento al lector se plantea un marco teórico el cual brinda una idea a grandes rasgos de los principios y topologías empleadas para el diseño del sistema. Posteriormente se describen las especificaciones de los diferentes estados. Después se procede a explicar en detalle los desarrollos tales como conexiones y escogencia de los inversores DC/AC el cual permite trabajar con diferentes fuentes de energías renovables , las energías

renovables con las que se trabaja, los cargadores de baterías, filtro de salida para hacer la onda mas suave, las diferentes cargas, los sensores que miden la potencia en diferentes puntos (cargas, red eléctrica, red distribuida y batería), y la forma en que se contrala los diferentes cambios de los estados del modelo. A partir de estas conexiones y pruebas se realiza construcción de la maqueta modelo sobre la cual se ve el desempeño que este modelo tiene.

2. MARCO TEÓRICO:

2.1 MICROGRID

Microgrid es un nuevo concepto que ha sido desarrollado con la motivación de integrar a la red eléctrica plantas de generación y almacenamiento distribuidos (DER) a pequeña escala ubicados cerca de los puntos de consumo [22]. Se denomina *microgrid* a una red activa de distribución de energía a pequeña escala que agrupa en una misma locación fuentes de energía distribuida con diferentes tipos de cargas [Ver Figura 1]. Cuenta con equipos de electrónica de potencia y un sistema de control que asegura la operación de la red, manteniendo la confiabilidad, seguridad, calidad de energía y cantidad de potencia suministrada. Esto le permite a la *microgrid* presentarse ante la red principal de energía como una simple unidad controlada que cumple necesidades locales [23]. La *microgrid* es responsable del cumplimiento de las necesidades de sus consumidores garantizando la calidad, posibilitando el control y desconexión de algunas cargas que no son críticas [24]. Durante los eventos de fallas de la red principal, las (DER) y las cargas correspondientes se pueden separar del sistema de distribución para aislar la *microgrid* de las perturbaciones y así mantener el servicio sin afectar la integridad de la red de transmisión [25].

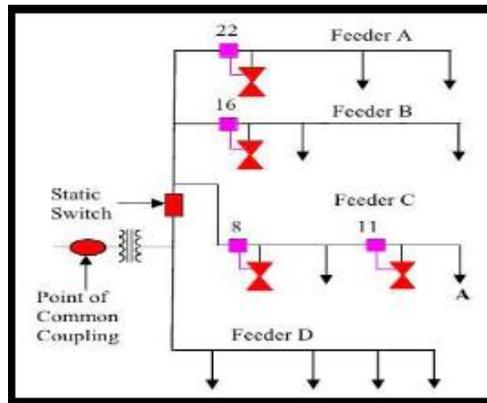


Figura 1 Modelo Clásico Microgrid

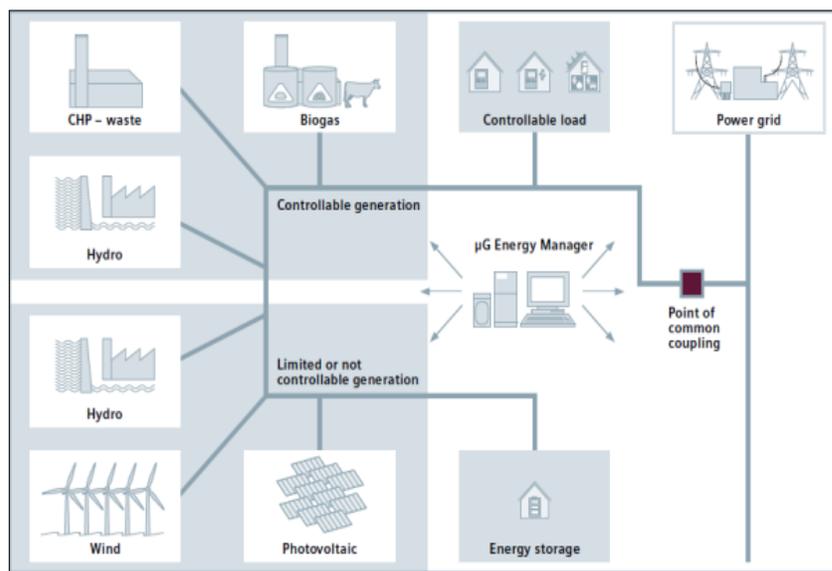


Figura 2 Componentes de una Microgrid

La [Ver Figura 2] muestra un esquema general de una microgrid, en ella se muestran algunas fuentes de generación distribuida tales como micro turbina, celda de combustible y paneles fotovoltaicos, y su vinculación a la red mediante convertidores electrónicos.

La operación de las *microgrids* cuenta con dos modos principales; uno, es el modo de operación conectado a la red, donde mantiene sus cargas y unidades de generación distribuida conectadas a la red principal de energía en el punto de acoplamiento común por medio de una interfaz electrónica de control. En este caso, la red principal proporciona la referencia de voltaje y frecuencia fijas para la *microgrid* y cada unidad DG regula sus componentes de potencia. Adicionalmente el operador puede tomar decisiones económicas como comprar o vender energía dependiendo de la capacidad de la generación local, su costo y los precios del momento en el mercado de energía [26]. El otro modo de operación es desconectado de la red principal (*islanded*), en este el control y la administración de energía es difícil debido a que la *microgrid* está alimentada únicamente por las (DER), caracterizadas por la variabilidad en la disponibilidad de las fuentes de energía renovables, y por ser este es un sistema de baja inercia cuya dinámica se altera frecuentemente con las variaciones de las cargas. Por lo tanto, garantizar la operación fiable y robusta de una *microgrid* en este modo requiere de estrategias de control sofisticadas que logren satisfacer criterios deseables de rendimiento, tales como: mantener un voltaje nominal constante y una frecuencia con mínimas variaciones.

Comúnmente las *microgrids* se desarrollan para diferentes aplicaciones dependiendo de la ubicación, el tipo de cargas y el tamaño del sistema. Los cinco principales segmentos de mercado en donde se desarrolla este nuevo modelo de distribución de energía son: *Microgrids* para campus institucionales como entidades gubernamentales o centros educativos, *Microgrids* comerciales e industriales, *Microgrids* militares, *Microgrids* para una comunidad y *Microgrids* “islas” en lugares remotos donde es difícil instalar la red eléctrica principal. Algunas características que se resaltan en los diferentes tipos de *microgrid* son: *autonomía, estabilidad, compatibilidad, flexibilidad, escalabilidad, eficiencia, economía, modelo punto a punto de la operación y control de la interacción con la red eléctrica* [26]

2.2 TIPOS DE MICROGRIDS:

Se distinguen los siguientes tipos de micro-redes [15]:

2.2.1 Microgrid de un solo usuario

Es la forma más básica de microgrid. En su forma más elemental se la ha utilizado por muchos años en instalaciones industriales, comerciales y residenciales con el objeto de mejorar la confiabilidad de suministro. La forma mas simple y menos evolucionada consiste en un generador de emergencia con un interruptor de conexión. Con la incorporación de sistemas de control y sincronización y un sistema de detección automática de condiciones de aislamiento, se puede lograr una microgrid que opere sincronizada a la red externa y se aísle de la misma automáticamente y opere en forma autónoma en casos de fallas que representen pérdida de suministro.

2.2.2 Microgrid para un grupo de usuarios

Una estructura posible de microgrid es para servir un grupo de consumidores que se encuentran en condiciones normales vinculados a la red de potencia, y ante ciertas condiciones de falla se desvinculan de la misma, conformando una microgrid que opera en forma aislada. La microgrid puede incorporar además de fuentes de generación distribuida, almacenadores de energía y calor residual para calefacción, para incrementar la eficiencia energética de la microgrid.

2.2.3 Microgrid que alimenta un parque comercial/industrial o campo deportivo

Estas microgrids se conforman para alimentar una demanda o conjunto de demandas de gran porte, como puede ser un parque industrial, un complejo comercial, un campo universitario, un complejo deportivo, etc. Una microgrid de este tipo generalmente contiene la generación concentrada en una sola localización. Esta generación es de capacidad suficiente para suministrar toda la demanda de la microgrid. La estructura de red es convencional, y puede alimentarse desde la red externa. La generación puede estar por varias unidades para una mayor flexibilidad de operación, permitiendo acomodar la generación a los distintos estados de carga. Un sistema de control maestro controla la generación y la separación de la microgrid de la red externa, en caso de necesidad.

2.2.4 Microgrid formada por la carga de una subestación completa

En este caso se trata de una microgrid que contiene a toda la carga que esta vinculada a una subestación. La generación es localizada en la subestación. El control de aislamiento permite separar la microgrid del sistema externo en caso de fallas en este último. En ese caso la microgrid tiene por objeto principal mejorar la confiabilidad, reduciendo la pérdida de suministro debido a fallas en el sistema de potencia. Una microgrid de este tipo puede diseñarse también para operar en paralelo con el sistema externo en condiciones normales. En ese caso la generación local de la microgrid puede servir para reducir los picos de demanda de la subestación, aliviando la carga del sistema de transmisión y subtransmisión. Asimismo, en ciertas condiciones la microgrid puede exportar energía hacia el sistema de potencia.

2.2.5 Microgrid con múltiples recursos de generación distribuida

Representa un concepto más sofisticado de microgrid, donde se busca distribuir la generación en diferentes puntos de la red y conformada por una variedad de tecnologías de generación, tales como, energía solar, eólica, celdas de energía, motores de combustión interna, micro turbinas a gas, mini turbinas hidráulicas. Una microgrid de este tipo se puede implementar en una porción de un sistema de distribución aguas debajo de la subestación principal. Puede incorporar almacenadores de energía para aumentar el aprovechamiento de las fuentes de generación no convencionales no controlables (eólico y solar) y mejorar la operación y eficiencia de la misma. Estas microgrids requieren de sistemas de control estructurados en un esquema jerárquico con diferentes niveles. Un control maestro monitorea las cargas, la tensión y frecuencia, y ajusta la producción de cada fuente de generación, para obtener un reparto adecuado de la carga y un despacho optimo económico.

2.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El concepto de Microgrid ha sido desarrollado con la motivación de integrar elementos de generación y almacenamiento distribuidos (DER) a la red eléctrica para mejorar la eficiencia y la confiabilidad del sistema de energía, así como para posibilitar la operación independiente de la red. Propiamente, un sistema de generación distribuida se considera una planta de producción de energía en pequeña escala conectada a la red de distribución y ubicada cerca a los centros de consumo [27]. Estos sistemas han tenido un gran desarrollo en los últimos años, debido a los problemas que se vienen presentando en la construcción de nuevas líneas de transmisión, al incremento de la demanda de electricidad de alta calidad y principalmente a los siguientes factores: por un lado, existe un gran interés por conseguir una liberación del mercado de la electricidad mediante la incorporación de múltiples proveedores de energía que permitirían diversificar la oferta del servicio para atender diferentes necesidades de los consumidores; adicionalmente, en el nivel de distribución la generación distribuida brinda la posibilidad de proporcionar un servicio más flexible, económico y de mejor calidad. Por otra parte, las políticas y regulaciones ambientales que fuerzan a los países a reducir sus emisiones de CO₂ y a impulsar energías limpias y eficientes, son un motor que estimula el desarrollo de la generación distribuida toda vez que en la mayoría de los casos tecnologías como los paneles solares, las turbinas de viento, las pequeñas hidroeléctricas, las

celdas de combustible entre otras, minimizan las emisiones y los impactos negativos sobre el medio ambiente. [28].

2.4 PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

La transformación de radiación solar en electricidad, se realiza a través de las células fotovoltaicas que organizadas y agrupadas conforman un panel. Según A. Goetzberguer y V.U.Hoffmann, “Photovoltaic Solar Energy generations, quien observó por primera vez el efecto fotovoltaico fue Henri Becquerel.

Las fuentes de energía fotovoltaicas (abreviado PV) es la mas directa forma para convertir radiación solar en electricidad y esta basado sobre el efecto fotovoltaico, el cual fue observado primero por Henri Becquerel [29]

Los elementos básicos de las PV son las celdas o células solares, las cuales realizan la transformación de la radiación solar en electricidad. Las células solares se pueden conectar en serie y/o paralelo (para lograr determinados voltajes y capacidad de potencia) y ser fijados a una estructura de soporte; esta configuración se suele llamar: módulos o paneles solares. Un grupo de paneles solares conectados adecuadamente en serie y/o paralelo para obtener potencias y voltajes necesarios, son llamados central solar fotovoltaica.

Las células solares son dispositivos que incorporan un unión p-n es un semiconductor en los cuales se convierte la energía solar utilizando el efecto fotoeléctrico. La absorción de la luz ocurre en un material semiconductor.

Dependiendo de las propiedades de absorción del material, la luz es absorbida en una región más o menos cercana a la superficie. La conversión de la energía fotovoltaica es basa en un proceso mecanico-cuántico por el cual fotones incidentes liberan portadores de carga desde sus condiciones estables dentro de un semiconductor. En una célula solar, la unión p-n colecciona los portadores de carga liberados y los fuerza a través de un carga eléctrica conectada externamente [29]

Los puntos fuertes de las PV son [29]:

- Directa conversión de la radiación solar en electricidad.
- No hay partes mecánicas en movimiento, ni ruido.
- No hay temperaturas altas.
- No hay polución
- Los paneles PV tienen larga vida útil.
- La fuente de energía, el sol, es libre, disponible en cualquier lugar e inagotable.
- Las PV son fuentes de energía flexible, su potencia va desde el rango de microwatts hasta megawatts [Ver Figura 3].

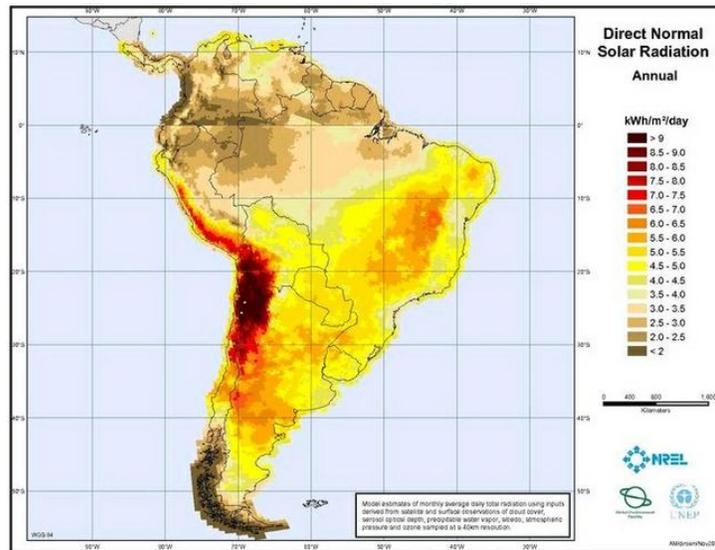


Figura 3 Radiación Solar en Sur América

2.5 BATERIAS

Las versiones con mayor aceptación son las de 6 y 12V nominales. Baterías de 6V, con una capacidad de unos 200Ah, son utilizadas en sistemas de mediana capacidad de reserva, donde pasan a formar parte de un banco de baterías con conexión serie o serie-paralelo, a fin de satisfacer los valores de voltaje y corriente del sistema. Esta versión ofrece el mejor compromiso entre peso (facilidad de manejo) y número de Ah de reserva. Como los sistemas FVs de bajo consumo son sistemas de 12V nominales, los requerimientos de reserva pueden ser satisfechos con la versión de 12V, la que tiene una capacidad de unos 100Ah. Baterías de más de 250Ah resultan convenientes cuando se trabaja con sistemas de alto consumo. Se fabrican asimismo baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes. Un modelo de 24 V, diseñado para ser usado en un sistema comunal (varias casas conectadas a un sistema FV) tiene una capacidad de 1.493Ah y pesa 1.200 Kg.



Figura 4 Batería

2.6 INVERSORES DE POTENCIA.

La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada. Los inversores se utilizan en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para computadoras, hasta aplicaciones industriales para controlar alta potencia. Los inversores también se utilizan para convertir la corriente

continua generada por los paneles solares fotovoltaicos, acumuladores o baterías, etc., en corriente alterna y de esta manera poder ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones eléctricas aisladas.

El inversor es un circuito utilizado para convertir corriente continua en corriente alterna, es decir son convertidores estáticos cuya función es cambiar un voltaje de entrada de corriente directa a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la posibilidad de alimentar una carga en alterna, regulando la tensión, la frecuencia o incluso ambas de ser necesario dependiendo de los requerimientos del usuario o el diseñador [30].



Figura 5 Principio de Inversor

El inversor monofásico es empleado en diversas aplicaciones, por ejemplo el accionamiento de motores AC de velocidad ajustable, Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), como lo son pequeñas fuentes de alimentación para computadoras, dispositivos de corriente alterna que funcionan a partir de una batería, hornos de inducción, aplicaciones industriales para manejar alta potencia; Los inversores también son utilizados para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos, acumuladores o baterías, entre otros, en corriente alterna y de esta manera poder ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones eléctricas aisladas.

En la actualidad existe diversidad de inversores monofásicos, con diferentes tipos de modulación y número de niveles a continuación se presenta una breve descripción de inversores de 3, 5 y 7 niveles modulados por PWM.

2.6.1 Inversor Grid Tie

Es un dispositivo eléctrico que permite a los usuarios de la energía solar de energía o viento conectar sus sistemas con la red. Así, la energía excedente producida por sistemas alternativos (solar y eólica) puede alimentar otros consumidores de la red.

El inversor funciona mediante la conversión de la tensión y la corriente eléctrica, que recibe de los paneles solares o turbinas de viento (u otra fuente de alimentación de CC), en corriente alterna.

La principal diferencia entre un inversor estándar y un inversor grid-tie es que éste es capaz de conectarse con la red, debido a su capacidad para sincronizar su frecuencia y su tensión de salida a la red que desea conectar. Inversores Grid-tie también son capaces de desconectarse de la red principal si este último no está proporcionando energía (por ejemplo, una baja de voltaje o apagón).

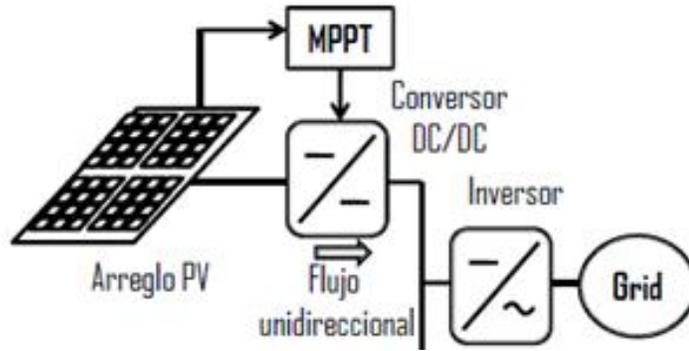


Figura 6 Sistema Grid Tie

En la [Ver Figura 6] se observa como se llega a conectar y sincroniza el inversor grid tie a la línea con un voltaje DC de entrada el cual lo pone un arreglo de celdas solares un Convertor DC-DC con MPPT el cual es necesario para cualquier sistema de energía solar del cual se extrae la máxima potencia del módulo fotovoltaico, los puntos donde opera son I_{mpp} (punto de corriente de máxima potencia), V_{mpp} (punto de voltaje de máxima potencia), P_{mpp} (punto de potencia de máxima potencia) [Ver Figura 7] para operar cerca de la potencia máxima disponible. El inversor para la conversión DC-AC.[31]

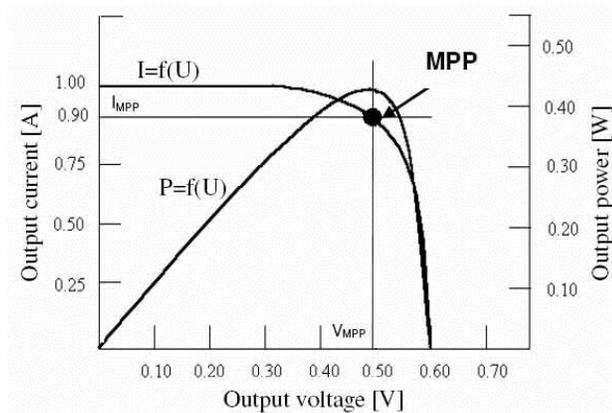


Figura 7 Puntos de Funcionamiento con MPPT

2.6.2 Inversores Off-Grid

Los inversores Off-grid son aquellos que convierten la corriente DC almacenada en el banco de baterías en corriente alterna AC la cual puede ser usada cuando se requiera.

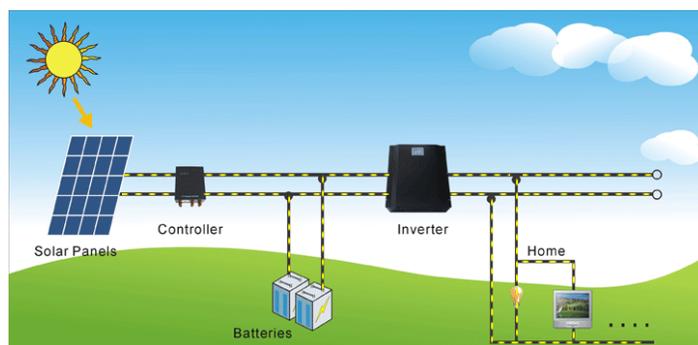


Figura 8 Sistema Fotovoltaico Off Grid

Los inversores de onda pura tienen un costo más elevado pero pueden operar casi cualquier cosa que pudiera ser operado por la red. Los inversores de onda pura son una excelente opción para sistemas de equipo de audio o telecomunicaciones u otros equipos de onda muy sensitiva como los grid tie ya que ellos se sincronizan con una onda con un bajo rango de distorsión menor al 3%. [32]

2.7 AMI

En el panorama de la evolución de la red eléctrica desde el clásico sistema centralizado hacia un modelo descentralizado, inteligente y de libre mercado una pieza fundamental para que esto pueda ser realidad es la implementación de una infraestructura de medición avanzada la cual permita obtener en tiempo real los datos mas importantes de la red para monitorear la calidad del servicio, mejorar las tareas y acciones de control buscando llegar al *Self healing* de la red y adicionalmente posibilite una de las características principales de la red del futuro que es la interacción entre usuarios y las empresas prestadoras del servicio.

En la [Ver Figura 9] se puede observar como la AMI es el primer y fundamental paso para la modernización de la Red. Inicialmente se desarrollaron equipos para la medición automática los cuales buscaban mejorar la precisión en las lecturas de medida de energía con el paso del tiempo los beneficios de la interacción entre el operador del sistema, los usuarios y sus cargas dieron paso la evolución hacia AMI. En esta los equipos instalados en el lado del consumidor deben tomar mediciones de voltaje corriente para calcular el consumo de potencia, detectar fallas y hacer control de carga, mostrar las señales de precio de mercado enviar estos datos a un centro de control y deben ser programables a distancia.

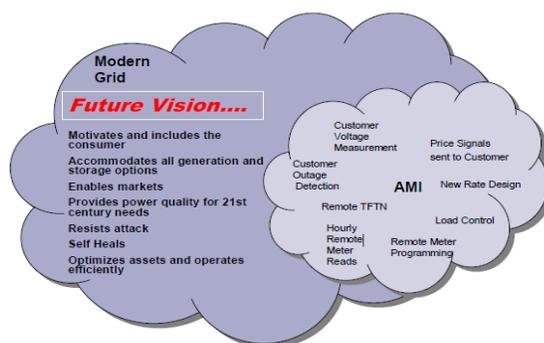


Figura 9 Rol de AMI en la Futura Red Eléctrica [33]

Varias son las características necesarias en la red del futuro que la infraestructura AMI permite conseguir son [33]:

“Motivación e inclusión de los consumidores a través del enlace que se establece con AMI entre el consumidor y la red.

DG y DS ubicadas en los centros de consumo (*Microgrids*) pueden ser monitoreada y controladas a través de las tecnologías AMI.

Los mercados son permitidos por la conexión entre los consumidores y la red a través de AMI y permitiéndoles participar activamente tanto como cargas que responden ante señales de precio o como parte de los recursos de las cargas que pueden ofertar en diferentes tipos de mercados.

Los medidores inteligentes (*Smart Meters*) son dispositivos que cuentan con la capacidad de monitorear la calidad de la energía, adicionalmente envían los datos en tiempo real permitiendo una detección mas rápida de fallas o contingencias para el diagnostico y la resolución de los problemas de fallas y calidad del servicio.

La idea de implementar AMI es permitir mayores operaciones distribuidas transformando el modelo eléctrico para reducir la vulnerabilidad de la red debida a los ataques terroristas. Además esto facilita la auto-curación (*self-healing*) ayudando al operador del sistema a detectar y localizar las fallas de forma mas rápida y acertada. Implementa una infraestructura para la comunicación distribuida teniendo exceso de capacidad que se puede usar para acelerar el desarrollo de operaciones avanzadas de distribución en los equipos y aplicaciones.”[...]

“AMI no es una simple tecnología, sino mas bien una integración de muchas tecnologías que permiten una conexión inteligente entre los consumidores y el operador del sistema” [AMI White paper]. La infraestructura AMI permite brindarle a los usuarios toda la información que ellos necesitan para que puedan tomar decisiones y cambiar sus hábitos de consumo en busca de mejorar su economía y ayudar a la seguridad de la red eléctrica.

En la [Ver Figura 10] se muestran las diferentes tecnologías de AMI y como es su interfaz. Del lado de los consumidores y los productores de energía se instalan medidores inteligentes inter-conectados a los equipos de control en las cargas y generadores por medio de una Red de pequeña (Home área network), luego un grupo de puntos de generación y consumo (Home área networks) son agrupados en una red de área local (Local área Network) para transmitir toda la información de la energía al operador de mercado. Este cuenta con un sistema de comunicaciones que maneja el sistema de distribución y el servicio del consumidor.

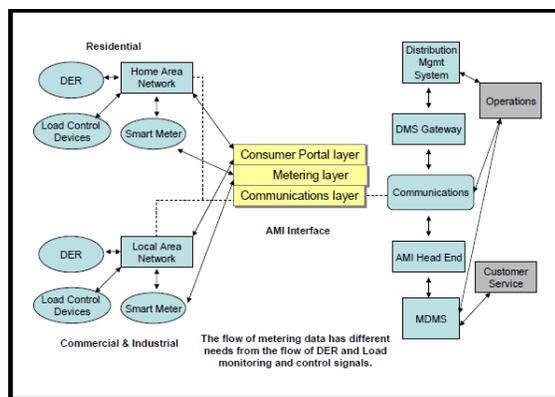


Figura 10 Esquema AMI [33]

2.8 IDENTIFICACIÓN DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN

Inicialmente el modelo de la microgrid trabajara con un esquema de control distribuido, con una comunicación entre cada controlador de proceso (comunicación horizontal). En caso de avería o sobrecarga de trabajo, será posible transferir todo o parte de las tareas a otras unidades, al hacer esto permite bloqueos necesarios del sistema, pero por otra parte exige que los diferentes controladores tengan

una asignación dinámica de las tareas y por tanto se les va a exigir gran capacidad de acceso de comunicación y de tratamiento de la información.

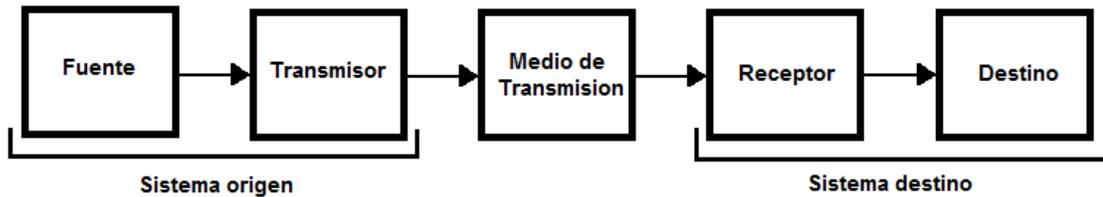


Figura 11 Diagrama General de Bloques de un Sistema de Comunicación

La desventaja de esto es la disminución de la velocidad de comunicación debido a los retardos, posibles desbordamientos en el procesamiento de datos de cada nivel y falta de flujo de información directa entre controladores. Aquí también se tendrá una unidad de control y supervisión (SCADA) que cumple con las características antes mencionadas.

Se muestra una clasificación jerárquica de las redes locales industriales según el entorno donde van a ser instaladas, el grafico [Ver Figura 12] se muestra un esquema de esto.



Figura 12 Clasificación Jerárquica de las Redes Industriales

En el esquema presentado, existen diferentes niveles de comunicación, cada uno de ellos con diferentes necesidades.

2.9 ESTÁNDARES UTILIZADOS EN LAS REDES DE SENSORES

Las redes de sensores pueden utilizar distintas tecnologías o estándares, incluyendo IEEE 802.11, LANS sin cable, Bluetooth e identificación por frecuencia de radio. Actualmente se trabaja con radios de baja frecuencia con un alcance de hasta 80 metros y velocidades de hasta 300 Kb/segundo.

2.9.1 Protocolo estándar IEEE 802.15.4

En la actualidad se dispone de un gran número de estándares inalámbricos, (bluetooth, wifi, wimax, etc.), todos comparten dos características esenciales, un gran consumo de energía y ancho de banda, el protocolo IEEE 802.15.4, nace en respuesta a la necesidad de contar con una tecnología de bajo consumo y bajo rango de transferencia. El protocolo estándar IEEE 802.15.4, comúnmente denominado ZigBee, es una tecnología inalámbrica para tasas bajas de envío de datos, usa la banda libre ISM (Industrial, Scientific and Medical) de 2.4GHz, con una velocidad de transferencia máxima de 250kbps, y un alcance

aproximado de 30m. Las topologías de red que soporta el estándar es la estrella y malla, y cada red puede soportar hasta 65535 nodos distribuidos en subredes de 255 nodos, bajo consumo de energía. Para operar con pilas y ahorrar energía.

ZigBee se ha desarrollado para satisfacer la creciente demanda de capacidad de red inalámbrica entre varios dispositivos de baja potencia. En la industria ZigBee se está utilizando para la próxima generación de fabricación automatizada, con pequeños transmisores en cada dispositivo, lo que permite la comunicación entre dispositivos a un ordenador central.

Para llevar a cabo este sistema, un grupo de trabajo llamado Alianza ZigBee (ZigBee Alliance) formado por varias industrias, sin ánimo de lucro, la mayoría de ellas fabricantes de semiconductores, está desarrollando el estándar [34]. La alianza de empresas está trabajando codo con codo con IEEE para asegurar una integración, completa y operativa. Esta alianza en la cuales destacan empresas como Invensys, Mitsubishi, Philips y Motorola trabajan para crear un sistema estándar de comunicaciones, vía radio y bidireccional, para usarlo dentro de dispositivos de automatización hogareña (domótica), de edificios (inmótica), control industrial, periféricos de PC y sensores médicos.

2.9.2 Campos de aplicación

Los protocolos ZigBee están definidos para su uso en aplicaciones embebidas con requerimientos muy bajos de transmisión de datos y consumo energético. Se pretende su uso en aplicaciones de propósito general con características auto organizativas y bajo coste (redes en malla, en concreto). Puede utilizarse para realizar control industrial, albergar sensores empotrados, recolectar datos médicos, ejercer labores de detección de humo o intrusos o domótica. La red en su conjunto utilizará una cantidad muy pequeña de energía de forma que cada dispositivo individual pueda tener una autonomía de hasta 5 años antes de necesitar un recambio en su sistema de alimentación.

Como características deseables de sistemas basados en ZigBee, la instalación debe ser automática o semiautomática, con el propósito de que los consumidores puedan poner redes inalámbricas fácilmente. Además, añadir nuevo hardware a un sistema existente debe ser sencillo. Debido a que ZigBee reemplaza cables y otros sistemas inalámbricos, el coste debe ser bajo para hacer el cambio a ZigBee más ventajoso.

2.9.3 Modos de operación del modulo Xbee

Básicamente los módulos tienen cinco tipos de operación:

- Modo recibir/ transmitir (transparente)
- Modo de Bajo Consumo (Sleep Mode)
- Modo de Comando
- Modo de operación API
- idle

Par enviar y recibir datos se emplean los modos transparente y el modo API, en el modo transparente en modulo se comporta como una antena, en este proyecto se utilizó el modo API, a continuación se describen algunas características.

2.10 MODO API II

El modo API se configura mediante el parámetro AP. Existen dos modos de trabajo, uno "normal" (AP=1) en el que la trama comienza con el carácter 0x7E, y otro "con escape" (AP=2) en el cual se garantiza que el carácter 0x7E sólo aparece en el stream de datos para indicar el inicio de una trama. En este modo, si alguno de los datos a transmitir contiene el valor 0x7E, éste resulta reemplazado por una secuencia de

escape o control. Lo mismo se aplica a caracteres de control de flujo XON/XOFF (0x11 y 0x13) y el carácter utilizado para indicar la secuencia de escape, 0x7D [35].

En resumen, en el modo "normal", la presencia de un carácter 0x7E indica el inicio de una trama sólo si es el primer carácter que se recibe luego de un silencio, mientras que en el modo "con escape" siempre indica el inicio de una trama y debemos detectar las secuencias de escape y remplazarlas por los caracteres originales.

Básicamente, una trama comienza con el carácter de inicio de trama, 0x7E, contiene dos bytes que indican la longitud (LEN), un byte adicional que indica el tipo de trama de que se trata (ID), una serie de bytes dependientes del tipo de trama en cuestión (DATA), y un checksum que permite verificar que lo que se recibió es correcto. El tipo de trama (ID) indica de qué se trata, por ejemplo los datos enviados desde un remoto (recibidos por su puerto serie) corresponden al tipo 0x81 si la dirección reportada es de 16-bits y 0x80 si es de 64-bits. Los datos correspondientes a mediciones de un remoto (I/O data) corresponden a los tipos 0x83 y 0x82 para direcciones de 16 y 64-bits respectivamente[36].

2.11 ESTÁNDARES UTILIZADOS EN LAS REDES DE SENSORES

2.11.1 Protocolo estándar IEEE 802.15.4

El protocolo estándar IEEE 802.15.4, es una tecnología inalámbrica para tasas bajas de envío de datos, con una velocidad de transferencia máxima de 250kbps, y un alcance aproximado de 30m. Para operar con pilas y ahorrar energía.

IEEE 802.15.4 se ha desarrollado para satisfacer la creciente demanda de capacidad de red inalámbrica entre varios dispositivos de baja potencia. En la industria este protocolo se está utilizando para la próxima generación de fabricación automatizada, con pequeños transmisores en cada dispositivo, lo que permite la comunicación entre dispositivos a un computador central [34].

2.12 CONTROL JERÁRQUICO

A partir de la arquitectura de control centralizado aparece el concepto SCADA (supervisory control and data acquisition system), históricamente este sistema a sido utilizado en los centros de control en las redes eléctricas. El SCADA está compuesto por dos partes principales, primero cuenta con una MTU (Master terminal unit) o estación central encargada de recibir las señales de los sensores para monitorear la red y realizar la ejecución de la máquina de estados que controla los modos de operación de la microgrid. El sistema también es integrado por las RTU (Remote terminal Unit), hardware encargado de realizar las acciones de control, la adquisición y envío de los datos a la estación central. Dentro del modelo de Microgrid se utiliza un control jerárquico compuesto por un controlador central de la Microgrid y controles locales distribuidos a lo largo de la red. Estos controles locales realizan tareas de control de voltaje, frecuencia y potencia en los generadores, el control central monitorea y administra la red, adicionalmente coordina su funcionamiento con la red principal y otras microgrids [37].

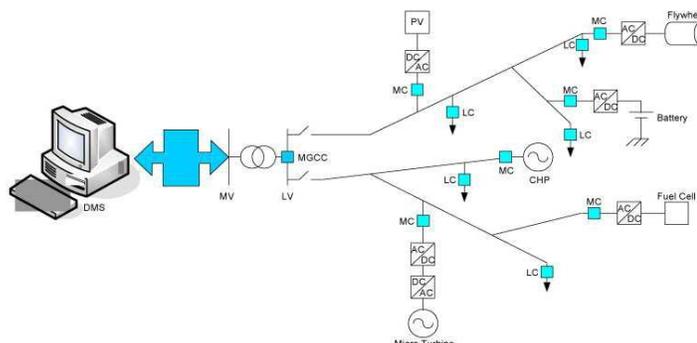


Figura 13 Esquema de Control Jerárquico en una Microgrid

2.13 ARQUITECTURA DE SCADA

El sistema está definido a partir de la siguiente estructura: La estación Maestra MTU, El sistema de Comunicaciones y la estación Remota RTU.

- MTU (Master Terminal Unit):

La MTU es el equipo o el conjunto de equipos ubicados en la estación central o centro de control encargado de interrogar en forma periódica las RTU y recibir los datos de ellas. Les transmite consignas o acciones de control, siguiendo un esquema de tipo Master-Slave. La estación MTU es también descrita como una interface al operador, en la que se presenta información de variables en tiempo real, la administración de alarmas y la recolección y presentación de información histórica. Puede ejecutar software especializado, que cumple funciones específicas asociadas al proceso supervisado por el SCADA. El MTU (Master terminal unit).

Software básico de la Estación Maestra:

Subsistema de interface del operador, administración de alarmas, base de datos, comunicaciones e historización de variables. También puede tener funciones adicionales como los son validación de datos y aplicaciones específicas como detección de fugas y optimización.

En sistemas sencillos estas funciones pueden estar concentradas en un único equipo, como por ejemplo un PC. Se pueden utilizar terminales o PCs como interface al operador (HMI)

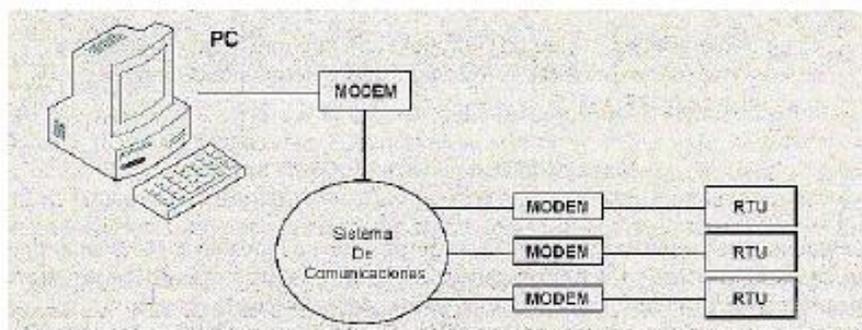


Figura 14 Estación Maestra basada en PC

Hardware:

La MTU puede estar conformado de la siguiente manera a partir de hardware, como computadora personal PC aislada “Stand Alone” o como Estaciones de Trabajo “Workstation”, la primera incluye que todos los módulos de software corran en una misma PC que actúa también como interface al operador, la segunda consiste en computadoras de propósito general, de mayor capacidad a la de una PC común, que posea memoria RAM y Discos Duros de gran envergadura. Este tipo de estaciones son utilizadas en aplicaciones que requieren capacidad de cálculo intenso y visualización importante, por ejemplo el cálculo de pérdidas de un proceso, en la [Ver Figura 14] se puede ver un claro ejemplo de una estación basada en PC.

- RTU (Remote Terminal Unit)

Las funciones básicas de una RTU son realizar mediciones de las variables de interés en el proceso a controlar para la recolección de información, enviar comandos a los elementos finales de control que actúan sobre el proceso, y la comunicación con la MTU.

Actualmente las RTUs poseen mayor inteligencia local, capacidad y funcionalidad entre las que se destacan las siguientes: Capacidad de control regulatorio, calculo local, y posibilidad de tomar acciones definidas en caso de falla en las comunicaciones. Llegando a ser controladores locales del sistema.

La RTU está representada por todos los módulos de entrada y salida, ya sean de tipo de señal análoga o señal digital como se puede observar en la [Ver Figura 15], se comunica con la MTU por medio del sistema de comunicaciones adecuado para la aplicación a la que se vaya a diseñar el SCADA.

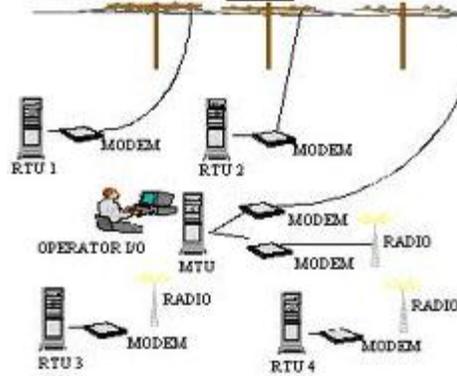


Figura 15 Ejemplo RTU en Sistema Eléctrico

Sistema de Comunicaciones:

El sistema de comunicaciones generalmente es la columna central del sistema SCADA y es la que permite el enlace entre las terminales RTU con la MTU, por esta razón debe ser muy confiable. Existen actualmente gran variedad de medios por los que se puede realizar este enlace y la selección depende de las distancias a las que se encuentren los dispositivos, la topografía, velocidad de comunicaciones requerida, eventual redundancia y el costo.

Estas terminales pueden ser clasificadas por la cantidad de entradas y salidas que posea la RTU como también por capacidad, ya sea básica o inteligente, en esta última posee capacidad de control y calculo, almacenamiento de variables y mejores comunicaciones.

2.14 REDES DE CONTROL Y REDES DE DATOS

En un sistema SCADA comúnmente se hablara de dos tipos de redes: redes de control y redes de datos. Las redes de control están ligadas a la parte baja de la pirámide de control, mientras que las redes de datos están más ligadas a las partes altas de la jerarquía. Las redes de datos están orientadas al transporte de grandes paquetes de datos, que aparecen de forma esporádica, y con gran ancho de banda para permitir el envío rápido de una gran cantidad de datos. En contraste, las redes de control se enfrentan a un tráfico formado por un gran número de pequeños paquetes que llevan la información de las acciones de control que en muchos casos son de tipo on/off.

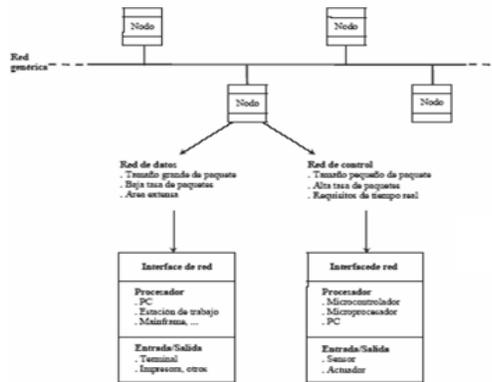


Figura 16 Comparación entre Redes de Datos y Redes de Control

2.15 RESPUESTA DE LA DEMANDA

Con la integración de los sistemas de comunicación e información y la medición avanzada una de las características principales de las Smart Grid's será cambiar el comportamiento pasivo de los consumidores y transformarlos en un componente fundamental de la red. La participación activa de los usuarios en la red eléctrica es posible gracias a los mecanismos que estimulan la interacción de estos con la red eléctrica, conocidos por el nombre de respuesta de la demanda definidos como Los cambios en el patrón de uso de la electricidad por los consumidores en respuesta a las señales de precio o al pago derivado de las estrategias de incentivos diseñadas para inducir una reducción de consumo en momentos de altos precios en la bolsa o ante un peligro en la fiabilidad del sistema. Respuesta de la demanda incluye todas las modificaciones intencionales en el patrón de consumo de energía de los clientes finales, que están destinadas a alterar el tiempo, el nivel de demanda instantánea, o el consumo total de electricidad[38].

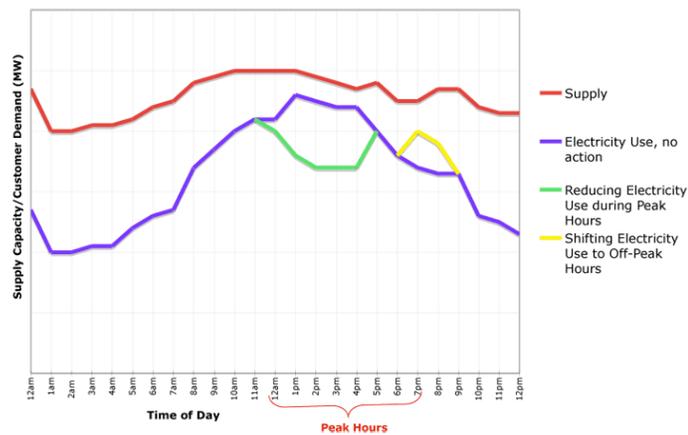


Figura 17 Efectos de la RD en el Perfil de Consumo

Estos cambios los usuarios los pueden realizar de varias maneras, Primero respondiendo ante señales de precio alto en los momentos pico de consumo de la red bajando su consumo, pero no modificando su patrón en otros momentos, esto a costa de pérdidas de confort momentánea. Otra opción es responder ante los precios altos diseñando una re programación de sus equipos eléctricos como lavadoras, hornos, estufas etc., trasladando su uso en las horas pico a las horas valle esta opción es fácilmente aplicable en los usuarios residenciales, no siendo el caso de los consumidores industriales a los cuales una reprogramación de sus maquinas y procesos les genera costos y problemas de operación. Por ultimo los usuarios pueden decidir comprar GD e instalar Generación en el sitio (Onsite generation), con esto

generan su propia energía y no ven afectado su patrón de consumo, en cambio desde el lado de la empresa de energía el patrón de consumo va a cambiar significativamente y la demanda de energía será menor.

Los programas de RD se pueden dividir en dos categorías [Ver Figura 18]; los programas basados en incentivos y los programas basados en precios. En el primer tipo de RD los clientes que participan en el programa (IBP) reciben pagos o tasas de descuento en la factura de energía a cambio por su vinculación. El programa de incentivos comúnmente utilizado llamado Desconexión directa de carga le permite a la empresa prestadora del servicio de energía desconectar de forma remota algunos equipos de los usuarios como por ejemplo aire acondicionado, calentadores de agua, calefacción etc. Este tipo de plan ha sido implementado en usuarios residenciales y comerciales de pequeña escala.

Por otra parte los programas basados en precio trabajan con tarifas dinámicas de precio que varían directamente con el costo de la producción de la energía, en vez de la tarifa plana que se utiliza hoy en día, el objetivo con esto es que la demanda durante los periodos pico se reduzca teniendo en cuenta que en estos momentos el precio va hacer mas alto que durante los periodos de poca demanda cuando el precio debe ser bajo y esto debería incentivar a los usuarios a mover su consumo hacia estos momentos. Los consumidores en un programa de RTP serán informados de los precios de los precios de la energía con un día de antelación o una hora anticipada. Muchos economistas sostienen que los programas de RTP son los mas directos y eficientes de la DR permitiendo la competencia en los mercados de energía y deberán ser el centro de las políticas de mercado[2].

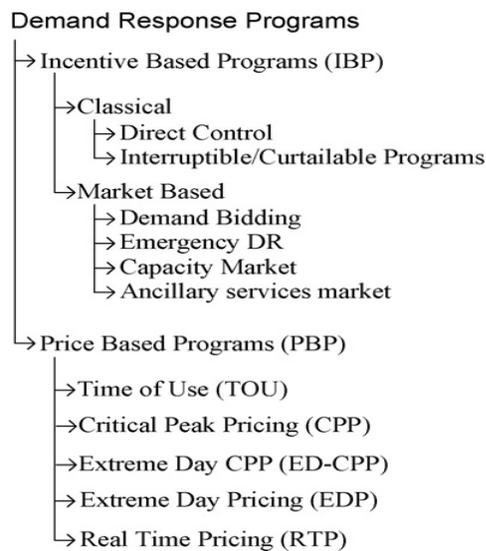


Figura 18 Clasificación de los Programas de RD

Algunos de los beneficios de la RD de la demanda son [38]:

- Del lado de los consumidores:
 - Incentivos de pagos
 - Reducciones en sus costos de energía.

- En todo el mercado:
 - Reducción de precio
 - Incremento de la capacidad
 - Evitar o postergar los costos de la infraestructura

- Confiabilidad del sistema:
 - Reduce los cortes de energía

- Participación de los consumidores
 - Diversifica los recursos
- Rendimiento del mercado:
- Reduce el poder de mercado
 - Le brinda opciones de participación a los usuarios
 - Reduce la volatilidad del precio.

Los costos que en que deben incurrir los actores de la RD[38]:

- De el lado de los consumidores:
- Inicialmente:
 - Instalando la tecnología necesaria
 - Entrar en el programa.
 - Cuando el programa esta en marcha:
 - Inconvenientes, modificaciones y reparaciones
 - Perdida en el negocio
 - Re programación
 - Generación en el sitio.(On site generation)
- Dueño del programa:
- Inicialmente:
 - Instalación de la Infraestructura de medición & Comunicaciones
 - Sistema Tarifario
 - Educación de los consumidores.
 - Cuando el programa esta en marcha:
 - Administración
 - Marketing & advertising
 - Pago de los incentivos
 - Evaluación del programa y modificaciones o actualizaciones.

3. DESARROLLO

3.1 DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA

El modelo propuesto de microgrid, se implementa en una maqueta que para aproximarlo a una situación real, se escogió un sector del barrio ciudad salitre, ubicado al occidente de la zona central de Bogotá, Colombia, como se aprecia en la [Ver Figura 19]. Este barrio se escogió por su importancia en el desarrollo urbanístico de la ciudad, y porque en él se encuentran diferentes cargas con distintas prioridades de consumo, como: centros comerciales, clínicas, hoteles, conjuntos residenciales, parque industrial etc. ...) Es uno de los sectores con mayores posibilidades para la implementación de este nuevo modelo de distribución de energía en la ciudad.

Como se puede [Ver Figura 19] los tres nodos de carga se encuentran ubicados sobre la calle 26 a la altura de la carrera 60. En Rojo se puede observar el hospital de la policía que como se menciona es la carga sensible del circuito, en verde, esta el centro comercial gran estación y por ultimo en azul, se identifica de un conjunto residencial con tres bloques de edificios.

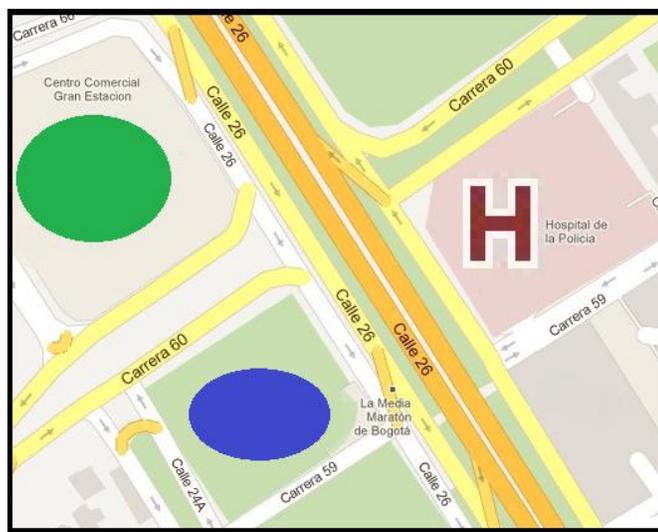


Figura 19 Mapa de la Microgrid Ubicada en Bogotá

En cumplimiento de los requerimientos del sistema, el modelo propuesto de la microgrid Para la implementación del modelo a escala se construye una maqueta. La arquitectura trabajada se muestra en la [Ver Figura 20]. Existe un único punto de unión llamado punto de conexión común en el cual se interconecta la *microgrid* con la red principal. El modelo a escala cuenta con tres nodos de cargas resistivas con diferentes prioridades. Las cargas sensibles, deben tener prioridad en el suministro de energía debido a que por su naturaleza no permiten tener interrupción en su consumo. Por su parte las no sensibles pueden ser cargas controladas que no se afectan gravemente si se presenta interrupción en el servicio de energía. En este proyecto en particular, se escogieron dos nodos no sensibles que corresponden a un conjunto residencial ([Ver Figura 19] identificada en azul) con un consumo aproximado de 18 W, y un complejo comercial ([Ver Figura Error! Reference source not found.19] identificada en verde) que consume 21 W; y un nodo de carga sensible correspondiente a un hospital ([Ver Figura 19] identificada en rojo) que consume 26 W.

El sistema también cuenta con dos nodos de generadores distribuidos los cuales son paneles solares, con una capacidad de 20 Watt cada uno. Para el estado de conexión a la red, se usaron inversores *grid tie* que se sincronizan con la red principal con el objetivo de permitir la entrega de la energía de las fuentes renovables paralelamente a la red. Para el estado autónomo (*islanded*) de la *microgrid*, se utiliza

un inversor de seno pura *off grid*, el cual actúa como referencia en el momento de falla para que el segundo inversor *grid tie* se sincronice, de esta forma se permite el gasto de la energía producida por todas las fuentes de energía renovables; garantizando así el correcto funcionamiento de la carga sensible durante la contingencia de la red eléctrica.

En cada nodo de carga y generación se instaló un equipo de medición avanzada, que cuenta con un sensor de potencia y controlador. El conjunto de estos dispositivos en el circuito conforman una red de sensores inalámbricos conectada a un computador central que funciona como estación de monitoreo y control de la red. En la [Ver Figura 20] se observa el diagrama del sistema descrito.

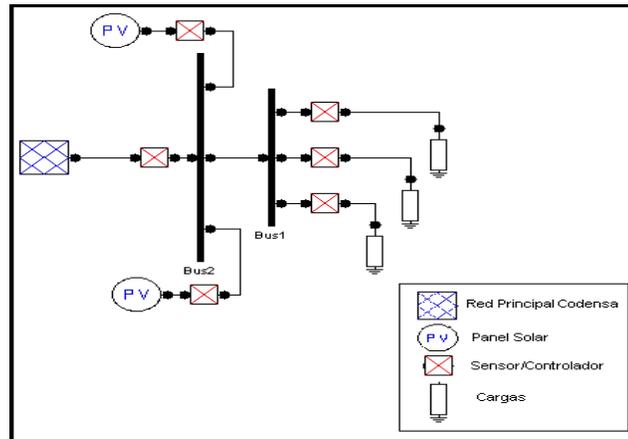


Figura 20 Diagrama del sistema PSAT

3.1.1 Modos de Operación de la *Microgrid*:

La operación de la red eléctrica bajo el modelo de *microgrids*, basa su funcionamiento en tres estados [Ver Figura 21]. El primero de ellos tiene la característica principal de permitirle al circuito funcionar conectado a la red principal (Operación Normal). Inicialmente la *microgrid*, se encuentra interconectada a la red principal para suplir toda su demanda, manteniendo en funcionamiento todas las cargas, los usuarios pueden generar fallas individuales en cada uno de los nodos de carga. Adicionalmente los generadores distribuidos y las unidades de almacenamiento se conectan para bajar el consumo de la red principal logrando una disminución económica y mejorando el funcionamiento de la *microgrid*, lo que eleva los perfiles de voltaje y mantiene una mejor calidad de servicio. Si se desea obtener un mayor ahorro económico se puede activar la función de deslastre de carga en la cual el controlador central decide desconectar ciertas cargas no sensibles para disminuir el consumo de energía de la red principal.

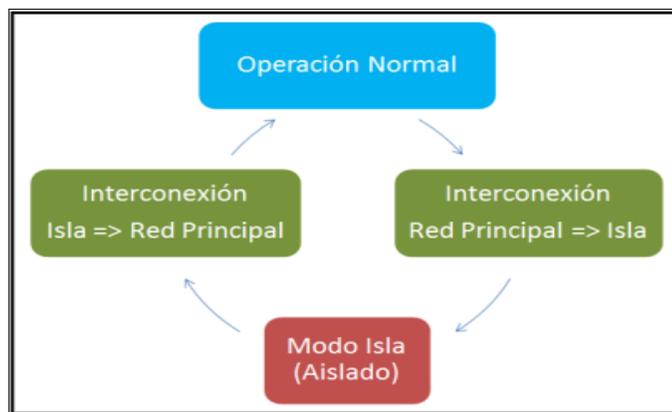


Figura 21 Modos de Operación

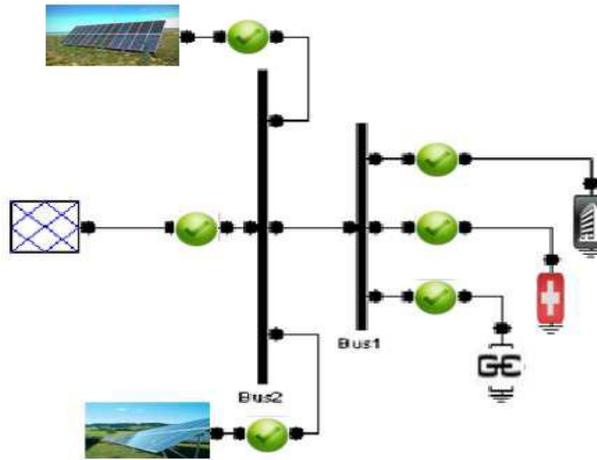


Figura 22 Circuito Microgrid en Operación Normal

El segundo modo de operación de la *microgrid* que es denominado modo isla, entra en acción cuando la red principal sufre una falla y el sistema se aísla de esta, mediante el interruptor estático, que se encuentra en el sensor/controlador ubicado en el punto de acople común, dejando en funcionamiento los generadores distribuidos con el fin de garantizar la operación del circuito a pesar de la falla de la red. En el caso de este proyecto se definió que en modo isla solamente se mantiene activa la carga sensible, la cual por su naturaleza nunca debe ver interrumpido el suministro de energía. En este modo se monitorea constantemente el nodo de la red principal para conocer el momento en el que la falla se soluciona, cuando esto ocurre se termina el modo de isla y se pasa a la interconexión con la red principal.

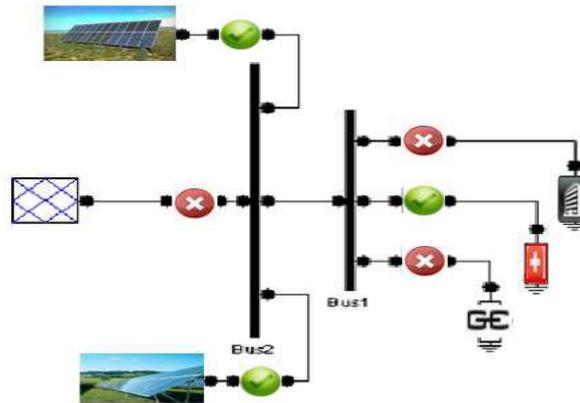


Figura 23 Circuito Microgrid en Modo Isla

Para poder realizar el paso entre el modo de operación normal-aislado (isla) y viceversa, se definen dos casos de transición que se encargan de realizar los pasos necesarios de conexión y desconexión de los diferentes elementos de la *microgrid* para pasar de forma segura de un modo a otro. Cuando se presenta una falla en la red principal la *microgrid* entra en el modo de Interconexión Red Principal-Isla el paso inicial es verificar que todos los elementos se encuentran desconectados, en el segundo paso el control central para el panel1 selecciona el *inversor off-grid* con el cual el *inversor grid tie* del panel 2 se sincroniza. De este modo, queda en funcionamiento la generación distribuida. Luego se reconecta la carga sensible (hospital) y se pasa al modo aislado. Cuando el modo isla termina el sistema pasa al modo de transición denominado Interconexión Isla-Red Principal, el cual consiste de los pasos descritos anteriormente con las diferencias, para el funcionamiento de la generación distribuida se activan dos *inversores grid tie* de cada uno de los paneles sincronizados a la red eléctrica y luego se reconectan todas las cargas.

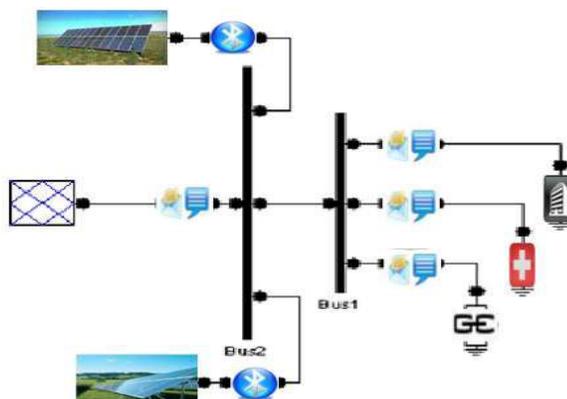


Figura 24 Circuito Microgrid en Modo de Interconexión

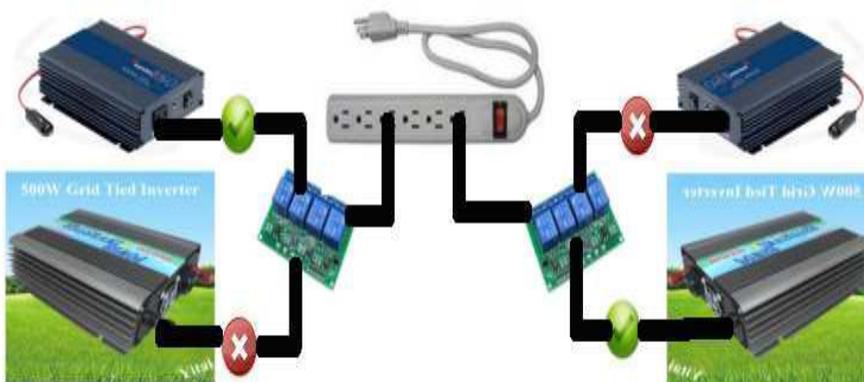


Figura 25 Operación Selector Off Grid - Grid Tie

3.1.2 Respuesta de la demanda

Para el funcionamiento de los programas de RD la *microgrid* debe estar funcionando en modo de operación normal, adicionalmente el tiempo para el sistema deja de ser tiempo real y trabaja con un tiempo simulado de 24 horas y 7 días que permite visualizar el efecto de la RD.

✓ Plan Precios:

Se escogió implementar un plan de precios tipo *Real time Pricing* por horas. En este plan los usuarios residenciales y comerciales reaccionan ante las variaciones del precio el cual varía entre bajo y alto dependiendo del perfil de consumo de Bogotá tomado de [39] en una semana del mes de agosto del 2012. Se define un valor de demanda de Bogotá entre 900 y 2200MW para fijar el nivel que va a dividir los 2 rangos de precio como se puede observar en la [Ver Figura 26].

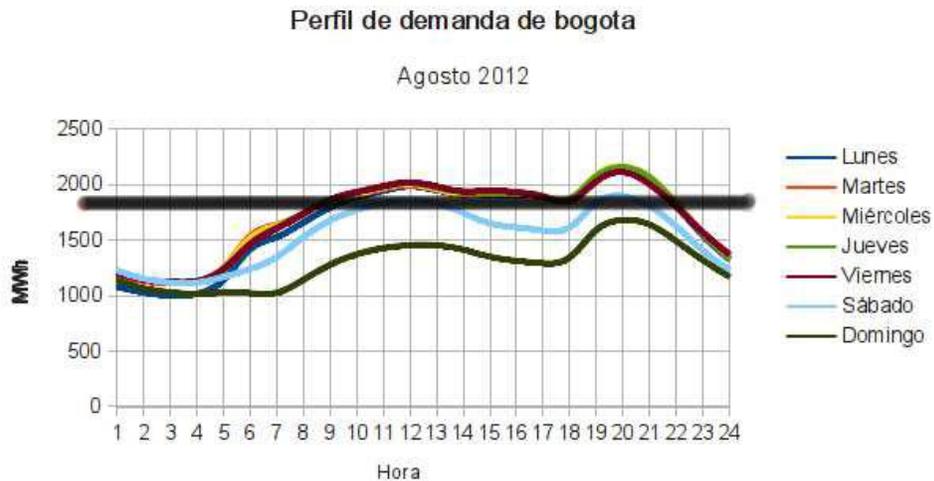


Figura 26 Perfil de Demanda de una Semana en Bogotá con Nivel de Precio Bajo hasta 1900MW [39]

✓ Plan Incentivos:

Se implemento el clásico programa de incentivos denominado control directo de carga el cual funciona con un contrato que se acuerda entre la empresa de energía y los consumidores en donde estos autorizan a la empresa de energía para que los desconecte en ciertas circunstancias como por ejemplo en momentos de precios muy altos en bolsa o cuando la red se encuentra en peligro por exceso de demanda, y a cambio se les da un pago. En el proyecto se estableció que únicamente algunos usuarios residenciales están vinculados al plan de incentivos, para los comerciales no aplica este programa por que ellos no pueden entregarle la responsabilidad de desconectarlos a un tercero, esto podría afectar muchísimo las ventas si por ejemplo los desconectaran un sábado o domingo. Para la operación del plan de incentivos se definió un rango horario entre las 19 y las 22 horas en el cual la empresa de energía desconecta aquellos consumidores afiliados al programa, debido a que es el momento mas critico de la demanda como se aprecia en la [Ver Figura 27].



Figura 27 Plan de Incentivos Aplicado a Algunos Usuarios Residenciales [39]

✓ Plan Prepago:

Por ultimo motivados en el éxito que ha presentado este programa en el país se implemento esta estrategia de RD, funciona definiendo una cantidad de potencia que los usuarios residenciales desean comprar al estilo de los celulares prepago, una vez realizada la recarga el sistema cuenta el consumo y en el momento en el que este supera la cantidad pagada por los usuarios los

desconecta. Si se realiza una nueva recarga el SCADA vuelve a reconectar el conjunto residencial, y siempre que el valor de recarga este por encima del consumo contarán con servicio de energía, es decir pueden recargar cuantas veces quieran antes de ser desconectados.



Figura 28 Ejemplo de Plan Prepago Implementado en Cali

3.2 SISTEMA DE CONTROL

Teniendo en cuenta que uno de los objetivos de este proyecto es garantizar la operación de la microgrid conectada a la red eléctrica principal o de forma aislada, se realizó el diseño de un sistema de control que permite monitorear el funcionamiento de la red para detectar fallas y permitir a la microgrid pasar del estado en el cual ella se encuentra conectada a la red al estado de forma aislada y viceversa.

En el diseño del sistema de control se plantea un sistema SCADA, conformado por una unidad de control central y ocho terminales remotas, 6 de ellas son sensores de potencia y controladores una unidad dedicada al manejo de la respuesta de la demanda y un selector de los inversores de potencia. El SCADA se encarga de hacer seguimiento al estado y funcionamiento del circuito mediante la adquisición y visualización de los datos de potencia, voltaje o corriente obtenidos con el equipo de medición avanzada (RTU) ubicado en los nodos de carga y generación distribuida, también realiza la generación de alarmas de los nodos del sistema y la acción de los diferentes relés para controlar el paso de la microgrid entre sus modos de operación.

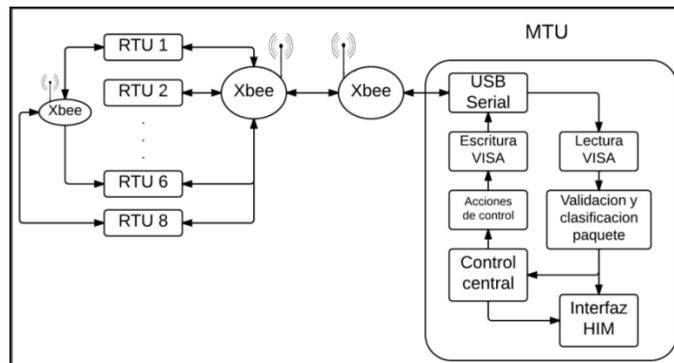


Figura 29 Sistema SCADA Microgrid

La microgrid del proyecto, cuenta con cuatro modos principales de operación, que permiten garantizar el correcto funcionamiento de esta, estos modos son:

- a) Conectada a la red: En este modo de operación la microgrid funciona a su máxima capacidad, toma energía tanto de los paneles fotovoltaicos como de la red eléctrica y todas las cargas se encuentran conectadas, todos los nodos son monitoreados para detectar fallas.
- b) Aislado (Isla) : Debido a una falla en el sistema la microgrid adopta este modo de operación, en donde únicamente cuenta con la energía solar fotovoltaica, esto reduce su capacidad de suministro a las cargas y se garantiza únicamente el funcionamiento del hospital debido a que es una carga sensible.

- c) Cambio de estado: Es el estado de transición entre el modo **ha** y el modo **b** o viceversa, el sistema se encuentra ante una falla y está abierto en su totalidad, no hay generadores ni cargas conectadas, estas se van reconectando en una secuencia definida y operada por el SCADA.
- d) Respuesta de la demanda: La respuesta de la demanda son “cambios en el patrón habitual de consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios finales en respuesta a cambios en el precio de la energía en el tiempo o por pagos derivados de incentivos diseñados para inducir menor uso de electricidad en momentos de altos precios en bolsa o cuando la confiabilidad del sistema se encuentre en peligro [Braithwait, S., (2002). “The Role of Demand Response in Electric Power Market Design”. Edison Electric Institute]. En este modo de operación la microgrid se encuentra conectada a la red y sin fallas, pero su demanda de energía es variable dependiendo de condiciones de precio elevado o consumo que ponga en peligro a la red, en este modo de operación el controlador central decide desconectar ciertas cargas del circuito.

Teniendo en cuenta las restricciones en los dispositivos actuadores con las que se cuenta para este proyecto: relés que son interruptores de una sola acción (on /off), y que el objetivo del control de la microgrid es de tipo discreto conectando y desconectando, se opto por diseñar un controlador on/off.

3.3 DISEÑO DEL CONTROLADOR.

El sistema de control de la microgrid esta dividido en dos partes:

- 1- Control distribuido de fallas: Este control se realiza por medio de un control local ubicado en cada uno de los equipos de medición avanzada (RTU), este control funciona con un mecanismo de detección de fallas del sensor de energía cirrus logic, en el cual se define un nivel de voltaje de entrada mínimo permitido y un tiempo de duración máximo de este nivel como se observa en la [Ver Figura 30]. Cuando la señal de voltaje se encuentra en un nivel igual al mínimo definido o menor y alcanza una duración máxima a la permitida el sensor reconoce este evento como una falla de voltaje entonces en la siguiente interrupción del sensor este envía una señal de error al micro controlador, este instantáneamente abre el relee que tiene asignado y envía un mensaje reportando que se encuentra desconectado al computador central.

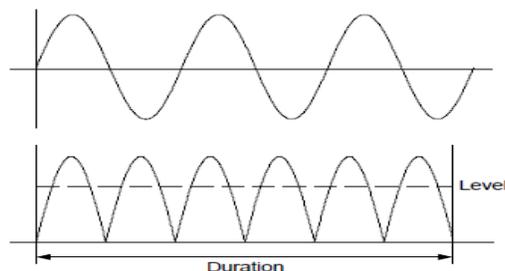


Figura 30 Detección de Falla de Voltaje

- 2- Control Central: Es el encargado de garantizar el funcionamiento de la red, administra los diferentes modos de operación mencionados anteriormente. Este control es modelado por medio de una máquina de estados finita la cual es un mecanismo de control secuencial compuesto por un número limitado de estados predefinidos, señales de entrada y salida. Un estado es un conjunto de instrucciones que se deben realizar dependiendo de las señales de entrada y pueden o no producir una señal de salida. Para cumplir la tarea de control la maquina de estados tiene dedicados unos estados específicos para el monitoreo de la red es decir, continuamente verifica el funcionamiento

de las cargas y de los generadores, y detecta fallas en cualquiera de ellos, si se presentan fallas cuenta con estados que activan las alarmas del sistema. Los demás estados se dedican a realizar el correcto paso de un modo de operación al otro.

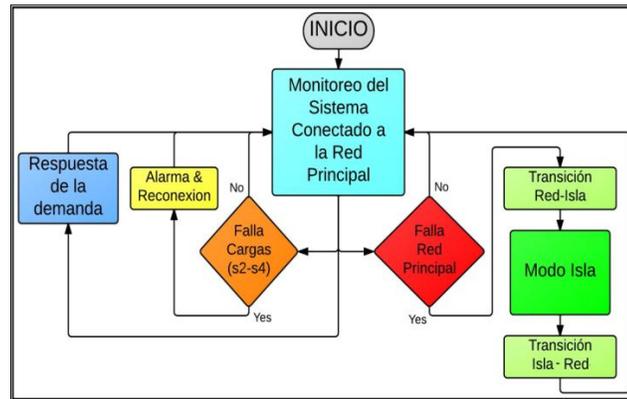


Figura 31 Control Central del Sistema SCADA

3.4 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE LA MÁQUINA DE ESTADOS

La maquina de estados del sistema cuenta con tres funciones que le permiten controlar el circuito para que pase de un modo de operación a otro. Las funciones de la maquina de estados son:

3.4.1 Monitoreo del circuito

Son los estados en los cuales el sistema se encuentra en operación alimentando las cargas y puede ser tanto conectado a la red principal o de forma aislada, en estos estados el computador central se encarga de mostrar la actividad de toda la red visualizando los valores de potencia, frecuencia, voltaje o corriente de cada elemento del circuito, adicionalmente el sistema de control verifica continuamente que los nodos no se encuentren con fallas. Para el caso en el que el circuito esta conectado a la red principal el computador central revisa los 6 nodos de medición avanzada (RTU) es decir monitoreo total, mientras que en el escenario de isla solamente verifica el sensor de la red principal, el hospital y los generadores. A continuación se describen las tareas de la maquina de estados mientras se encuentra monitoreando la microgrid.

1. Lectura de los datos del sensor1, muestra los valores de voltaje corriente o potencia e identifica si ha recibido un mensaje de falla para generar la alarma de desconexión de la red principal y pasa al cambio de Grid tie a Modo isla.
2. Lectura de los datos del sensor 2, muestra los valores de voltaje corriente o potencia e identifica si ha recibido un mensaje de falla del sensor 1 para generar la alarma de desconexión de la red principal y pasa al cambio de Grid tie a Modo isla. Si la falla es del sensor 2 únicamente se genera una alarma y continúa monitoreando la red.
3. Lectura de los datos del sensor 3, muestra los valores de voltaje corriente o potencia e identifica si ha recibido un mensaje de falla del sensor 1 para generar la alarma de desconexión de la red principal y pasa al cambio de Grid tie a Modo isla. Si la falla es del sensor 3 únicamente se genera una alarma y continúa monitoreando la red.
4. Lectura de los datos del sensor 4, muestra los valores de voltaje corriente o potencia e identifica si ha recibido un mensaje de falla del sensor 1 para generar la alarma de

desconexión de la red principal y pasa al cambio de Grid tie a Modo isla. Si la falla es del sensor 4 únicamente se genera una alarma y continúa monitoreando la red.

5. Lectura de los datos del sensor 5, muestra los valores de voltaje corriente o potencia e identifica si ha recibido un mensaje de falla del sensor 1 para generar la alarma de desconexión de la red principal y pasa al cambio de Grid tie a Modo isla. Si la falla es del sensor 5 únicamente se genera una alarma y continúa monitoreando la red.
6. Lectura de los datos del sensor 6, muestra los valores de voltaje corriente o potencia e identifica si ha recibido un mensaje de falla del sensor 1 para generar la alarma de desconexión de la red principal y pasa al cambio de Grid tie a Modo isla. Si la falla es del sensor 6 únicamente se genera una alarma y continúa monitoreando la red.

3.4.1.1 Cambio de conexión a la red a Modo isla:

Cuando se detecta una falla en el sensor 1 indica que la red eléctrica principal se encuentra desconectada, en ese instante los inversores grid tie pierden la señal de voltaje para sincronizarse y se abren inmediatamente generando una falla en el sistema lo que provoca que las cargas también se desconecten. Para poder conectar el circuito en modo isla se deben reconectar los paneles solares para esto se cambia un inversor grid tie por el inversor off grid que no requiere una señal de sincronización para funcionar, y en cambio se convierte en la señal de sincronización para el segundo inversor grid tie y ambos quedan conectados a la red. Luego se conecta la carga sensible estableciendo el modo de isla.

1. Lectura del sensor 1 para detectar la falla en el sistema y activar la alarma de desconexión de la red.
2. Se envía la señal para cambiar un inversor grid tie por el off grid y se espera la reconexión del segundo inversor grid tie.
3. Se conecta el hospital al circuito, el indicador del modo de isla y se pasa a realizar el monitoreo de modo isla.

3.4.1.2 Cambio Modo isla a conexión a la red:

De forma similar al caso anterior cuando el control central detecta que la falla de la red eléctrica principal ha sido corregida y esta dispuesta a reconectarse este proceso debe cumplir una serie de pasos que empiezan por desconectar los paneles y el hospital para permitir el cambio de inversor. Cuando se encuentran los dos inversores grid tie conectados se puede re conectar la red principal para que se sincronicen a esta, en este punto ya se encuentra el circuito de nuevo en su modo de operación normal y se re conectan las cargas.

1. Lectura del sensor 1, debe verificar que ya se encuentra disponible la red eléctrica principal para la reconexión.
2. Se abren los relés de los paneles y el hospital para desconectarlos y permitir el cambio del inversor.
3. Se envía la señal para pasar del inversor off grid al inversor grid tie.
4. Los paneles solares están listos y se re conectan junto con la red eléctrica.
5. Finalmente se cierran los relés y todas las cargas se vuelven a conectar al circuito y queda de nuevo en operación normal con el monitoreo total.

3.4.1.3 **Realizar el deslastre de carga:**

Cuando el circuito se encuentra operando conectado a la red eléctrica el usuario tiene la posibilidad de activar el programa de respuesta de la demanda, en esta función el controlador central se encarga de desconectar algunas cargas de los nodos residencial y comercial dependiendo del programa seleccionado.

1. Leer el indicador del usuario de respuesta de la demanda, para identificar cual programa desea activar el usuario entre consumo de energía pre-pago, programa de incentivos o programa de precios.
2. Si la opción escogida fue el programa de consumo pre-pago, el sistema le da al usuario una cantidad fija de energía que puede consumir, inicia un conteo que en el momento en el que se alcanza dicha cantidad si no se presenta una nueva recarga el control desconecta al usuario del programa.
3. En el programa de incentivos la empresa de suministro de energía firma un contrato con los usuarios registrados en donde estos le dan la autorización de desconectarlos de la red durante los periodos de riesgo por sobre carga o elevados niveles de precio. El controlador central realiza la conexión y desconexión de los nodos residenciales.
4. El programa de respuesta de la demanda basado en precios tiene la misma motivación del programa por incentivos pero su operación es diferente por que son los usuarios los encargados de decir basados en los niveles de precio y su necesidad de consumo los momentos de conexión y desconexión. El controlador en este caso debe verificar la decisión del usuario de desconectarse de la red para realizar la desconexión y re conexión respectiva.

En la [Ver Figura 32] se muestra el diagrama de flujo de la maquina de estados encargada de realizar el control central. En la columna central se puede identificar el modo de operación de la microgrid conectada a la red en el cual se realiza el monitoreo de todos los sensores paso a paso en forma secuencial iniciando con el sensor 1 correspondiente a la red eléctrica principal y terminando en el sensor 6 con el panel solar de 20 W. En cada uno de estos estados se verifica la información proveniente de los sensores con la cual se grafican los valores de frecuencia, voltaje, corriente o potencia. Del diagrama se puede ver claramente que una falla en los sensores del 2 al 6 no modifica el modo de operación de la red y únicamente activa la alarma correspondiente mientras que una falla en el sensor 1 indica un fallo de la red y lleva al sistema al modo de operación de cambio de estado.

En la rama derecha del diagrama de flujo se encuentra el modo de operación de cambio de estado empezando por la alarma general que define el cambio hacia el modo de isla, a continuación se muestran los pasos que debe cumplir el sistema y el estado que verifica si el sensor 1 esta listo para reconectarse se conoce como el modo isla, es claro que en este momento solamente se encuentran los paneles solares alimentando el hospital. Cuando la condición de falla del sensor 1 es superada la maquina de estados continua con los 5 pasos siguientes que conducen al circuito a su operación normal conectado a la red principal.

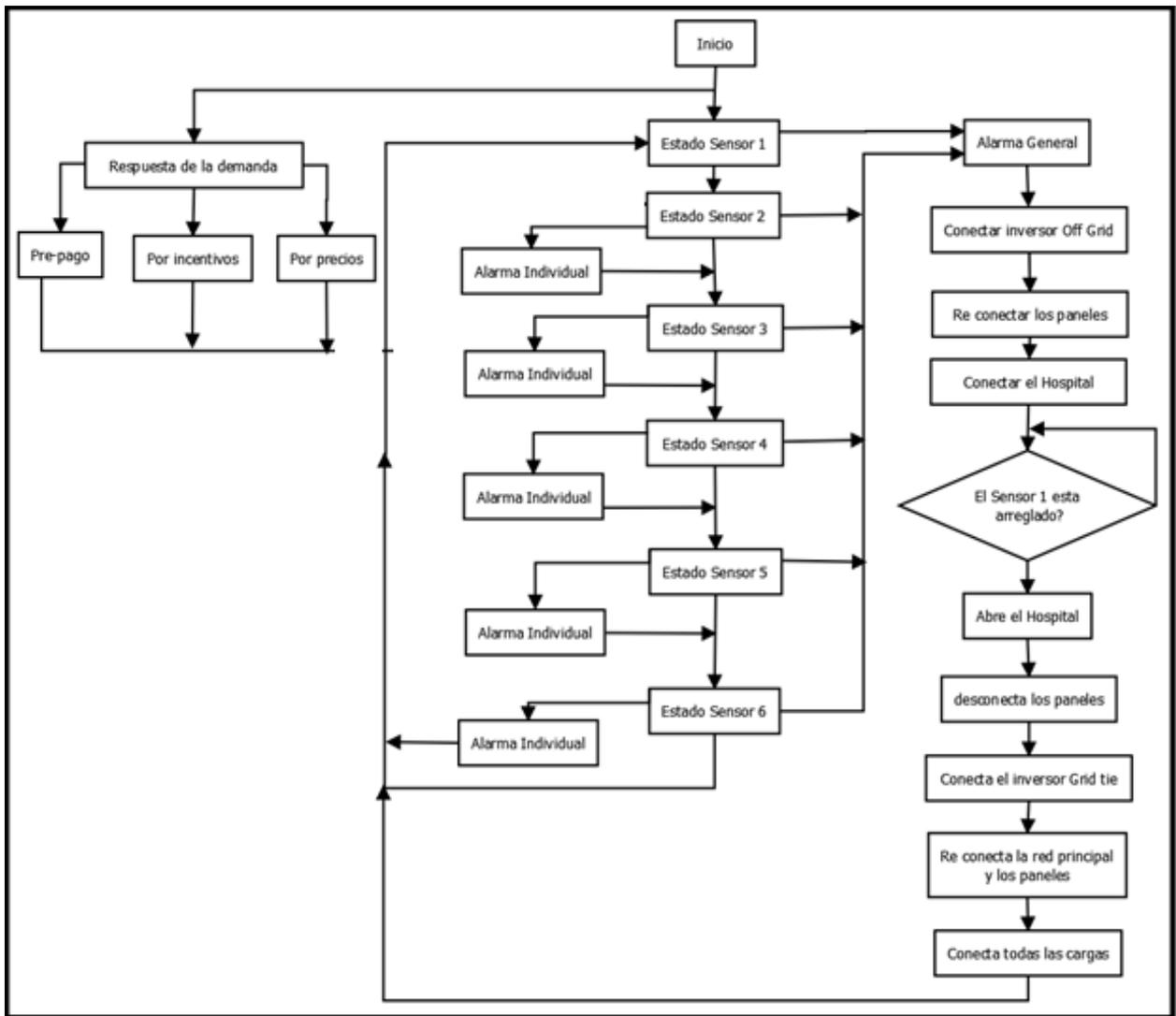


Figura 32 Diagrama de Flujo de la Maquina de Estados del Controlador Central

3.5 COMUNICACIONES

Esta comunicación entre los dispositivos forma una red de sensores sin cables. A través de redes de sensores, se puede integrar funcionalidades que antes eran independientes unas de otras, con el fin de lograr máxima eficiencia sobre todo en los campos de consumo y gestión de energía. La miniaturización de los componentes electrónicos ha permitido diseñar circuitos que sean capaces de procesar información digital y/o analógica, además transmitirla en ondas de radiofrecuencia en módulos pequeños, que pueden ser fácilmente colocados en espacios reducidos.

Para la comunicación en esta pequeña red de sensores se utilizo modo API (Application Programming Interface), el cual permite el uso de tramas con cabeceras. Cuando el módulo XBEE se encuentra en este modo, toda la información que entra y sale, es empaquetada en tramas, que definen operaciones y eventos dentro del módulo. Así, una trama de transmisión de información incluye:

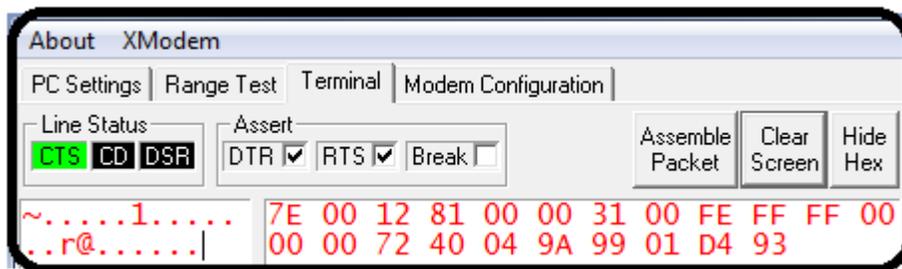


Figura 33 Trama Enviada al Coordinador

7E es el delimitador de las tramas API, toda trama API debe empezar por 7E.

00 12 son los 2 bytes que representan la longitud de la trama, quiere decir que a partir de ahí el número de datos es 12H, o sea 18 en decimal, sin contar el último byte que es el algoritmo de verificación de que la información llegó completa (Checksum).

81 es el tipo de trama API, ésta específicamente es la recepción de muestras de I/O.

00 00 31 00 son la dirección o serial del módulo fuente, es decir el Router que envía la información y la dirección corta ó de 16 bits del módulo fuente asignada por el coordinador .

FE hasta D4 son los datos respectivamente cada dato va codificado en 3 bytes primero se envían los bytes de potencia después los de voltaje, seguidos los de corriente y por ultimo los de frecuencia y el ultimo byte representa el sensor y su estado.

93 es el checksum o algoritmo de verificación de información recibida completa. El algoritmo utilizado por el protocolo simplemente suma todos los bytes de la trama partiendo desde el tipo de trama y luego coge el byte menos significativo del resultado y lo resta de FF [40].

Cada RTU tiene asociado un número para la identificación y clasificación de los datos, esta identificación va desde 1 hasta 8 acompañado de una letra la cual es definida por el estado de conexión o desconexión de la carga (C o D respectivamente).

3.6 RTU (Hardware)

Una de las principales características con las que cuentan las Smart Grids es la posibilidad de obtener una medición de la energía de forma inteligente, y a partir de allí poder obtener valores en tiempo real del estado y consumo de los usuarios así como de la generación de los diferentes generadores distribuidos. Con esta información se logra la optimización del manejo de los recursos de la red. Esta tarea está a cargo de los dispositivos RTU/AMI (advanced measurment instrumentation).

Algunas de las funciones mas importantes de estos dispositivos son relevar, mantener actualizados, fechar y transmitir a niveles superiores estados y cambios sobre las entradas digitales y analógicas, ejecutar comandos provenientes de niveles superiores, sincronizar tiempos con niveles superiores y autodiagnóstico tomando acciones en caso de fallo. La RTU realiza las tareas locales en una estación de transformación como parte de un sistema de telecontrol.

Estos dispositivos son muy útiles en las medidas de potencia y energía ya que admiten la integración interna de transductores de potencia son multifuncionales ya que pueden medir potencia activa y reactiva, corrientes y voltajes, energía activa y reactiva, frecuencia, permite diagnosticar los eventos o fallas a distancia y algunos muy avanzados permiten la medida de armónicos.

Estos dispositivos tienen diferentes aplicaciones por su bajo consumo y el uso de una única fuente, algunas son el reporte a SCADAS los cuales pueden ser de distribución o de transmisión, local sustituyendo el tablero tradicional, la comunicación con el SCADA puede ser por distintos protocolos y canales simultáneamente.

Para integrar este dispositivo y las aplicaciones a nuestro proyecto se diseñó y construyó un dispositivo AMI capaz de realizar la medición de potencia, voltaje, corriente y frecuencia en tiempo real de cada uno de los componentes del sistema así como ejecutar acciones de control. El equipo está integrado como se muestra en la [Ver Figura 34] por: un sensor de potencia CS5463, un relé, un microcontrolador ATMEGA 128, un modulo Xbee, un transformador de voltaje y un sensor de corriente.

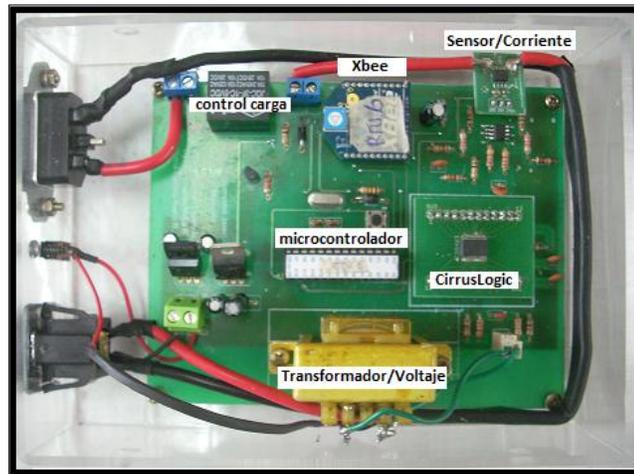


Figura 34 Equipo AMI

Para la adquisición de datos se trabaja con el sensor cs5463. Con este dispositivo se obtiene un proceso de digitalización de los valores instantáneos de voltaje y corriente mediante un convertidor análogo digital de alta resolución.[41]

En la [Ver Figura 35] se muestra el diagrama de flujo con el cual el sensor calcula los valores de voltaje, corriente RMS y promedios, factor de potencia entre otros.

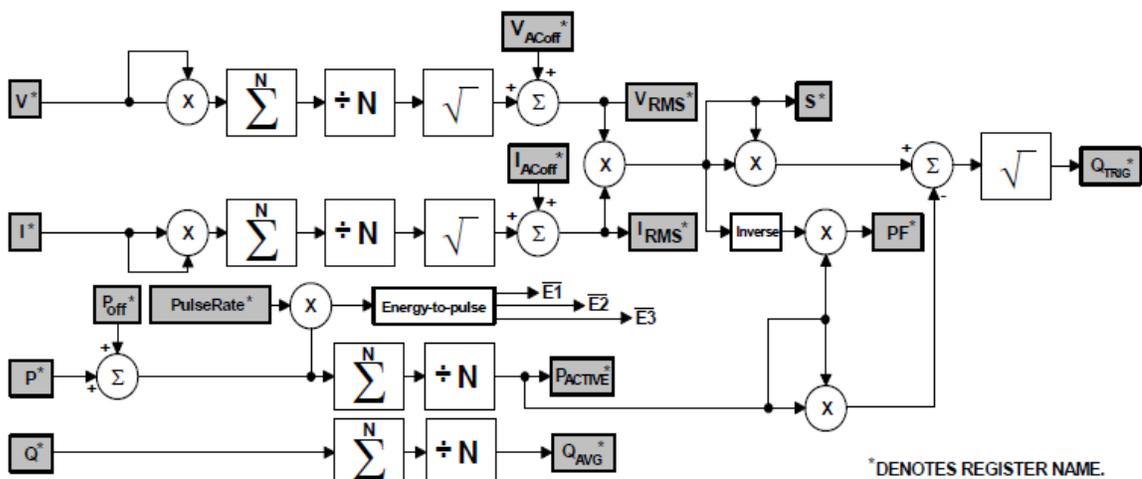


Figura 35 Diagrama de Flujo

La rutina de control del sensor consiste en los siguientes pasos:

1. Inicialización:
 - a. Se inicializa el registro de estado (Status Register)
 - b. Se programa el registro de mascarar según lo deseado (Detección de falla y dato valido)
 - c. Se habilitan las interrupciones.
2. Rutina de interrupción:
 - d. Se lee el registro de estado
 - e. Se deshabilitan las interrupciones.
 - f. Se toman las acciones pertinentes dependiendo de la interrupción
 - g. Se borra el registro de estado escribiéndole los datos leídos anteriormente en el paso d.
 - h. Se habilitan interrupciones
 - i. Regresa a la rutina de interrupción.

De esta forma se toma en el paso f el valor de la potencia real instantánea, el voltaje, la corriente y la frecuencia y se comunica por protocolo SPI (Serial Peripheral Interface) con el microcontrolador, esta comunicación es sobre un bus de cuatro líneas, sobre el cual se transmiten paquetes de información de 8 bits. Cada una de estas tres líneas porta la información entre los diferentes dispositivos conectados al bus. Cada dispositivo conectado al bus puede actuar como transmisor y receptor al mismo tiempo, por lo que este tipo de comunicación serial es full dúplex. Dos de estas líneas transfieren los datos (una en cada dirección), la tercer línea es la del reloj, la cuarta chip select . Los dispositivos conectados al bus son definidos como maestros y esclavos. Con esto se asegura recibir los datos de la potencia que requiere cada nodo para poder llevar a cabo el control en tiempo real. El bus SPI emplea un simple registro de desplazamiento para transmitir la información.

El funcionamiento del dispositivo AMI se muestra en **[Ver Figura 37]**. Primero el transformador de voltaje y el sensor de corriente permiten realizar el acondicionamiento de las señales a medir de la red a valores adecuados las entradas del sensor CS5463, estos valores deben estar en un rango menor a 250 mVp, este realiza los cálculos de Potencia activa, voltaje Rms, Corriente Rms y frecuencia durante un ciclo de conteo de 500ms. Una vez termina el ciclo de conteo este envía las medición vía SPI (Serial Peripheral Interface). En el loop de funcionamiento el microcontrolador realiza tareas de control local mediante la configuración de pines altos o bajos acciona el relé controlando el estado de la carga. Adicionalmente pasa los datos al modulo Xbee para el envío y recepción de datos en el intercambio de información con la estación central.

El sensor de corriente ACS714 **[Ver Figura 36]** sensor de corriente lineal, basado en el Efecto Hall con 2.1KVRMS de voltaje de aislamiento y baja resistencia conductora [42]

Si fluye corriente por un sensor Hall el sensor crea un voltaje saliente proporcional al producto de la fuerza del campo magnético y de la corriente. Si se conoce el valor de la corriente, entonces se puede calcular la fuerza del campo magnético; si se crea el campo magnético por medio de corriente que circula por un conductor, entonces se puede medir el valor de la corriente en el conductor.

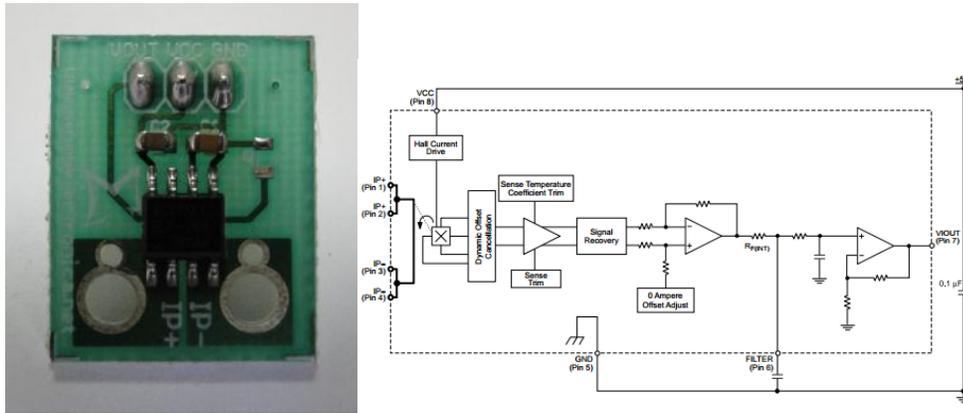


Figura 36 Sensor de Corriente ACS714 (izquierda), Circuito Interno (Derecha)

El microcontrolador con el que el sensor se comunica es un ATMEGA328 el cual en el loop de funcionamiento programable se realizan tareas de control local mediante la configuración de pines altos o bajos acciona el relé controlando el estado de la carga. Adicionalmente pasa los datos al modulo Xbee para el envío y recepción de datos en el intercambio de información con la estación central.

Xbee: Dispositivo encargado de la comunicación inalámbrica mediante el protocolo IEEE 802.15.4. Se interconecta con el MCU mediante comunicación serial.

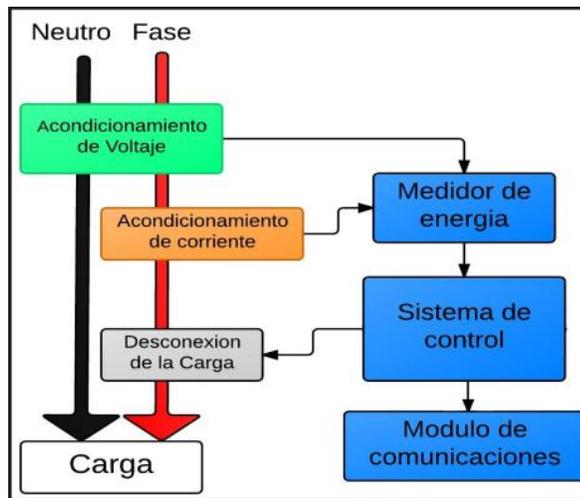


Figura 37 Diagrama de Bloques RTU

3.7 SISTEMA SCADA

Se implemento un sistema SCADA en el programa Labview de National instruments por su versatilidad y las ventajas graficas que permiten crear una HMI (Human Machine interface) de alta calidad, en el caso de este proyecto se construyo un panel de control para la Microgrid como se puede apreciar en la [Ver Figura 38].



Figura 38 Panel de Control SCADA

Labview trabaja con un lenguaje de programación G basado en el concepto de programación grafica, lo cual permite aprender y entenderlo fácilmente. El programa realizado funciona dentro de una estructura While que se ejecuta hasta que el usuario decida detenerla oprimiendo el botón STOP. Dentro del ciclo de while se ejecutan todas las funciones y procesos del sistema SCADA, en un tiempo de aproximadamente entre 600 y 800 ms. Adicionalmente tiene un bloque llamado MathScript que permite hacer procesos y funciones programando de igual forma que en Matlab, debido a la familiaridad con este programa esta herramienta fue de gran importancia en el desarrollo del sistema SCADA.

El programa del SCADA fue construido de la siguiente forma. Primero se realiza la adquisición de los datos desde la Xbee por puerto serial al computador, luego estos pasan a un bloque denominado validación y clasificación de los datos, para luego entrar en una estructura que realiza las opciones del panel de control y las graficas para la HMI, el control central y las acciones de control que luego se envían vía serial al modulo Xbee para las diferentes RTU. Como se puede apreciar en la [Ver Figura 39].

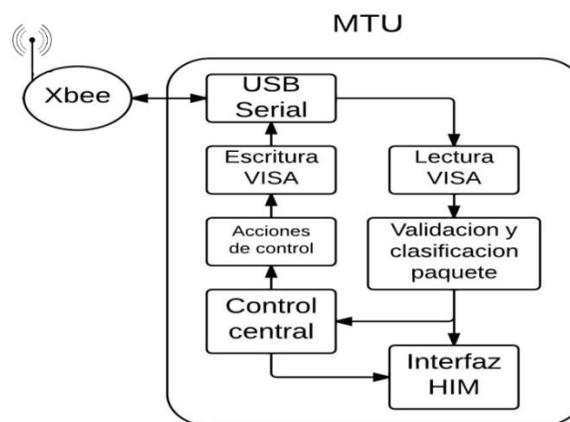


Figura 39 Diagrama de Bloques Software SCADA

3.7.1 Lectura Visa:

Labview cuenta con un paquete dedicado a la operación y manipulación de datos en forma serial, denominado VISA, con esta serie de bloques es posible leer, escribir desde y hacia un puerto serial del

computador, también tiene opciones para abrir, editar, cerrar el puerto, limpiar el buffer, hacer barridos entre otras cosas. Una vez seleccionado el bloque serial de VISA se debe seleccionar un puerto, la paridad, la velocidad en bps. Se inserto un bloque de CLR antes del while para garantizar que una vez se corriera el SCADA el buffer se encontrara vacío. Luego de abrir el puerto con VISA read, el programa mantiene abierto el puerto durante un tiempo definido con el bloque de milliseconds to wait, el valor seleccionado es de 500ms debido a que este es el tiempo en el que las RTUs envían datos, una vez se termina esta espera la cadena proveniente del COM entra a visa read para poder ser leída en el programa. Por defecto los datos vienen en Formato ASCII entonces se inserto un bloque que los convierte a binario para su manipulación[43] .

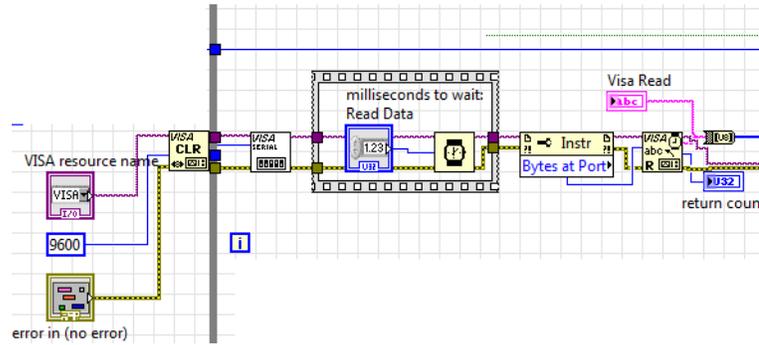


Figura 40 Lectura Visa en Labview

3.7.2 Validación y clasificación de paquete:

Como se explico en la sección anterior, cada rtu envía una trama con 13bytes correspondientes a las 4 características medidas (Potencia, Voltaje, Corriente y frecuencia) y un Byte que indica el estado del elemento de la microgrid (Generador/carga). Y simultáneamente están entrando 7 tramas de cada una de las RTU una tras otra, entonces el bloque que se puede observar en la [Ver Figura 41] se encarga de verificar que sea una trama valida es decir que empiece con 7E, que tenga la longitud correcta y que los caracteres reservados del modo API 2 sean decodificados. Luego dependiendo del identificador organiza las tramas por sensores de tal forma que a la salida envía una cadena por cada sensor. En este bloque también se realiza el conteo de paquetes perdidos y se envía a la siguiente estructura para su visualización.

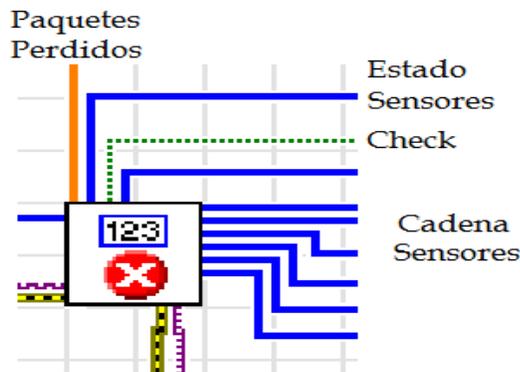


Figura 41 Bloque de Validación y Separación de los Datos

Con los datos separados por sensores se procede a enviarlos a las diferentes graficas de la HMI como se muestra en la [Ver Figura 42]. Cada bloque ubicado a la izquierda recibe una cadena de datos correspondiente a un sensor, luego dentro de este bloque gris se realiza el proceso de conversión de los datos de Binario a decimal, los procesos con los datos que vienen con signo como la potencia y sin signo como el voltaje y la corriente para poder mostrarlos. En el bloque que muestra una pantalla de computador se agrupan los valores por característica empezando con la potencia y terminando con la frecuencia,

finalmente se envían todos los datos de las características de todos los nodos al case structure que el usuario selecciona cuando desea ver una en especial.

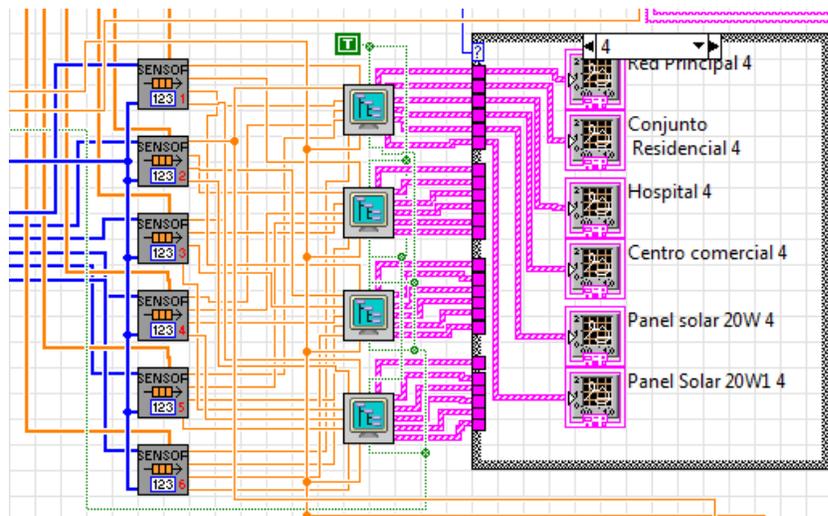


Figura 42 Gráficas de las Diferentes Características de los 6 Nodos

3.7.3 Control Central

Como se describió en la sección anterior para la Microgrid se diseñó un control central secuencial manejado por una maquina de estados finita. Para la implementación de la maquina de estados se utilizó un case structure que contiene cada uno de los estados de la maquina, un feedback node, encargado de indicarle a la maquina de estados según la instrucción correspondiente a que estado debía pasar. Dentro de los case structures se insertaron Mathscript nodes para realizar las comparaciones cálculos y verificaciones necesarios para tomar la decisión del estado siguiente. En [Ver Figura 43] se observa la construcción de la maquina de estados en este caso se encuentra en el estado 1 correspondiente al monitoreo de la red principal en el modo de operación normal. Se puede ver como si el estado de la red principal es de falla la maquina de estados continua al estado 10 que es el inicio de la transición RED-ISLA, si es 1 continua en el estado dos.

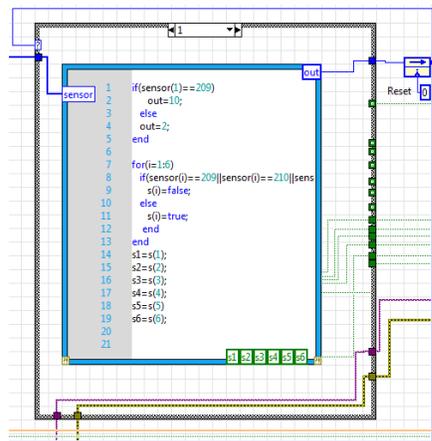


Figura 43 Máquina de Estados (Monitoreo Sensor 1)

En [Ver Figura 44] se muestra el estado 7 de la maquina de estados el cual corresponde a una falla en una de las cargas, en este estado se activa una alarma generada con un archivo .mp3 en el bloque ubicado abajo y a la derecha, si el conjunto residencial en este caso continua en falla el control sigue al estado 3 para seguir con el monitoreo de toda la Microgrid, en el momento en que la falla a sido solucionada y se

Llega a este estado, el control central envía una señal de reconexión a la RTU 2 y no cambia su estado hasta que el indicador de falla del sensor 2 desaparece.

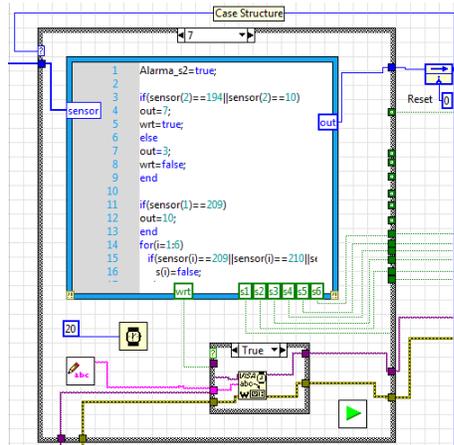


Figura 44 Máquina de Estados (Error en el Sensor 2)

Cuando la red principal presenta una falla y entra en modo isla la maquina de estados se queda en el estado 14 y se activa el indicador de modo isla en el panel frontal como se puede observar en [Ver Figura 45], en este estado se monitorea el sensor 1, mientras este indique falla el modo isla continua, cuando el indicador de la red principal cambia a listo la maquina de estados continua con el estado 15 (interconexion ISLA-RED).

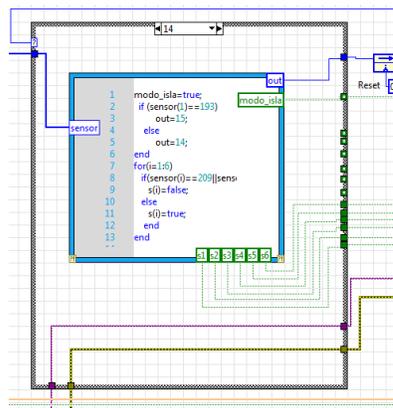


Figura 45 Estado 14 de la Maquina de Estados (Modo Isla)

Finalmente cuando la falla de la red principal se ha superado el ultimo paso de la transición ISLA-RED es la reconexión de las cargas, en [Ver Figura 46] se aprecia el estado 17 encargado de este proceso, en él se puede observar como se le envían los mensajes de reconexión a las diferentes cargas, y se inserto un tiempo de espera para garantizar que los tres mensajes salgan por el puerto serial antes de que este se cierre al final de la iteración del while. La maquina de estados no vuelve al estado 1 (Modo de operación Conectado a la red) hasta garantizar que todas las cargas se encuentren re-conectadas.

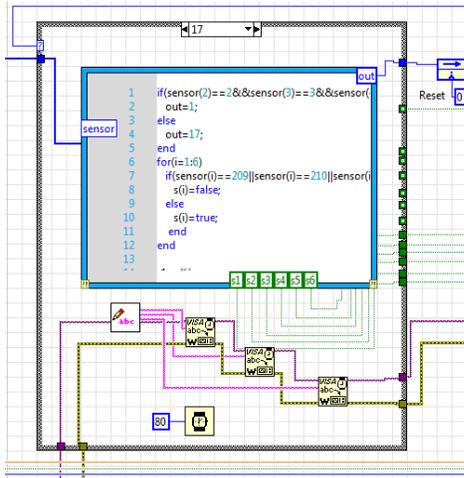


Figura 46 Estado 17 Reconexión de las Cargas

3.7.4 Respuesta de la demanda

La RD de la demanda consta de dos bloques que se interconectan para generar las acciones necesarias en la Microgrid [Ver Figura 47] por un lado el subVI llamado Demanda de energía en Bogotá, toma como entradas el archivo de consumo de Bogotá tomado de XM y el limite de precio que define el usuario así como el botón de RD del panel frontal que habilita o no el subVI. Dentro de este bloque se recorre la matriz de datos de XM desde el Lunes hasta el Domingo y se compara con el nivel de demanda que establece el limite de precio, cuando el dato correspondiente al día y hora de XM supera al nivel definido el subVI entrega a la salida un precio alto, de lo contrario su salida es precio bajo. Mientras que el botón de RD este activo este bloque se encarga de graficar los datos de XM para que el usuario pueda ver y comparar el consumo a lo largo de la semana.

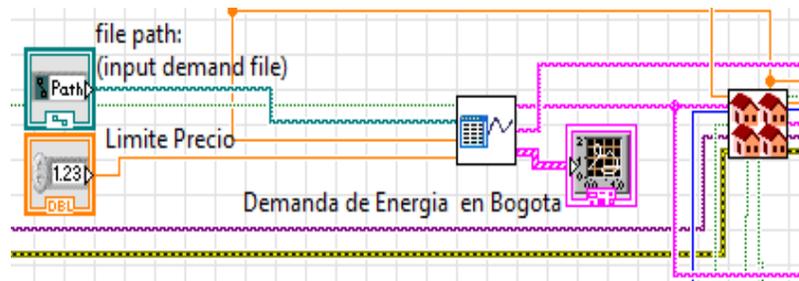


Figura 47 Bloques para el Funcionamiento de la RD

En el siguiente bloque de casas, se recibe la selección del plan del usuario y se efectúa la acción correspondiente, en este subVI se envían las señales de conexión o desconexión a la RTU7 encargada de la RD y RTU2 en el caso de prepago.

Almacenamiento de datos:

Para el posterior análisis y visualización de los datos obtenidos en una sesión de simulación de la Microgrid se construyó un bloque que permite guardar todos los datos de interés en un archivo .txt para que luego el usuario los pueda ver como mas le convenga, ya sea en Excel o Matlab, en el anexo, se presenta el archivo de Matlab con el cual se obtuvieron todas las graficas de los resultados. Al sub VI Export data, debe ingresar la ruta completa y el nombre del archivo con extensión .txt que se desea crear y donde van a guardar todos los datos, adicionalmente le ingresan los datos de todos los sensores, la hora, el indicador de RD, el tipo de RD y el día.

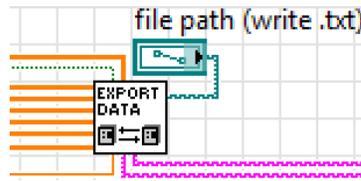


Figura 48 SubVI Export.data

3.7.5 Interfaz Humano Maquina (HMI)

La idea de la HIM es crear un panel frontal de un tablero de control de una Red eléctrica, que permita tener en una estación central remota con toda la información necesaria del estado de red, adicionalmente que sea clara y amigable para los futuros usuarios de la Microgrid. En la parte superior se dejó un recuadro con las opciones que tiene el usuario para visualizar las diferentes características (Potencia, Voltaje, Corriente, Frecuencia) o activar la respuesta de la demanda y definir sus parámetros según el plan. En [Ver Figura 50] se observa una imagen con el mapa del circuito implementado, la GD y la red principal cada nodo tiene asociado un indicador LED que cambia de color entre verde y rojo según el estado de la carga/generador.



Figura 49 Opciones del Usuario para Interactuar con la Microgrid



Figura 50 Mapa de la Microgrid

En el panel frontal se pueden visualizar simultáneamente los datos de los 6 sensores en tiempo real, cada grafica cambia según lo necesite el usuario [Ver Figura 51]., cada sensor tiene un indicador que muestra el estado del nodo (conectado, desconectado, listo, o ----- que es sin datos off line) . En la parte superior de las graficas se encuentran los controles para seleccionar el puerto serial, el archivo de texto en el que se guardan todos los datos de la sesión, el archivo de demanda de XM, los bytes que ingresaron al COM, el numero de paquetes perdidos, el tiempo y el estado actual de la maquina de estados [Ver Figura 52].

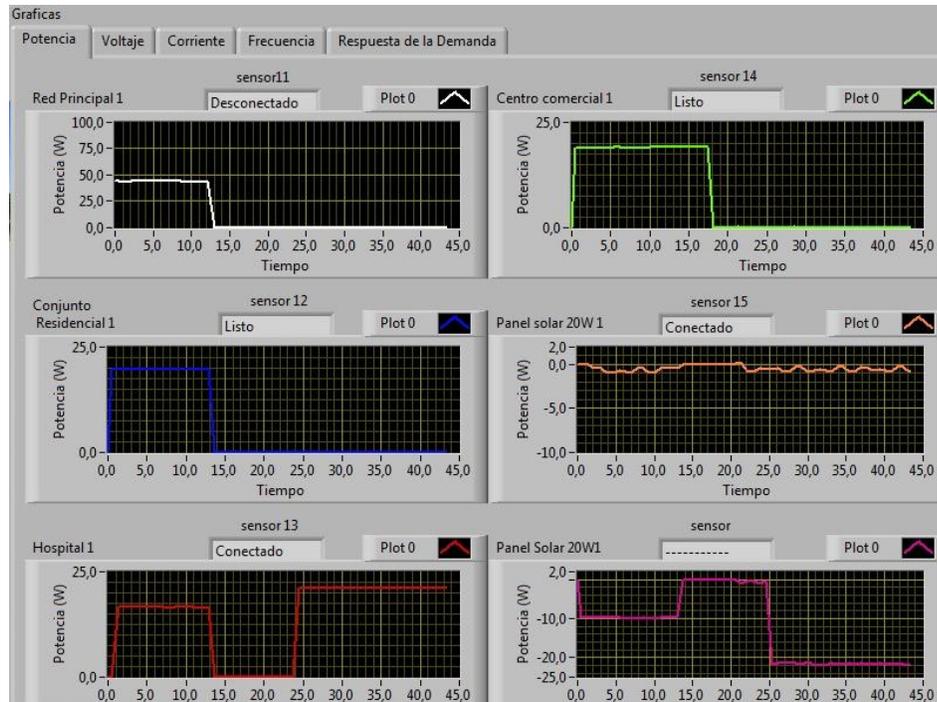


Figura 51 Graficas de los 6 Sensores

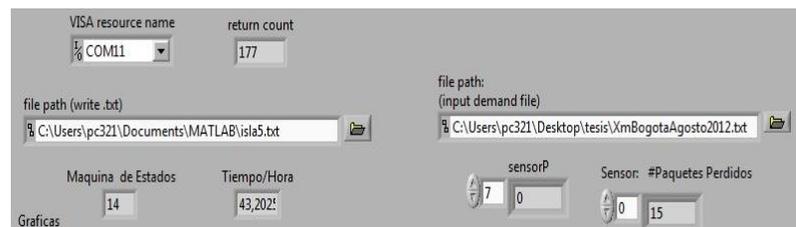


Figura 52 Controles e Indicadores Basicos

4. RESULTADOS

En [Ver Figura 53] se puede observar la maqueta terminada del modelo a escala de ciudad salitre. La Microgrid en ciudad salitre [Ver Figura 54], en la parte superior izquierda se encuentran los botones que permiten la interacción entre los usuarios y el circuito, encargados de generar las fallas locales (de cada una de las cargas) y la falla de la red principal. Los nodos de carga se encuentran distinguidos por colores y un aviso en donde del lado izquierdo de la 26 esta ubicado el Hospital de la policía (carga sensible) y al otro lado se encuentran Gran estación y el conjunto residencial (cargas controlables.). Al costado izquierdo de la maqueta están los puertos cuatro de conexión, Microgrid2, Red Principal, Generador Distribuido #1, y Generador distribuido #2. Dentro de la caja que suporta la maqueta se ubican las 6 RTUs de cada uno de los nodos de la microgrid, y la RTU 7 encargada de la RD [Ver Figura 55]. Todos los nodos se interconectan en la extensión quedando un punto de conexión libre para una futura Microgrid 2



Figura 53 Modelo a Escala Microgrid Ciudad salitre



Figura 54 Maqueta Microgrid Ciudad Salitre



Figura 55 Interior de la Maqueta

En [Ver Figura 53] se observa la generación distribuida compuesta por dos paneles solares de 20 W, al panel asociado al RTU 5 (sensor5) ubicado en el extremo inferior de la foto se conecta el inversor grid-tie de 350W, mientras que con el segundo panel están conectados el inversor grid tie de 200W (gris), el inversor de onda seno pura samplex de 150W y la unidad de almacenamiento distribuido (batería de 12V, 7 ah) por medio de un cargador sun saver que maneja la carga de la batería y la potencia entregada a los inversores.

4.1 PROTOCOLO DE PRUEBAS

Con el fin de demostrar el correcto funcionamiento de los diferentes modos de operación, se diseña un esquema de pruebas que se divide en dos partes. Primero cuenta con 6 escenarios que funcionan en tiempo

real en donde el objetivo es mostrar la operación del sistema (a través de su posibilidad de funcionar conectada a la red principal o de forma aislada), por otra parte se tiene un escenario dedicado a mostrar la integración de la respuesta de la demanda al modelo de microgrid, para esto se simula la operación de la red (durante una semana en donde el tiempo de duración de cada día es de 00:01:10). Los escenarios son:

- En tiempo real:
 1. Inicialización del sistema: En esta etapa el sistema se debe arrancar según el orden pre establecido y se espera obtener la respuesta descrita en el Anexo 2
 2. Operación conectada a la red: Este modo de operación garantiza el funcionamiento de la Microgrid alimentada tanto por la red principal como por la GD. El sistema realiza el monitoreo a través de los estados 1-10 del control central
 3. Variación de la carga: Una vez la Microgrid se encuentra funcionando correctamente el usuario puede generar fallas locales en cada uno de los nodos o de forma simultánea para observar el comportamiento, variación de carga e interactuar con la red.
 4. Interconexión red a isla: Cuando se genera una falla en la red principal el control central lleva la maquina de estados a la transición RED-ISLA en la que se deben observar los pasos descritos en el Anexo 2.
 5. Modo isla: Es el modo que le permite a la microgrid seguir funcionando así la red principal se encuentre en falla. Se deben observar los indicadores de estado en la posición establecida en el Anexo 2.
 6. Interconexión isla a red: Cuando la falla en la red principal se soluciona el control central lleva la maquina de estados a la transición RED-ISLA en la que se deben observar los pasos descritos en el Anexo 2
- Tiempo simulado:
 7. Respuesta a la demanda: Mientras que la microgrid este funcionando en modo de operación normal el usuario puede seleccionar un programa de RD y observar su funcionamiento, los diferentes programas fueron descritos anteriormente y el comportamiento de la microgrid debe coincidir con lo establecido en el Anexo 2.

4.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS

Con los datos obtenidos de labview en matlab se creo un programa que toma el archivo .txt y permite graficar los resultados con 3 opciones, en la opción a se generan 4 graficas cada una con una característica (potencia, voltaje, corriente o frecuencia) de los 6 sensores. En la opción b se crean 6 figuras de cada sensor con sus 4 características, la opción C grafica las variables de Voltaje y Potencia VS tiempo para poder calcular los tiempos de reconexión. Finalmente la opción d grafica para cada sensor el resultado de los diferentes programas de RD según sea el caso.

Los datos obtenidos luego de realizar el protocolo de pruebas de 1-6, se ven [Ver Figura 56] [Ver Figura 57] [Ver Figura 58] [Ver Figura 59]. En estas se puede observar los momentos de fallas en las cargas , el cambio de modo de conexión red isla y viceversa.

En [Ver Figura 56] durante los primeros 280 s el sistema se inicializa, y se prueban todas sus características para comprobar el correcto funcionamiento, en este tiempo la potencia de la red principal no se mantiene constante debido a la intermitencia de la GD. Luego se generan las fallas individuales en las diferentes cargas obteniendo la disminución de la potencia en la red principal. Entre 500 y 550 s todas las cargas se encontraron apagadas desconectadas (apagadas). Inicialmente se esperaba que el sensor de la

red principal leyera un valor de potencia 0, sin embargo se observa que la medición es de -10 Watt aproximadamente, observando la potencia entregada por el GD #2 es claro que toda su potencia se la esta inyectando a la red principal.

Pasada la falla general de las cargas el sistema es llevado al modo isla generando una falla en la red principal. En este se puede ver como el hospital es la única carga que se encuentra alimentada por la GD.

En [Ver Figura 57] se muestran los datos obtenidos de voltaje, durante el modo de operación normal (conectado a la red principal) el voltaje medido es de 116 V RMS impuesto por la red principal, en el modo isla este voltaje sube a 120V RMS debido a que es la referencia que tiene el inversor de seno pura (off-grid) samplex.

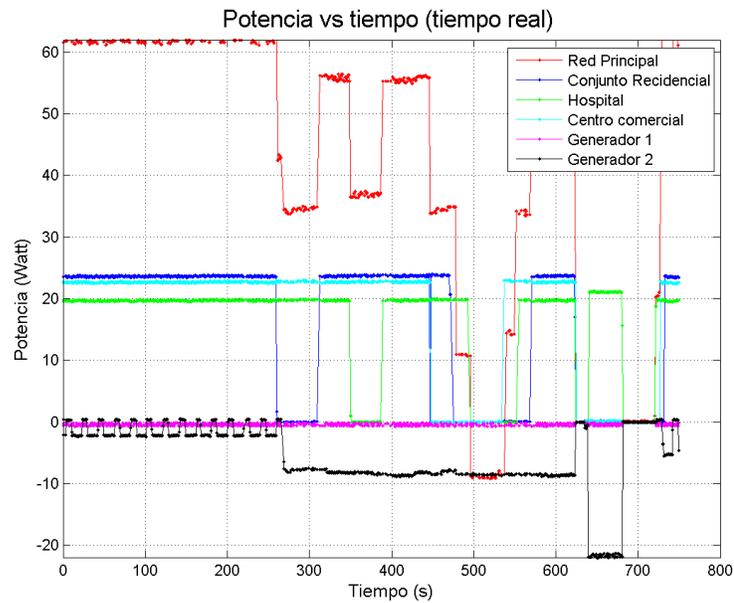


Figura 56 Potencia Vs Tiempo 6 Sensores

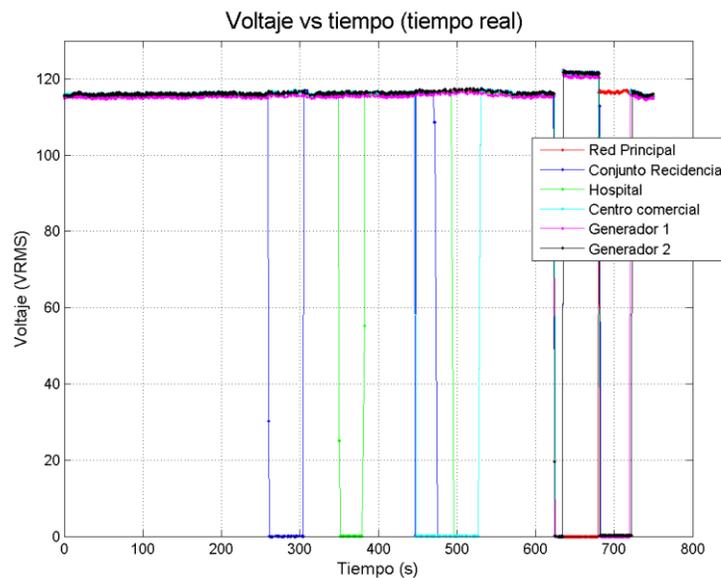


Figura 57 Voltaje vs Tiempo 6 Sensores

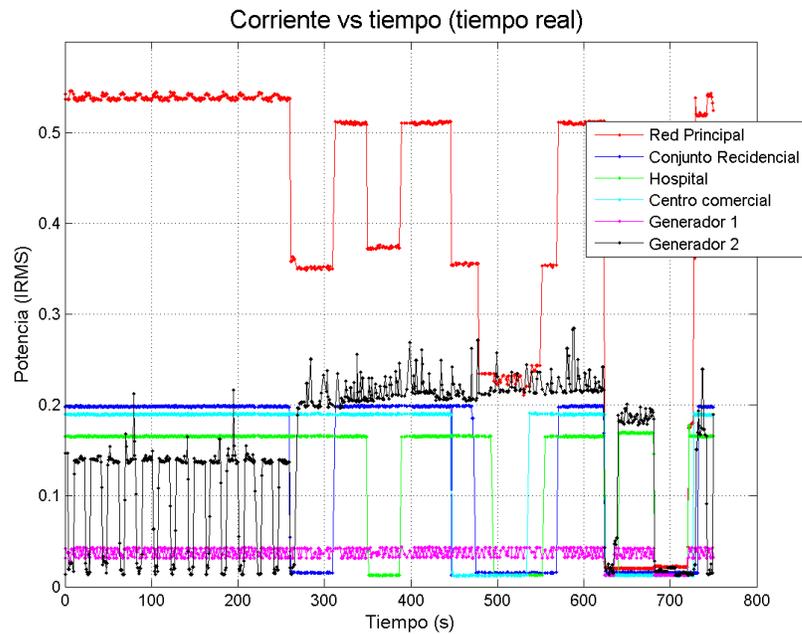


Figura 58 Corriente Vs Tiempo de los 6 Sensores

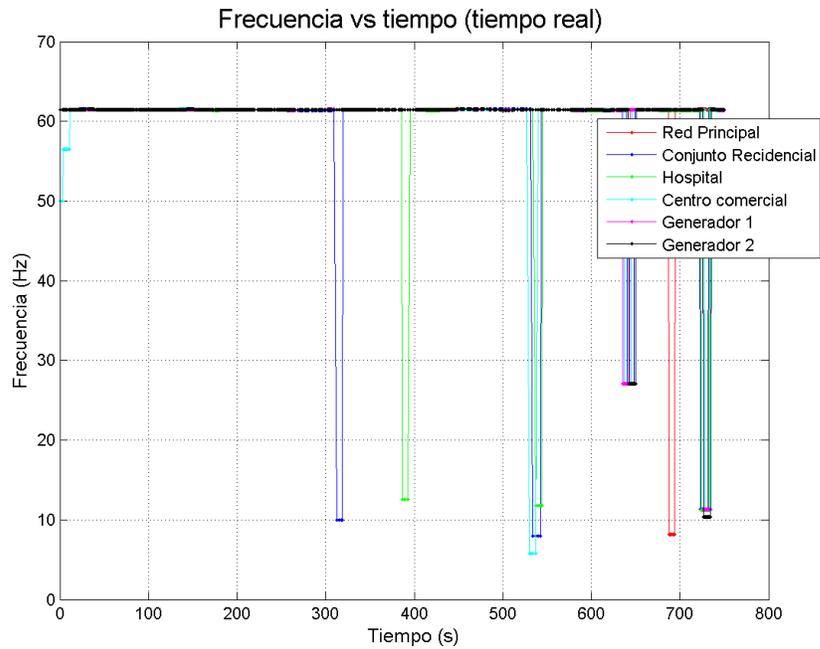


Figura 59 Frecuencia vs Tiempo en los 6 Sensores

En las [Ver Figura 60] [Ver Figura 61] [Ver Figura 62] [Ver Figura 63] [Ver Figura 64] [Ver Figura 65] se observan los mismos resultados del protocolo de pruebas pero mostrando cada sensor y sus características (Potencia vs. Tiempo, Voltaje vs. Tiempo, corriente vs. Tiempo y Frecuencia vs. Tiempo).

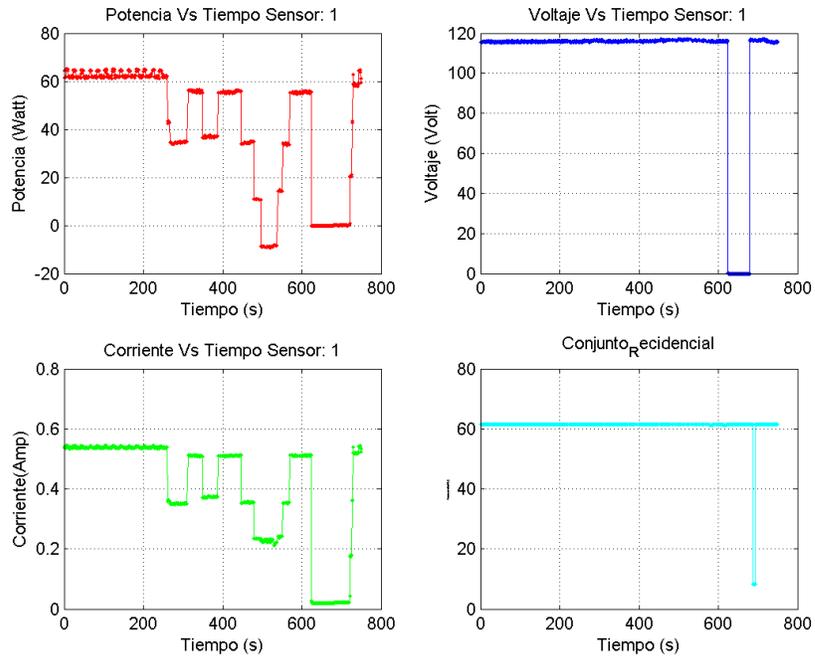


Figura 60 Sensor 1 Potencia, Voltaje, Corriente y Frecuencia VS Tiempo

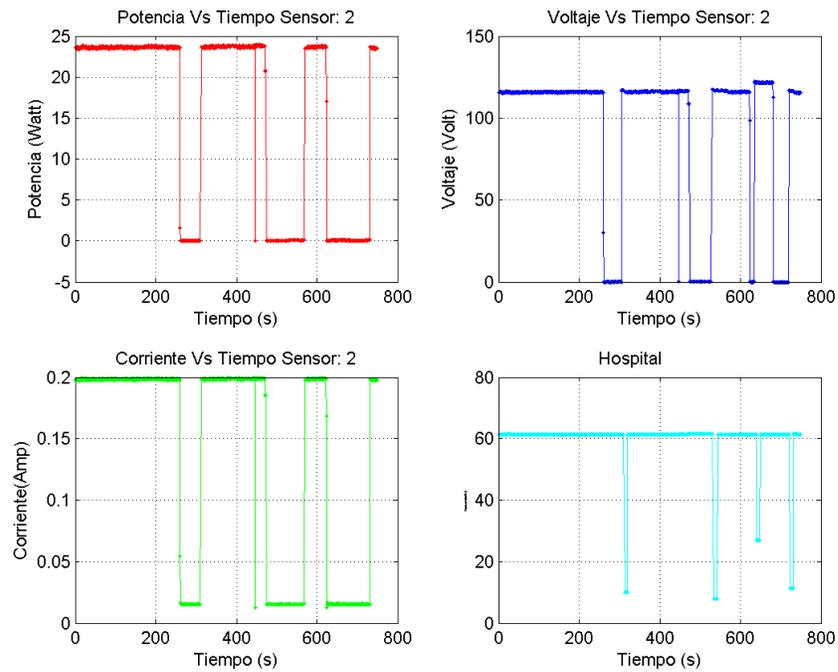


Figura 61 Sensor 2 Potencia, Voltaje, Corriente y Frecuencia VS Tiempo

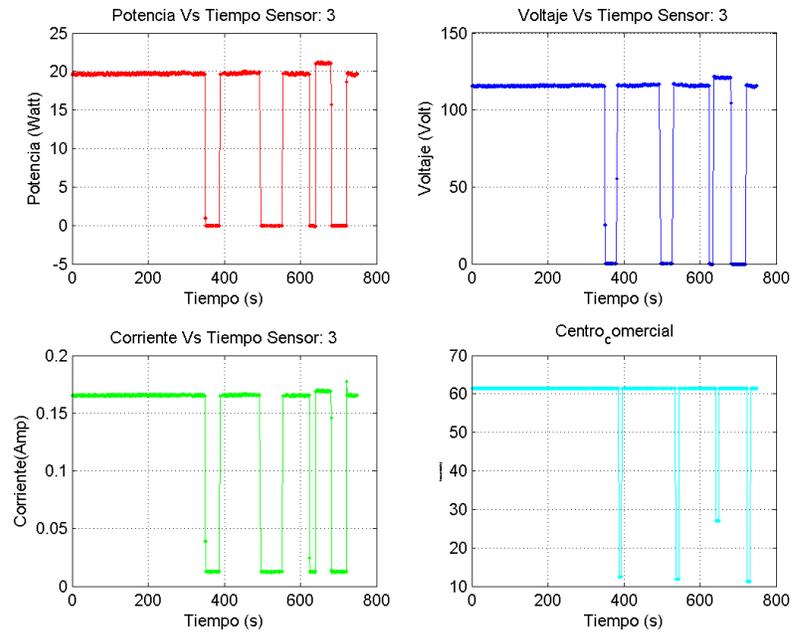


Figura 62 Sensor 3 Potencia, Voltaje, Corriente y Frecuencia VS Tiempo

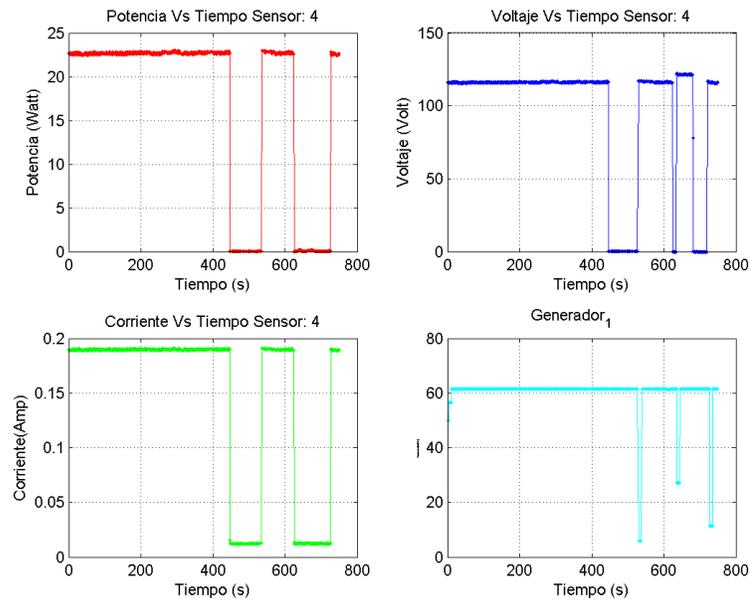


Figura 63 Sensor 4 Potencia, Voltaje, Corriente y Frecuencia VS Tiempo

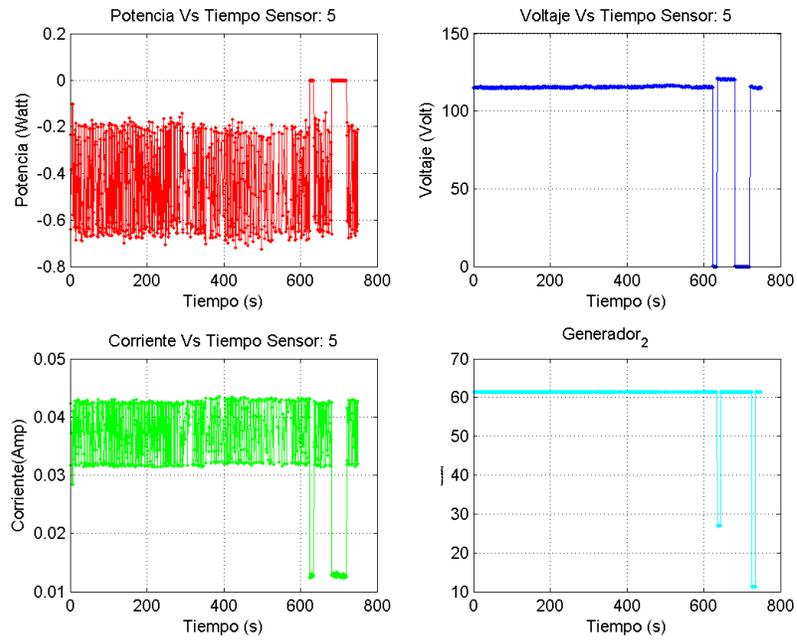


Figura 64 Sensor 5 Potencia, Voltaje, Corriente y Frecuencia VS Tiempo

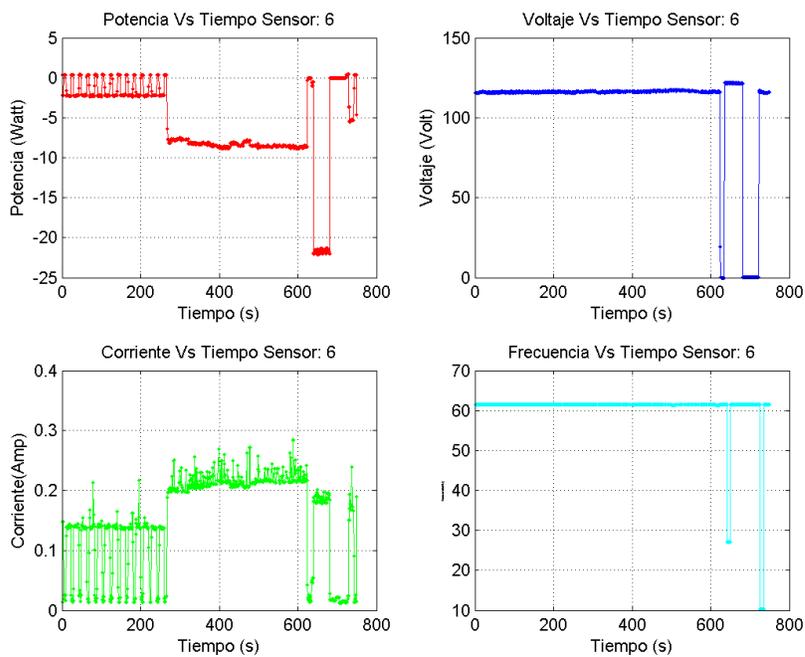


Figura 65 Sensor 6 Potencia, Voltaje, Corriente y Frecuencia VS Tiempo

A continuación se observan las graficas y resultados obtenidos en cada sensor al provocar falla individual. En estas se analiza el tiempo que se demora en reconectarse la carga despues de haber solucionado la falla.

4.2.1 Variación de carga:

Se hicieron cinco pruebas con 3 eventos de falla cada una para poder obtener la respuesta de la Microgrid ante variación en la carga. Las graficas a continuación muestran las fallas de cada uno de los nodos y la respuesta de consumo de la red principal.

Hospital:

Al provocar 3 fallas en la carga del Hospital se observa en [Ver Figura 66] como la potencia de este cae a 0 durante el evento de falla y al mismo tiempo la potencia entregada por la red principal disminuye. Cuando la falla a sido solucionada el voltaje aparece primero en el sensor del hospital y la potencia tarda un tiempo hasta que vuelve a alimentar la carga, Esto se da debido al tiempo que se demora en llevarse a cabo la acción de control

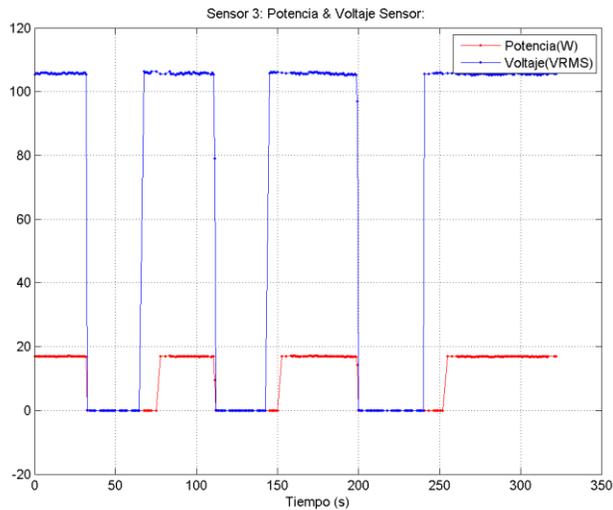


Figura 66 Potencia y Voltaje vs Tiempo del Hospital

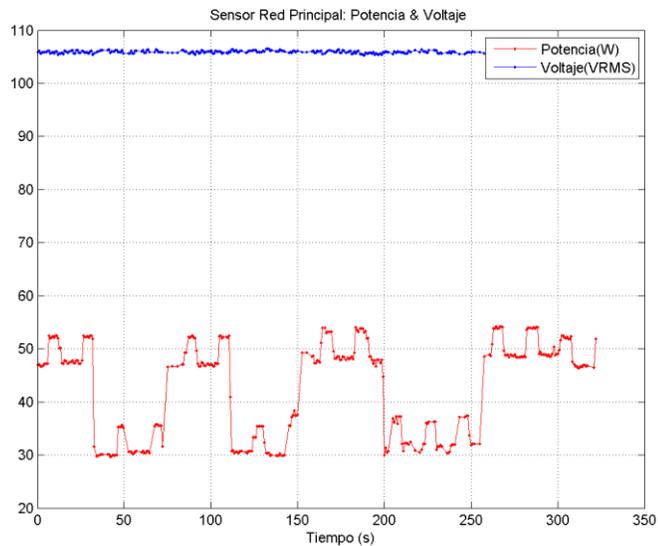


Figura 67 Potencia y Voltaje vs tiempo de la Red Principal

Centro comercial:

Al provocar 3 fallas en la carga del centro comercial se observa en [Ver Figura 68] como la potencia de este cae a 0 durante el evento de falla y al mismo tiempo la potencia entregada por la red principal disminuye. Cuando la falla a sido solucionada el voltaje aparece primero en el sensor del hospital y la potencia tarda un tiempo hasta que vuelve alimentar la carga, Esto se da debido al tiempo que se demora en llevarse a cabo la acción de control.

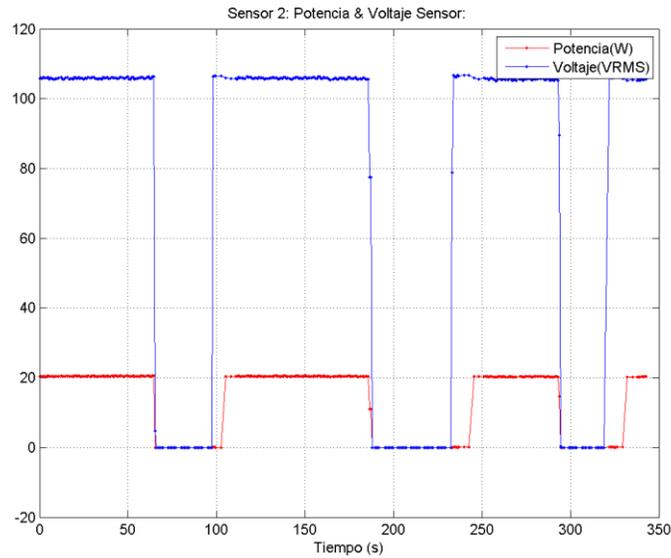


Figura 68 Potencial y Voltaje vs tiempo del Conjunto Residencial

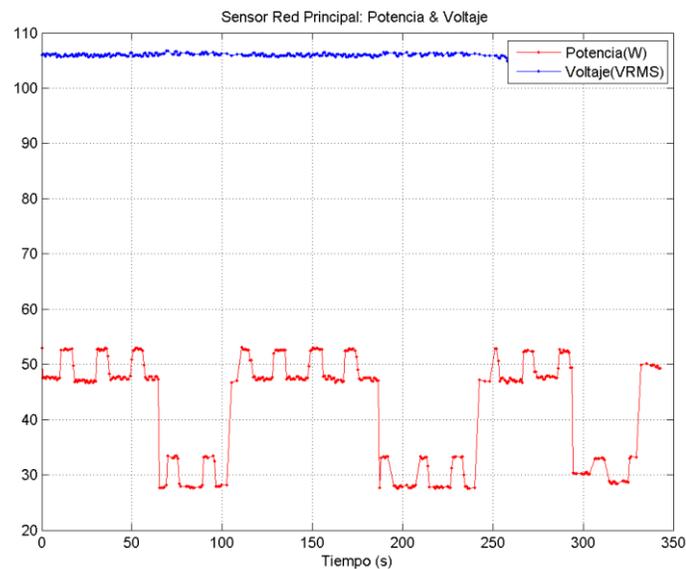


Figura 69 Potencia y Voltaje vs tiempo de la red principal

Conjunto residencial:

Al provocar 3 fallas en la carga en el conjunto residencial se observa en [Ver Figura 70] como la potencia de este cae a 0 durante el evento de falla y al mismo tiempo la potencia entregada por la red principal disminuye. Cuando la falla a sido solucionada el voltaje aparece primero en el sensor del hospital y la

potencia tarda un tiempo hasta que vuelve a alimentar la carga, Esto se da debido al tiempo que se demora en llevarse a cabo la acción de control.

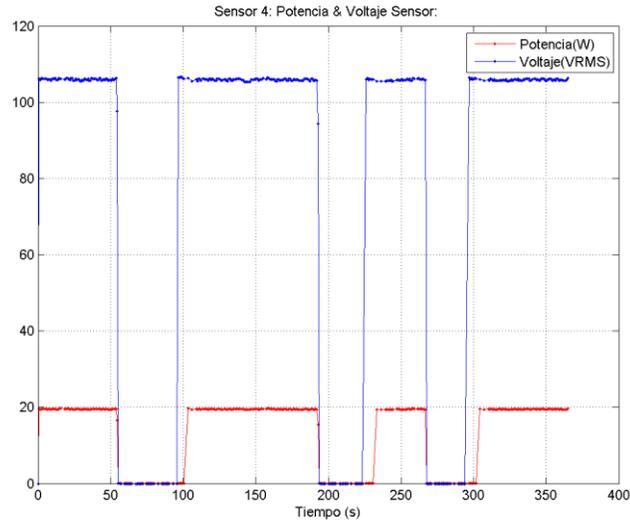


Figura 70 Potencial y Voltaje vs tiempo del centro comercial

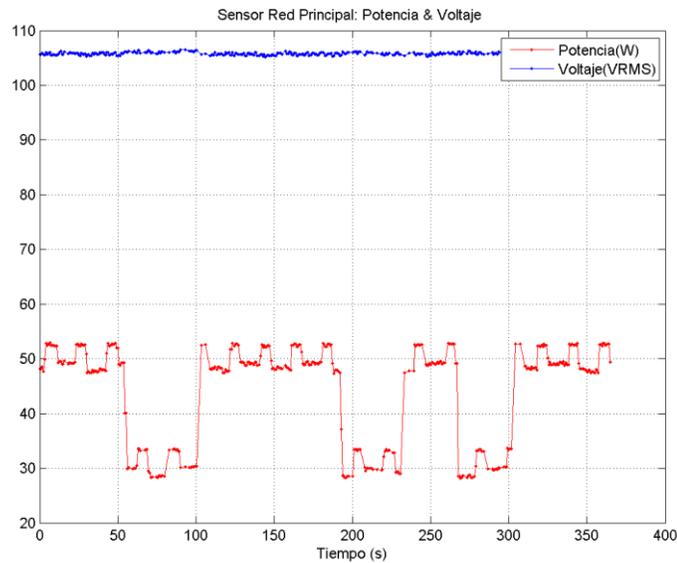


Figura 71 Potencia y Voltaje vs tiempo. De la red principal

Como resultado de las pruebas realizadas se midieron los diferentes tiempos de reconexión de cada carga y en [Ver **Tabla 1**] se muestran los índices estadísticos. Se observa que la respuesta promedio más rápida se obtiene con el sensor 4

Tabla 1 Valores estadísticos de los tiempos de reconexión de las fallas en las cargas

	Mediana	Promedio	Varianza	Desviación
Sensor 2	11.074633	11.662067	12.9855819	3.60355129

Sensor 3	10.292589	9.53101193	6.61188587	2.57135876
Sensor 4	7.468427	8.0170586	11.6361742	3.4111837

Con los datos de [Ver **Tabla 1**] también se nota la desviación de la medida del tiempo de reconexión la cual esta entre 2,5 segundos y 3,6 esto produce un error en el promedio del tiempo que toma la reconexión de la carga.

4.2.2 Falla de la red principal:

En la [Ver **Figura 72**] se puede observar cuando se presenta la falla en la red principal acá cae el valor de potencia se desconectan las cargas, luego entra el inversor off grid a entregar la potencia que la carga sensible necesita (hospital) y la microgrid funciona en modo isla. Luego de que la falla en la red principal se soluciona se desconectan todos los generadores y cargas la red principal se conecta y también las cargas (hospital, centro comercial y conjunto residencial) y así vuelve a el funcionamiento normal conectada a la red.

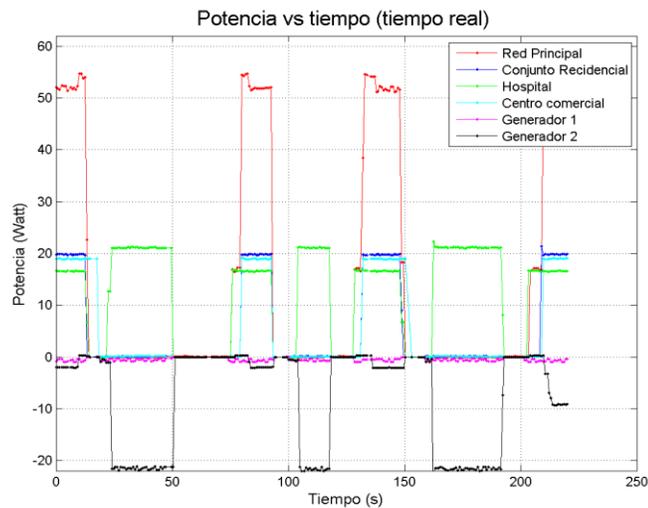


Figura 72 Potencia vs tiempo de los 6 Sensores Durante Tres Eventos de Falla de la Red Principal

En esta parte se observa la potencia y el voltaje de los sensores durante tres eventos de falla con esto se analiza el tiempo de interconexión red a isla y modo isla a red.

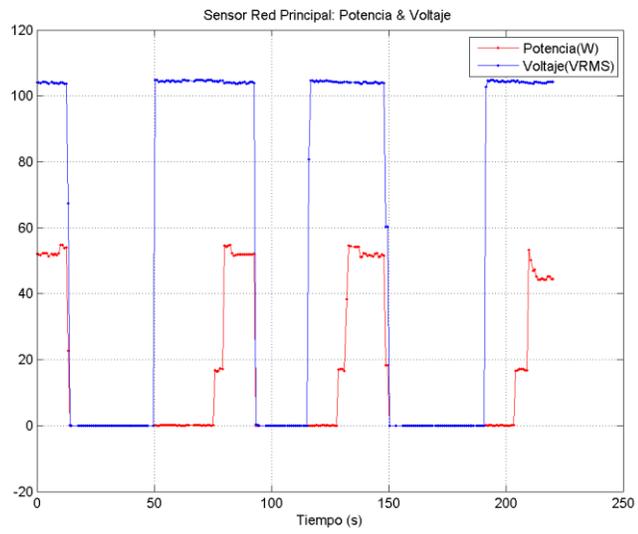


Figura 73 Red principal

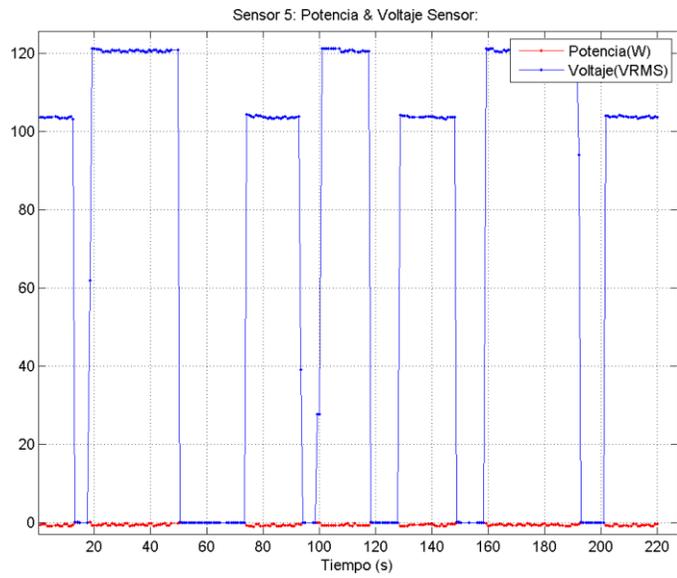


Figura 74 Panel 5

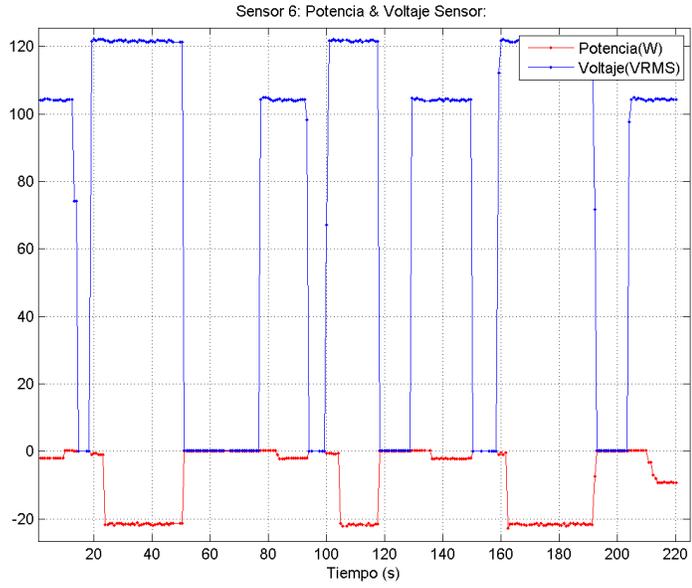


Figura 75 Panel 6

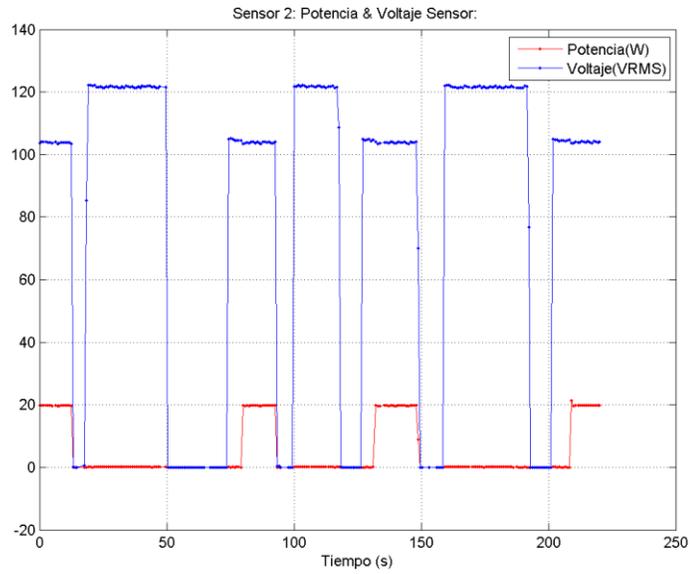


Figura 76 Conjunto residencial

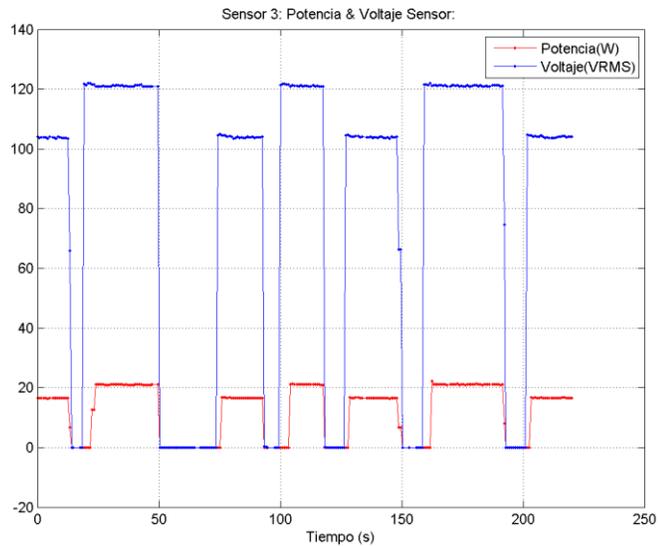


Figura 77 Hospital

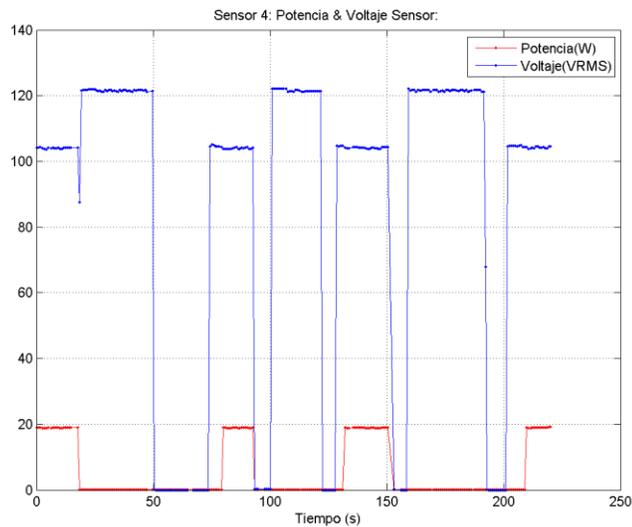


Figura 78 Centro Comercial

Al analizar los eventos y el tiempo en que ocurren se hallan los índices estadísticos [Ver **Tabla 2**]. En estos se nota el tiempo promedio que toma pasar de un modo de operación normal a isla el cual es de 14 segundos con una desviación de 3.5 segundos estos indica que en algunas pruebas se puede obtener un tiempo de interconexión de 11 a 18 segundos. Al comparar los datos obtenidos con los de interconexión isla red se nota que en este caso casi se esta duplicando el tiempo esto debido a las protecciones que se tuvieron que hacer en la comunicación entre el sensor de la red principal y la rtu de selección off grid grid tie, para nunca obtener un caso en el cual el off grid y la red principal entrara paralelamente al sistema. Por lo anterior también se obtiene una desviación de casi un 50% del valor promedio del tiempo.

Tabla 2 Valores estadísticos de los tiempo de conexión al modo isla y conectado a la red

	Mediana	Promedio	Varianza	Desviación
Red-Isla	14.1	14.301333	12.035883	3.4692771
Isla-Red	25.42	28.544666	166.67261	12.910174

4.2.3 Respuesta de la demanda:

Se muestra una grafica de cada plan y la respuesta de las cargas a través de los diferentes días de la semana.

El primero que se muestra es:

1. Programa de precios:

En este solo responde el conjunto residencial y una parte del centro comercial, en las graficas se observa como se desconecta y conecta la carga dependiendo del precio de la energía y de los días de la semana. Se observa que casi a las mismas horas de lunes a viernes las cargas se desconectan y como los fines de semana se desconectan solo por un corto periodo ya que en estos días la curva de xm presenta menos picos sobre el rango elegido para la definición de un precio alto.

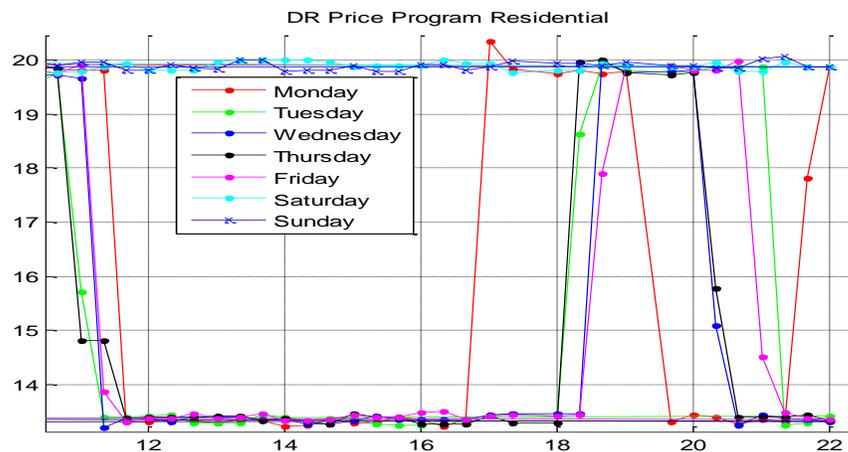


Figura 79 RD del conjunto residencial con el plan de precio

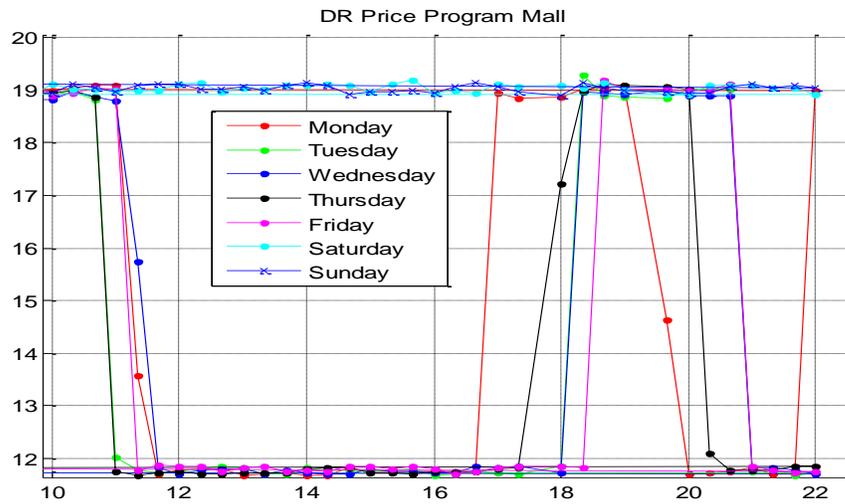


Figura 80 RD del centro comercial en plan de precio

2. Programa de incentivos:

En el programa de incentivos solo responde la carga residencial, en las graficas se observa como dependiendo del día de la semana con respecto a la grafica de Xm responde la conexión y reconexión de la carga.

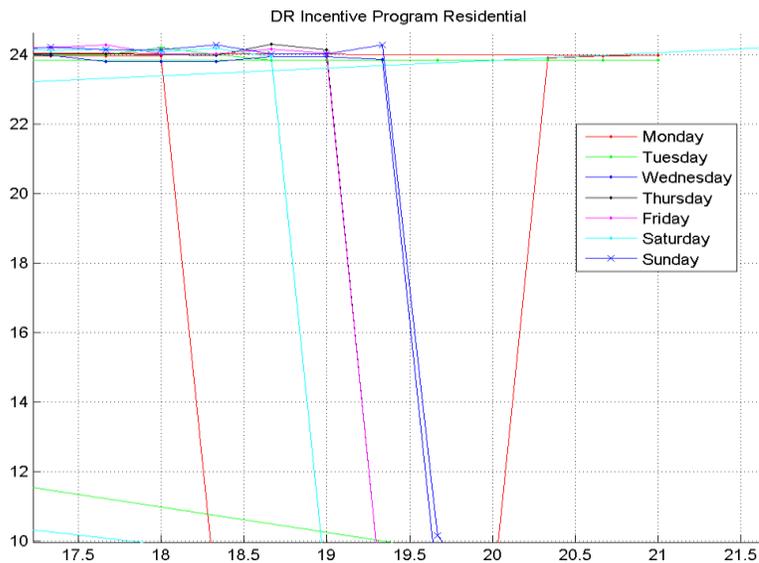


Figura 81 Comportamiento del centro comercial dentro del programa de incentivos

3. Programa pre-pago:

En esta parte se hicieron dos pruebas la primera el usuario ingresa un valor de potencia el cual alcanza a suministrar energía a el conjunto residencial por un par de días, el usuario vuelve a recargar y se le vuelve a suministrar energía esta no alcanza para toda la semana y vuelve a desconectarse y así dos veces mas.

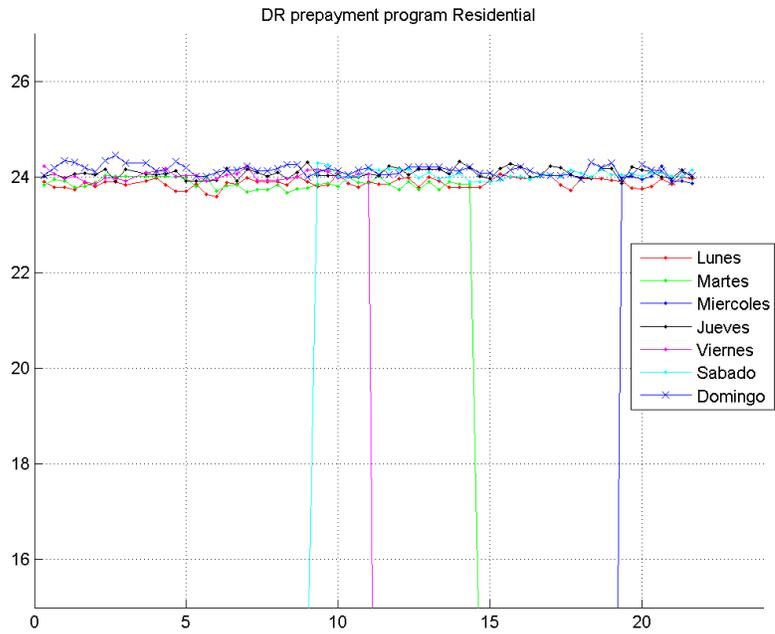


Figura 82 Potencia vs Voltaje del conjunto residencial con el plan pre pago

En la siguiente se puede observar que la recarga que el usuario hace es mayor al consumo de los siete dias de la semana.

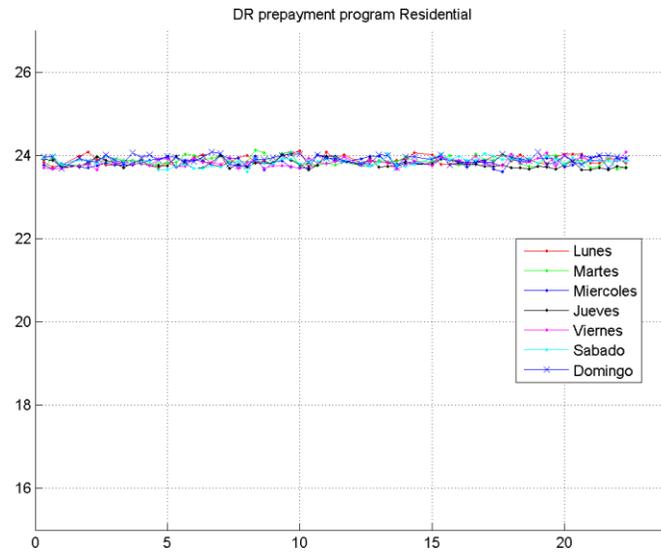


Figura 82 Potencia vs Voltaje del conjunto residencial con el plan pre pago

5. CONCLUSIONES

Se desarrollo una plataforma de prueba de ingeniería para ilustrar el concepto y la funcionalidad del modelo de distribución de energía Microgrid así como algunas de las características más importantes de una Smart Grid. Entre las principales ventajas de este trabajo vale la pena destacar el sistema de monitoreo eficiente que permite obtener en tiempo real los datos y características de los sensores y obtener los tiempos de conexión y desconexión de los diferentes nodos de la Microgrid, La visualización del sistema en la HMI permite una buena interacción entre los usuarios y el sistema, de forma amigable facilitando la comprensión del concepto y desempeño de una Microgrid.

Este proyecto es un instrumento educativo que le brinda la posibilidad a los estudiantes de bachillerato tener un acercamiento al concepto de microgrid, sus funciones y posibilidades, de tal forma que sea una herramienta para motivarlos a estudiar ingeniería. Para los estudiantes de pregrado con algunas modificaciones puede ser una plataforma de prueba en laboratorio, y serviría como ejemplo para incentivarlos a optar por trabajar en temas relacionados con el sector energético tanto en el área de control como de comunicaciones y electrónica de potencia.

Lo que hace realmente único a este proyecto es que nuestro modelo de microgrid es una aproximación a la Smartgrid a través de la implementación de AMI y las funciones de RD. El diseño y prueba de las RTU's demostraron un buen desempeño como medidores de energía o analizadores de red, estos pueden ser implementados en aplicaciones reales de Smart buildings y eficiencia energética. En un trabajo futuro el dispositivo inteligente podrá integrar un mejor manejo de las cargas para mejorar el desempeño de los ya exitosos programas de respuesta de la demanda.

Esta plataforma de prueba se puede expandir dejando la puerta abierta para el desarrollo de proyectos como la integración de GD controlable que permiten probar diferentes algoritmos de control de despacho. En el campo de electrónica de potencia se puede proponer el diseño e implementación de cargadores e inversores inteligentes y en el área de comunicaciones se recomienda implementar un protocolo de comunicaciones inalámbrico que permita reducir el porcentaje de pérdida de paquetes.

Con el análisis de resultados se observa la lenta respuesta que el sistema tiene por la protección de intercambio de inversor off grid a grid tie este es el momento en el que mas tiempo el sistema queda sin energía, para que este tiempo disminuya se podría trabajar con generadores síncronos con los cuales disminuir el tiempo y también evitar dejar desconectado el sistema aunque para la implementación en cargas reales este tiempo puede llegar a ser razonable.

Con los planes trabajados en respuesta a la demanda se obtuvo una muy buena respuesta del sistema ya que el consumo llega a ser mas eficiente, los usuarios interactúan con la empresa que suministra la energía y pueden tomar decisiones de comprar o desconectarse de la red esto también permite visualizar tener diferentes empresas que suministren la energía y el usuario decida a quien y en que momento comprarla o que industrias grandes entren en un acuerdo de desconexión en rangos de horas de algunas cargas no primordiales para el funcionamiento.

El concepto de microgrid ha tenido un gran desarrollo en el ámbito académico y teórico durante los últimos 20 años, despertando un gran interés en su implementación en el mundo real. Debido a los costos y la dificultad en la construcción de los proyectos pilotos de prueba, con el objetivo de realizar los test para los diferentes equipos, configuraciones, y funciones de una microgrid antes de su puesta en marcha en una infraestructura eléctrica real, en los últimos los proyectos basados en HIL (Hardware in the loop) y plataformas a escala en un ambiente controlado están siendo realizados. El mensaje debe ser claro, es necesario desarrollar más plataformas de prueba de laboratorio (modelos a escala) para la comprensión de los nuevos temas relacionados con el campo de la generación, distribución y consumo de energía. Adicionalmente servirán para la implementación de complejas y sofisticadas soluciones en las áreas de comunicaciones, control & automatización y electrónica de potencia.

REFERENCIAS

- [1] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, Apr. 2005.
- [2] R. H. Lasseter, "MicroGrids," *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, pp. 305–308, 2002.
- [3] J. A. Rexachs, "Paneles fotovoltaicos con un 96% de eficiencia." [Online]. Available: <http://www.canarias7.es/blogs/verdal/2008/11/paneles-fotovoltaicos-con-un-9.html>.
- [4] "Paneles solares fotovoltaicos." [Online]. Available: <http://erenovable.com/2007/06/25/paneles-solares-fotovoltaicos-con-407-de-eficiencia/>.
- [5] "Windmill Efficiency," 2001.
- [6] F. González, "Aplicación de sistemas multiagentes a redes de energía inteligente," Universidad de Alcalá, 2010.
- [7] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects 78," *Power*, no. august, 2007.
- [8] M. Barnes, J. Kondoh, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, N. Hatziargyriou, and T. Green, "Real-world microgrids-an overview," *System of Systems ...*, 2007.
- [9] T. Erge, "Tests for Microgrids," *International Journal*, vol. 22, pp. 643–645, 2007.
- [10] "Pilot Microgrids: Kythnos Microgrid." [Online]. Available: <http://www.microgrids.eu/index.php?page=kythnos&id=2>. [Accessed: 12-Feb-2012].
- [11] MVV Energie, "Pilot installation: Residential Area, Mannheim-Wallstadt, Germany," *Nov 16, 2006*, 2006. [Online]. Available: http://www.microgrids.eu/documents/061117_MMG_WPF_Mannheim.pdf. [Accessed: 12-Feb-2012].
- [12] R. Lasseter, "Integration of Distributed Energy Resources – The CERTS Micro Grid Concept," 2003. [Online]. Available: <http://certs.lbl.gov/certs-der-micro.html>. [Accessed: 20-Jul-2011].
- [13] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *Power and Energy Magazine, IEEE*, no. february, 2010.
- [14] energreencol, "Energías Renovables en Colombia," [Online]. Available: <http://www.energreencol.com/>.
- [15] D. I. A. D. ROSSO and I. A. GHIA, "HACIA UN DISEÑO ENERGÉTICO EFICIENTE DE UNA CIUDAD MODELO.," 2008.
- [16] K. A. Srivastavam, "Smart Grid Modeling and simulation," *may 18, 2011*, 2011. [Online]. Available: http://www.kth.se/polopoly_fs/1.147182!/Menu/general/column-content/attachment/2011_srivastava_KTH_smartgridmodelingandsimulation.pdf.

- [17] O. Mohammed, "A laboratory based microgrid and distributed generation infrastructure for studying connectivity issues to operational power systems," *Power and Energy ...*, pp. 1–6, 2010.
- [18] J. Jeon, J. Kim, and S. Kim, "Performance Evaluation of Microgrid Management System by using a Hardware- In-Loop-Simulation Method," 2010.
- [19] G. Lu, D. De, and W.-Z. Song, "SmartGridLab: A Laboratory-Based Smart Grid Testbed," *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, no. i, pp. 143–148, Oct. 2010.
- [20] M. A. Rt, "WIRELESS TECHNOLOGIES FOR SMART GRID A WIRELESS SMART GRID TESTBED IN L AB WEN -ZHAN SONG , DEBRAJ DE, AND SONG TAN, GEORGIA STATE UNIVERSITY," no. June, pp. 58–64, 2012.
- [21] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *Power and Energy Magazine, IEEE*, no. february, 2010.
- [22] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, Apr. 2001.
- [23] S. Chowdhury, S. . Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. London: The Institution of Engineering and Technology, 2009, p. 297.
- [24] S. Abusharkh, R. Arnold, J. Kohler, R. Li, T. Markvart, J. Ross, K. Steemers, P. Wilson, and R. Yao, "Can microgrids make a major contribution to UK energy supply?," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, no. 2, pp. 78–127, Apr. 2006.
- [25] R. H. Lasseter and P. Piagi, "Microgrid: A Conceptual Solution," *Test*, no. June, 2004.
- [26] T. Markvart, "Microgrids," *Refocus*, Jul-2006. [Online]. Available: http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/intelligent-power-technologies/grid-applications/microgrids/Documents/3558_White paper Microgrids_EN_LR.pdf.
- [27] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, Apr. 2001.
- [28] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, Apr. 2005.
- [29] V. U. Hoffmann, *Photovoltaic Solar Energy Generation*. .
- [30] solener, "SISTEMAS SINCRONIZADOS A RED."
- [31] R. A. Cullen, "What is Maximum Power Point Tracking (MPPT) and How Does it Work?" [Online]. Available: http://www.blueskyenergyinc.com/uploads/pdf/BSE_What_is_MPPT.pdf.
- [32] "OFF-GRID POWER SYSTEMS," 2011. [Online]. Available: <http://www.wholesalesolar.com/products.folder/systems-folder/OFFGRID.html>.
- [33] N. Modern, G. Strategy, and C. Economy, "ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE," *Energy*, no. February, 2008.

- [34] X. X. R. F. Modules, “XBee ® /XBee-PRO ® RF Modules,” 2009.
- [35] D. I. Inc, “What is API (Application Programming Interface) Mode and how does it work?” [Online]. Available: <http://www.digi.com/support/kbase/kbaseresultdetl?id=2184>.
- [36] D. I. Inc, “Escaped Characters and API Mode 2.” [Online]. Available: <http://www.digi.com/support/kbase/kbaseresultdetl?id=2199>.
- [37] T. L. Vandoorn, B. Zwaenepoel, J. D. M. De Kooning, B. Meersman, and L. Vandeveldel, “Smart microgrids and virtual power plants in a hierarchical control structure,” *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 1–7, Dec. 2011.
- [38] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets,” *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, Nov. 2008.
- [39] Xm, “Portal de indicadores de energia,” 2012. [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>.
- [40] “LAS TRAMAS API EN EL PROTOCOLO ZIGBEE,” 2012.
- [41] Cirrus Logic, “CS5463,” 2011. [Online]. Available: http://cirrus.com/en/pubs/proDatashet/CS5463_F3.pdf.
- [42] A. Grade, F. Integrated, H. E. Linear, and C. Sensor, “ACS714 Allegro current sensor 20A.”
- [43] J. P. S. José Rafael Lajara Vizcaíno, “LabVIEW: Entorno gráfico de programación,” 2011. [Online]. Available: [http://books.google.com.co/books?id=ZFQua3-eeQEC&pg=PA172&lpg=PA172&dq=lectura+visa+labview&source=bl&ots=qG-tPdPImo&sig=d3WUFMnNQVDXm6JMD9FkMYkVrm4&hl=es-419&sa=X&ei=A5-pULvRJo6q8ASp9oCoAg&ved=0CFMQ6AEwBw#v=onepage&q=lectura visa labview&f=false](http://books.google.com.co/books?id=ZFQua3-eeQEC&pg=PA172&lpg=PA172&dq=lectura+visa+labview&source=bl&ots=qG-tPdPImo&sig=d3WUFMnNQVDXm6JMD9FkMYkVrm4&hl=es-419&sa=X&ei=A5-pULvRJo6q8ASp9oCoAg&ved=0CFMQ6AEwBw#v=onepage&q=lectura%20visa%20labview&f=false).

ANEXOS

Anexo 1. Perfil de demanda de bogota Agosto 13-19/2012

En la tabla.. se muestran los datos de la potencia consumida en la ciudad de Bogotá desde el 13 de agosto al 19 de agosto con una variación horaria.

Hora	Potencia en Watt						
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
1	1081	1185	1204	1208	1203	1226	1139
2	1027	1131	1148	1147	1144	1152	1066
3	1000	1109	1121	1122	1124	1118	1030
4	1016	1122	1128	1126	1131	1117	1015
5	1142	1245	1252	1231	1240	1168	1026
6	1417	1534	1515	1464	1462	1239	1022
7	1528	1638	1631	1612	1604	1348	1025
8	1658	1736	1735	1738	1737	1526	1141
9	1794	1853	1855	1862	1864	1676	1276
10	1887	1912	1914	1931	1932	1771	1371
11	1943	1963	1975	1980	1986	1833	1427
12	1985	1993	2004	2012	2019	1862	1453
13	1948	1956	1962	1973	1984	1832	1453
14	1910	1910	1914	1934	1939	1745	1414
15	1912	1917	1915	1928	1946	1652	1350
16	1906	1915	1914	1928	1931	1615	1313
17	1886	1897	1892	1898	1890	1587	1291
18	1865	1857	1860	1871	1850	1615	1343
19	2046	2072	2083	2071	2028	1835	1589
20	2129	2156	2163	2153	2111	1895	1680
21	2028	2068	2069	2065	2003	1804	1640
22	1810	1830	1835	1826	1802	1626	1492
23	1543	1559	1567	1563	1572	1407	1321
24	1325	1337	1341	1336	1373	1230	1170

Tabla... Consumo de energía en Bogotá tomado de []

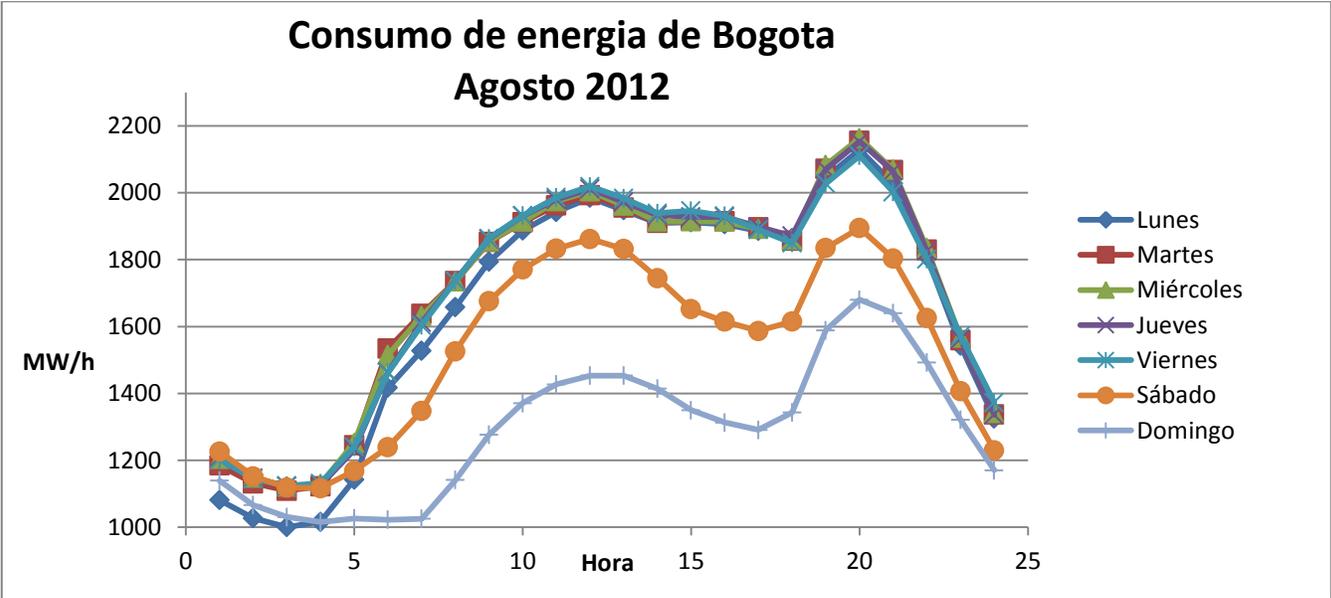


Figura 1. Perfil de demanda de energía de Bogotá en el mes de agosto 2012

Anexo 2 Protocolo de pruebas

Esquema de pruebas

1. Inicialización del sistema:

- 1.1 Conectar cables, y la GD dejando la red principal de última.
- 1.2 Prender los equipos AMI 1, 5 y 6.
- 1.3 Prender los inversores grid tie y verificar que se encuentran sincronizados. Observando las luces de cada uno en verde.
- 1.4 Cerrar interruptores de error. Las luces de las cargas deben estar encendidas en este momento.
- 1.5 Correr el programa SCADA y encender todos los equipos AMI restantes. En el computador se debe observar la lectura de potencia de todos los sensores sin errores.
- 1.6 Encender el inversor off grid.

En este punto ya se puede empezar a utilizar la maqueta.

2. Operación conectada a la red

2.1 **Hardware:**

- 2.1.1 Se garantiza el estado 1.

2.2 **Interfaz gráfica**

- 2.2.1 Se debe observar en las graficas de todos los sensores la lectura de potencia. El indicador de los estados recorre la maquina de estados desde el 1 hasta el 6 cíclicamente. Los indicadores deben estar en las posiciones de la tabla 1 y se debe mantener este estado durante 2 minutos sin cambios.
- 2.2.2 Terminados los dos minutos iniciales en las opciones se selecciona voltaje rms y se observa en todas las graficas de los 6 sensores el voltaje rms durante 2 minutos. El único cambio en los indicadores es que el correspondiente a potencia activa pasa a off y se enciende voltaje rms.
- 2.2.3 Pasados dos minutos, en las opciones se selecciona corriente rms y se observa en todas las graficas de los 6 sensores la corriente rms durante 2 minutos. El único cambio en los indicadores es el correspondiente a voltaje rms, pasa a off y se enciende corriente rms.
- 2.2.4 Pasados dos minutos, en las opciones se selecciona frecuencia y se observa en todas las graficas de los 6 sensores la frecuencia durante 2 minutos. El único cambio en los indicadores es el correspondiente a voltaje rms, pasa a off y se enciende corriente rms.
- 2.2.5 Finalmente luego de verificar los dos minutos con la opción de frecuencia se regresa a la opción de potencia activa. Y se continúa con el paso 3.

3. Variación de la carga

3.1 **Hardware:**

- 3.1.1 Cuando se garantice el estado de los diferentes sensores en potencia (2.2.1 correctamente), se debe empezar a variar las cargas mediante los interruptores azul (conjunto residencial), verde (Centro Comercial) y rojo (Hospital), respectivamente las cargas (bombillos) se deben apagar completamente.

3.2 **Interfaz gráfica:**

- 3.2.1 Deberá variar el valor de potencia activa en las distintas graficas según se accionen los interruptores. Para cada nodo de las cargas que presente una falla la maquina tiene un estado de falla en el que se activa una alarma sonora.
- 3.2.2 Primero se genera la falla del conjunto residencial cambiando de posición el interruptor azul con esto se deben apagar únicamente los bombillos azules y en el pc se deben observar los indicadores en las siguientes posiciones (**Ver Tabla 1**), la grafica de potencia correspondiente al conjunto residencial debe ser 0.
- 3.2.3 Luego se enciende el interruptor del conjunto residencial (azul) y estos bombillos se van a encender. Se genera la falla del hospital cambiando de posición el interruptor rojo con esto se deben apagar únicamente los bombillos rojos y en el pc se deben observar los indicadores en las siguientes posiciones (**Ver Tabla 1**), la grafica de potencia correspondiente al hospital debe ser 0.
- 3.2.4 Luego se enciende el interruptor del hospital (rojo) y estos bombillos se van a encender. Se genera la falla del centro comercial cambiando de posición el interruptor verde con esto se deben apagar únicamente los bombillos verdes y en el pc se deben observar los indicadores en las siguientes posiciones (**Ver Tabla 1**), la grafica de potencia correspondiente al centro comercial debe ser 0.
- 3.2.5 Después de haber verificado el correcto funcionamiento de las fallas individuales se cambia de posición el interruptor del conjunto residencial, con esto deben estar apagados los bombillos del conjunto residencial y el centro comercial, y en el pc se deben observar los indicadores en las siguientes posiciones (**Ver Tabla 1**), la grafica de potencia correspondiente al conjunto residencial y al centro comercial deben ser 0.
- 3.2.6 Por ultimo se abre el interruptor del hospital (rojo), con esto se debe apagar completamente la maqueta, en el pc se deben observar los indicadores en las siguientes posiciones (**Ver Tabla 1**), las graficas de potencia correspondientes a todas las cargas deben ser 0.
- 3.2.7 Finalmente se encienden todos los interruptores de las cargas, obteniendo el resultado del estado 1 de nuevo y se pasa a la siguiente operación.

4 Interconexión red a isla

4.1 **Hardware:**

- 4.1.1 El sistema debe estar operando en (2) y se cambia de posición el interruptor de la red principal (negro) abierto. Todas las cargas (bombillos) se apagarán, los inversores grid tie pasarán a falla indicando con sus leds (rojos). El inversor off grid se conecta a la microgrid y enseguida el segundo inversor grid tie se sincroniza a este.

4.2 **Interfaz gráfica:**

- 4.2.1 Deberá variar el valor de potencia activa en las distintas graficas de todos los sensores y los indicadores cambian de estado (**Ver Tabla 1**). Cuando se presente la falla la maquina de estados pasara a un estado de falla en el que se activa una alarma sonora. Adicionalmente en todos los sensores se puede ver un mensaje de error.
- 4.2.2 Todas las graficas deben mostrar 0 de potencia incluida la red principal.
- 4.2.3 Se reconectan los dos paneles solares, los sensores 5 y 6 deben mostrar un valor de potencia diferente de 0 y sus indicadores cambian. (**Ver Tabla 1**).

5 Modo isla

5.1 **Hardware:**

- 5.1.1 El hospital se debe encender de nuevo funcionando únicamente con la GD esto se puede verificar teniendo el interruptor de la red principal apagado, el inversor grid tie que va directo a la microgrid sincronizado (leds en verde) y el otro grid tie en modo de falla (leds en rojo).

5.2 **Interfaz gráfica:**

- 5.2.1 La maquina de estados se queda en un estado(14) donde solamente monitorea el sensor 1, en la pantalla se indica que esta en modo isla y la grafica del hospital muestra la potencia correspondiente, su indicador vuelve al estado inicial.

6 Interconexión isla a red

6.1 **Hardware:**

- 6.1.1 El interruptor de la red principal se debe encender, y el hospital se apaga, luego el inversor grid tie se desconecta.

6.2 **Interfaz gráfica:**

- 6.2.1 En todos los sensores se puede ver un mensaje que ya se encuentran listos para la reconexión, los indicadores cambian (**Ver Tabla 1**) y todas las graficas vuelven a 0.
- 6.2.2 Se reconectan los dos paneles solares y la red principal, los sensores 1,5 y 6 deben mostrar un valor de potencia diferente de 0 y sus indicadores cambian.(**Ver Tabla 1**)
- 6.2.3 Se reconectan todas las cargas mostrando su valor de potencia normal y sin ningún indicador de alarma.
- 6.2.4 El sistema vuelve al modo de operación 2

7 Respuesta de la demanda

7.1 **Hardware:**

- 7.1.1 Se debe garantizar que la microgrid se encuentra en modo de operación normal, es decir conectada a la red y con todas las cargas encendidas, en este modo de operación no se permiten fallas en las cargas. Luego dependiendo de la selección del usuario la carga residencial y/o el centro comercial presentaran desconexión según el caso.

7.2 **Interfaz gráfica:**

- 7.2.1 Como la microgrid esta en modo de operación normal la maquina de estados debe cambiar desde el estado 1 al 6 monitoreando la red, luego de verificar esto se debe cambiar la escala de tiempo en el sub vi del SCADA asignado una división de tiempo. Para simular la operación de la microgrid durante un día que será equivalente en tiempo real a numero determinado de minutos. Por ultimo el usuario debe escoger la opción de respuesta de la demanda.
- 7.2.2 Plan de precios
 - 7.2.2.1 Seleccionada la opción de plan de precios el sistema va a variar el precio de la energía en tres rangos, bajo medio y alto (se debe ver en el recuadro de precio)

dependiendo de la hora del día estos datos cambian tomando como referencia el perfil de carga de Bogotá tomado de [xm]. Cuando el SCADA indique que el precio es alto una sección del conjunto residencial y el centro comercial se deben apagar y la grafica de potencia de estos muestra el cambio en el consumo. En cualquier otro estado de precio se debe mantener encendido. Por ultimo se deshabilita la opción de plan precio y se continua con el siguiente paso

7.2.3 Plan de incentivos

7.2.3.1 La opción de plan de incentivos se activa, tomando como referencia el perfil de carga de Bogotá tomado de [xm] se puede observar que el pico de demanda de energía es alrededor de las 7 de la noche entonces se definió un rango de 6 de la tarde a 9 de la noche para realizar el deslastre de carga. Cuando el SCADA indique que la hora se encuentra dentro del rango se asume que el usuario (conjunto residencial) recibe un incentivo y se desconecta una sección del conjunto residencial se debe apagar y la grafica de potencia de este muestra el cambio en el consumo. Por ultimo se cancela la opción de plan de incentivos y se continúa con el siguiente paso.

7.2.4 Plan pre-pago

7.2.4.1 Finalmente se debe fijar una recarga de consumo, luego se puede activar la opción de plan pre-pago. Mientras que el consumo del conjunto residencial este se mantendrá conectado a la microgrid, cuando este llegue al 90% un indicador de recarga se pondrá en rojo alertando esta situación, entonces se debe aumentar la recarga de tal modo que el conjunto residencial continúe encendido. Cuando la recarga sea menor que el consumo inmediatamente el conjunto residencial quedara desconectado de la microgrid, se puede verificar que la grafica de potencia muestra 0. Por ultimo se deshabilita el botón de plan de precios y se vuelve la operación normal.

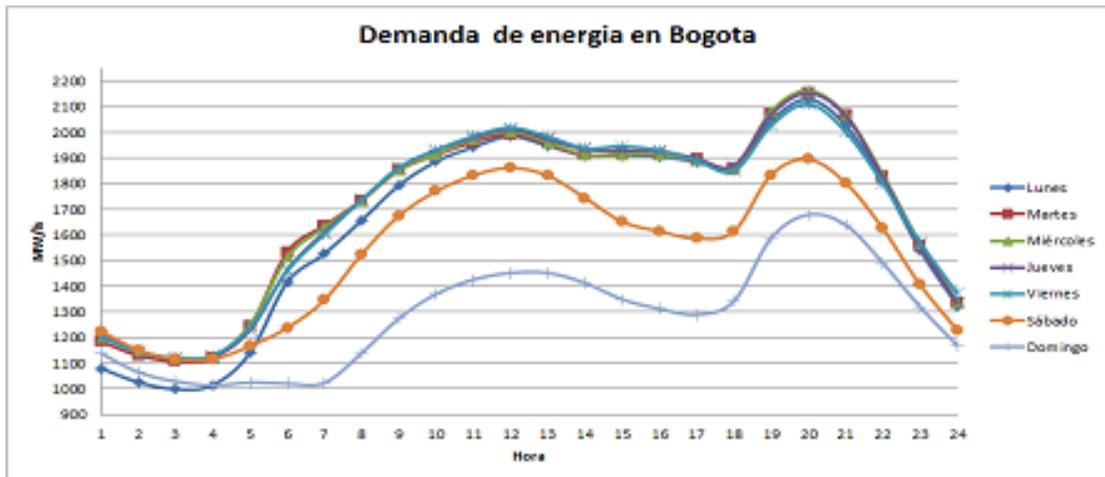


Figura1 Perfil de Demanda de Bogotá Durante una Semana del Mes de Agosto

Tabla 1 Estado de los Indicadores para los Diferentes Escenarios

Indicador	Inicialización	Operación conectada a la red	Variación de la carga						Interconexión red a isla	Modo isla	Interconexión isla a red	Respuesta a la demanda		
			3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6				7.2.2	7.2.3	7.2.4
Red principal	On	On	On	On	On	On	On	On	Off	Off	Off	On	On	On
Modo isla	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	On	Off	Off	Off	Off
Panel 1	On	On	On	On	On	On	On	On	Off	On	Off	On	On	On
Panel 2	On	On	On	On	On	On	On	On	Off	On	Off	On	On	On
Conjunto residencial	On	On	Off	On	On	Off	Off	On	Off	Off	Off	On	On	On
Hospital	On	On	On	Off	On	On	Off	On	Off	On	Off	On	On	On
Centro comercial	On	On	On	On	Off	Off	Off	On	Off	Off	Off	On	On	On
Potencia activa	On	On	On	On	On	On	On	On	On	On	On	On	On	On
Voltaje rms	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off
Corriente rms	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off
RD(programa de precios)	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off
RD(programa incentivos)	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	On	Off
RD(pre-pago)	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	On	Off	Off
RD(recargue)	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off / On*

* Se activara en rojo cuando el valor de energía recargada se cumpla.