

**SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Materia:

Residencia profesional.

Informe técnico:

Sistema eléctrico inteligente aplicado a sistemas fotovoltaicos

Alumno:

López Gutiérrez Gabriel.

Asesor Interno:

M. C. Osvaldo Brindis Velazco.

Asesor Externo:

Ing. Oscar Reyes Escamilla.

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, a 01 de diciembre del 2017

Índice

1	Introducción.....	7
1.1	Antecedentes.....	7
1.2	Estado de arte.....	8
1.3	Justificación.....	10
1.4	Objetivos.....	11
1.5	Metodología.....	12
2	Fundamento Teórico.....	14
2.1	Modulos fotovoltaicos	14
2.2	Redes Inteligentes (Smart Grids).....	22
2.3	Tendencias en el mercado de redes inteligentes	29
2.4	Sistemas SCADA	38
3.	Desarrollo	42
4.	Resultados.....	56
5.	Conclusion	68
6.	Referencias Bibliograficas.....	70
7.	Anexos	74
	ANEXO A. Tablas de irradiación solar.....	74

Listado de figuras

Figura 1. Elaboración de una instalación fotovoltaica inteligente.....	12
Figura 2. Ejemplos de tipos de tecnologías aplicadas al silicio.....	16
Figura 3. Ejemplos de tipos de tecnologías aplicadas al silicio.....	17
Figura 4. Composición del panel fotovoltaico.....	18
Figura 5. Condiciones del sistema en usos residenciales.	19
Figura 6. Condiciones del sistema en uso comercial.....	20
Figura 7. Elementos que conforman los sistemas fotovoltaicos.....	20
Figura 8. Elementos que conforman la estructura para el montaje de los módulos fotovoltaicos.	21
Figura 9. Estructuras de desarrollo en redes inteligentes.	31
Figura 10. Técnicas de desarrollo para las redes inteligentes.....	32
Figura 11. Servicio de energía eléctrica inteligente.	34
Figura 12. Diagrama de redes eléctricas.....	35
Figura 13. Composición de las partes en torres de transmisión.	36
Figura 14. Control de procesos con sistemas SCADA.....	36
Figura 15. Arquitectura de comunicaciones para monitoreo.....	45
Figura 15. Propuesta de diseño del sistema SCADA.	47
Figura 16. Obtención de variables en protocolo Modbus.....	48
Figura 17. Configuración de las variables en Modbus.	49
Figura 18. Lectura de registros de entrada y sostenimiento en Modbus.	50
Figura 19. Variables configuradas en el Gateway Sync 3000.....	51
Figura 20. Actividad del mapeo de las variables del protocolo IEC60870-5-104.	52
Figura 21. Mapeo de las variables del OPC Cliente IEC60870-5-104 y valor leído de cada una de ellas.	53
Figura 22. Configuración de las variables del FsGateway.	53
Figura 23. Tags configurados en el SCADA a partir de la OPC FsGateway.	54
Figura 24. Sistema SCADA construido para lectura de variables.	55
Figura 25. Condiciones previas al proyecto.	56
Figura 26. Formato de levantamiento.....	57
Figura 27. Cálculos y obtención del número aproximado de módulos que se requieren.	58
Figura 28. Grafico con valores promedio de consumo.....	59

Figura 29. Datos esenciales del aviso recibo.....	59
Figura 30. Explicación de las partes importantes de aviso recibo.....	60
Figura 31. Dibujos 3D.	60
Figura 32. Colocación de los módulos acorde a la propuesta aprobada.....	61
Figura 33. Resumen de propuesta a aplicar.....	62
Figura 34. Cuidados que se deben tener en sistemas isla.	65
Figura 35. Evidencia del proyecto terminado -parte 1-.	66
Figura 36. Evidencia del proyecto terminado -parte 2-.	66
Figura 37. Resumen fotográfico de las mediciones correspondientes a cada cadena de módulos.	67

Listado de tablas

Tabla 1 Principales iniciativas de redes inteligentes por país.	24
Tabla 2 Diferencias entre Micro-redes y Sistemas Interconectados.....	40
Tabla 3 Diferencias entre SCADA para Micro-redes y SCADA para Sistemas Interconectados.	41
Tabla 4 Variables de monitoreo por el SCADA	46
Tabla 5 Variables con sus respectivas direcciones en Modbus y IEC60870-5-104.	51

1 INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

Desde antaño, hablando en forma generalizada y haciendo mención resumida de los actos de la humanidad para con la energía solar, me permito mencionar que, “el sol” se usa como fuente lumínica y de radiación calorífica para la mayoría de los casos. En usos ordinarios y cotidianos, aun en la actualidad, muchos de los hogares rurales de México, lo usan para calentar agua de forma natural e inclusive en zonas urbanas (por así expresarlo), la misma radiación solar es usada como terapia ósea, hablando del ramo de la medicina.

Sin embargo, ahondando sobre el giro de la ingeniería, y especificando aún más, dentro de la ingeniería eléctrica, se ha visto como fuente potencial de generación de energía eléctrica, y este gremio ha estado demostrando a través de la historia de la misma, los avances tecnológicos y conocimientos a través de una serie de experimentos, desde la creación de la primera pila por Alessandro volta, hasta llegar a lo que en este trabajo nos enfocaremos, los módulos solares.

Encauzándonos sobre los módulos solares, y resumiendo su historia, me permito redactarlo en lo siguiente; su naturaleza se basa en los minerales semiconductores como el Silicio (Si), Cadmio (Cd) entre otros, que se procesan para generar lingotes que según su refinamiento se subdividen en laminas (células) monocristalinas o policristalinas. Obtenidas estas, se estructuran en serie y paralelos para formar lo que son celdas solares. Entonces un nuevo arreglo de un conjunto de celdas solares se le llama panel fotovoltaico.

El arreglo que puede formarse de los paneles solares se le denomina, módulos fotovoltaicos. Debido a la versatilidad de arreglos que existen en los arreglos con módulos fotovoltaicos se puede cubrir y/o abastecer las necesidades de energía requeridas en cierto porcentaje. Se han estado implementando en zonas urbanas para reducir de forma significativa o en su mejor caso, cuando los recursos económicos de quien contrata estos servicios le permiten, cubrir de forma total su gasto energético mediante un sistema isla.

En virtud que cada elección que el contratante pueda adquirir tiene sus ventajas como desventajas, sintetizaré sus ventajas y desventajas generales versus una de otra. Al adquirir un sistema isla, se evita la dependencia energética con la red nacional de energía eléctrica de

México, su desventaja es que al requerir de un centro de almacenamiento (baterías), requiere una mayor y constante revisión de sus componentes, mantenimiento y como extra, su costo se eleva mucho más que el uso de arreglos convencionales.

En su contraria, adquirir un sistema convencional, donde el sistema instalado genera y es conectado a la red nacional tenemos las siguientes ventajas, su costo es mucho más económico respecto al sistema isla, el cliente puede fungir como cogenerador, lo que conlleva a la generación de la energía que necesita para su propio consumo y de generar en exceso, el restante se inyecta a la red nacional, lo que se ve reflejado en remuneración económica en su recibo eléctrico.

Aunque las ventajas de este sistema aparente ser superior a sistema anterior (isla), la desventaja principal que puede enfrentar este sistema es que, al estar interconectado a la red nacional, se convierte en dependiente de la misma. Es decir, si la red nacional sufriera colapsos o apagones como coloquialmente se conocen, esta presentaría dificultades para abastecer de la energía demandada que el usuario o cliente requiere.

Es por ello que se busca hacer de estos sistemas, tanto el convencional como el sistema isla, un sistema inteligente, en el cual en aprovechamiento de los conocimientos y tecnologías actuales y de vanguardia, se fusionen para lograr este propósito. Una herramienta en la cual apoyarnos son las redes inteligentes (Smart Grids), Sistemas Scada entre otros, que más adelante explicaré con profundidad en el apartado del marco teórico.

1.2 Estado del Arte

M. Jaya Bharata Reddy, D. Venkata Rajesh, Pathirikkat Gopakumar, Dusmanta Kumar Mohanta, departamento de Eléctrica y Electrónica, Thiruchirappalli, India, desarrollaron un software para la localización inteligente de fallos de operaciones en redes inteligentes, basándose en el uso de técnicas de inteligencia computacional RTU, como un sistema adaptativo neuro-difusa inferencia (ANFIS) y la red neuronal artificial (ANN) [1].

NeeraJ Khera ; Divya Shukla ; Vipul Kumar, Dept. de ECE, ASET, Universidad de Amity, UP, India, Se enfocan en las redes neuronales artificiales para el modelado de módulos fotovoltaicos inteligentes, que permitan una mayor practicidad y aprovechamiento de los mismos, lo que conlleva a elevar los índices de contribución al medio ambiente [2].

Merouan Belkasmi ; Mensah K. Anaty ; Khalid Bouziane ; Mohamed Akherraz ; Mohamed Elouahabi ; Tayeb Sadiki ; Mustapha Faqir, Escuela de Energías Renovables y Estudios del Petróleo, Universidad Internacional de Rabat, 11000 - Sala el Jadida, Technopolis, Marruecos, Estudian el rendimiento de un módulo fotovoltaico de alta concentración utilizando tres modelos de predicción, los cuales al finiquito de dichos registros se evalúan para ser sometidos a gráficos que faciliten su comprensión para analizar el resultado [3].

Haitao Liu ; Guomin Zhou ; Shuai Zhou, Instituto de Ingeniería Eléctrica, Academia China de Ciencias, Beijing, Centro de Investigación y Demostración de Nuevas Energías del Tíbet, Lhasa, aplican un método de medición que analiza la relación del rendimiento de los módulos fotovoltaicos bajo condiciones de luz natural. [4].

Markus Schweiger ; Werner Herrmann ; Andreas Gerber ; Uwe Rau, TÜV Rheinland Energy GmbH, TÜV Rheinland Group, Alemania & IEK5-Photovoltaik, Forschungszentrum Jülich GmbH, Alemania, A través de técnicos y experimentos actuales buscan comprender el rendimiento energético de los módulos fotovoltaicos en diferentes climas por análisis de pérdida de rendimiento lineal de la relación del rendimiento del módulo. [5].

Soheil Derfshi Beigvand, Hmdi Abdi, Sri Niwas Singh, Universidad de Razi Irán y del Instituto Indio de Tecnología Kanpur India, realizaron un estudio y análisis de la estabilidad el voltaje en redes de distribución inteligentes radiales basado en los datos de tensión medida en tiempo real mediante estructuras SG y VSI. [6]

Gabriel López Gutiérrez, Instituto Tecnológico Nacional de México Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez, mediante un proyecto residencial, aportará nuevas conjeturas sobre la

modernización de los módulos fotovoltaicos aplicado a Sistemas Eléctricos Inteligentes enfocados a Sistemas Fotovoltaicos, iniciando con las de la empresa Elirmex S. A. DE C. V. [7]

1.3 Justificación

Uno de los impactos en los que el proyecto se encuentra es en el área económica-política al anexar nuevas personas al gremio de la cogeneración de energía eléctrica y por si fuera poco como potenciales usuarios independientes en el caso de los clientes que contraten sistemas isla que son generadores de la energía eléctrica que requieren de generar en exceso podrán inyectar a la red la energía en exceso.

Por lo tanto, otro sector en el que impacta es en el ámbito tecnológico y administrativo de la empresa Elirmex, al hacer uso de las tecnologías actuales e implementarlas al fusionar dichas tecnologías a los sistemas fotovoltaicos, simplifica el monitoreo de la energía generada y facilitando la localización de las fallas que se produjeran en el sistema.

Ahondado a lo anterior se puede determinar que en esencia esto favorece al usuario debido a que obtiene más beneficios con el proyecto fotovoltaico, logrando que el cliente se le permita un mayor acercamiento a su sistema, así como estar informado con detalles técnicos traducidos a lenguajes comunes para un mejor entendimiento del sistema contratado.

1.4 Objetivos

General:

Estudiar el diseño y dimensionamiento de un sistema eléctrico inteligente para sistemas fotovoltaicos en la empresa Elirmex S. A. DE. C. V.

Específico:

- Recopilación de datos históricos del gasto y consumo eléctrico por parte del cliente.
- Estructurar una metodología para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.
- Aplicar Smarth Grids (redes inteligentes) para el uso eficiente de energía producida por los módulos fotovoltaicos.

1.5 Metodología

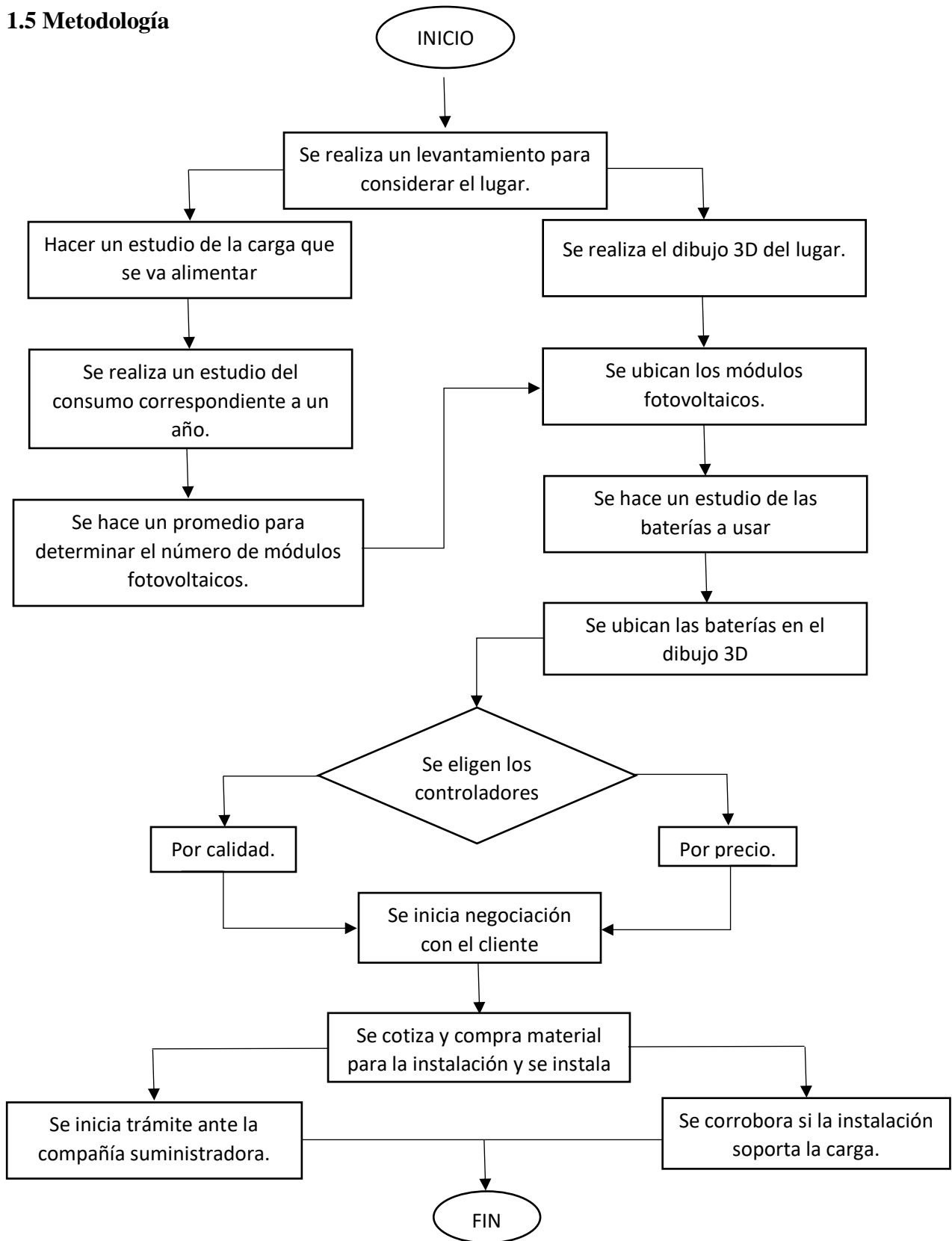


Figura 1. Elaboración de una instalación fotovoltaica inteligente.

En la figura 1.1 podemos observar el proceso para la elaboración de una instalación fotovoltaica inteligente, la cual se formula con ayuda de la empresa Elirmex S.A de C.V., como se puede observar en el primer bloque se indica que para todo proyecto es esencial el tener conocimiento de cómo se realiza un levantamiento y que datos son los que más información proporcionan para el proyecto, así como las condiciones en las que se encuentra el lugar en donde se propondrá el sistema fotovoltaico (SFV).

En los siguientes bloques se incluyen las participaciones de varias partes de la empresa como lo son: el área de ventas y el área de ingeniería ya que los cálculos y los diseños van de la mano con lo que el área de ventas pueda concretar con el cliente ya que para los sistemas fotovoltaicos se pueden desarrollar de diferentes maneras partiendo de los componentes con los que se cuente, que dichos cambian sus características tanto de diseño como características de fabricación.

Por consiguiente, después de ello se puede realizar acciones como las negociaciones con el cliente ya que de estas negociaciones pueden surgir cambios los cuales pueden afectar en las compras de materiales o el lugar en donde se pretenda implementar el SFV, es decir, el cliente debe aprobar todas las cuestiones que se le serán instaladas para que se pueda proseguir con la compra de materiales y con lo anterior programar visita para la instalación del SFV.

Por último, en los últimos bloques se mencionan cuestiones en las cuales se repercute la instalación en la cual se debe cubrir aspectos como lo es que el sistema pueda soportar la carga que se quiera cubrir, también se toma en consideración el monitoreo del sistema que se pretenda poner en implementación, así como los tramites que se necesitan para implementar los SFV.

2. Fundamento Teórico

2.1 Módulos Fotovoltaicos

Como he mencionado de forma introductoria, para llegar a ser un panel solar como tal, se pasa por un proceso largo, desde la obtención de la materia prima (semiconductores como el Silicio) hasta el arreglo necesario para tener cierto potencial, según la radiación solar del lugar donde se pretende instalar. Es por ello por lo que pasaremos a las generaciones de las celdas fotovoltaicas como resumen de su historia y luego sobre los diferentes tipos de tecnologías.

El principio de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos se basa en el efecto fotovoltaico o efecto fotoeléctrico, mediante la captación de fotones provenientes de la luz solar, los cuales inciden con una cierta cantidad de energía en la superficie del panel, esta interacción provoca el desprendimiento de los electrones de los átomos de silicio, rompiendo y atravesando la barrera de potencial de la capa semiconductor.

Lo que genera una diferencia de potencial, que si se conecta una carga entre los terminales del panel se iniciará una circulación de cc o cd. La unión de celdas fotovoltaicas da origen a un panel fotovoltaico, el que consiste en una red de celdas solares conectadas en serie para aumentar la tensión de salida continua hasta el valor deseado, o bien, conectadas en paralelo con el propósito de aumentar la corriente de salida del sistema.

Primera Generación: consistían en una gran superficie de cristal simple. Una capa de unión P-N (similar a un diodo), capaces de generar energía eléctrica a partir de energía luminosa proveniente del sol. Se fabrican mediante un proceso de difusión con obleas de silicio, es por esto que también se lo conoce como celdas solares basadas en oblea. Corresponde a la tecnología que predomina en el mercado actual, abarcando aproximadamente el 86% del total de paneles fotovoltaicos.

Segunda Generación: se basan en el uso de depósitos epitaxiales muy delgados de semiconductores sobre obleas con concentradores. Existen dos clases de celdas fotovoltaicas epitaxiales: las espaciales y las terrestres. Las celdas espaciales, generalmente poseen eficiencias AM0 (Air Mass Zero) más altas, cercanas al 28 o 30%, aunque su costo por Watt más alto. En las terrestres en cambio, la película delgada se ha desarrollado usando procesos de bajo costo, pero su eficiencia AM0 es menor que la anterior, rondando entre 7 y 9%.

La tecnología de celdas solares de película delgada considera un ahorro notable en los costos de producción, que, junto a su reducida masa, apropiada para aplicaciones sobre materiales flexibles y livianos, incluso en materiales de origen textil, representan grandes ventajas de la tecnología. Las de Ga y As para aplicaciones espaciales, con eficiencia AM0 sobre el 37%, se encuentran en estado de desarrollo para aplicaciones de elevada potencia.

Tercera Generación: propuesta desde el año 2007, representa una tecnología muy diferente a las dos anteriores, ya no utiliza la unión P-N. Para aplicaciones espaciales se estudian dispositivos de huecos cuánticos y dispositivos que incorporen nanotubos de carbono, los que pueden alcanzar una eficiencia AM0 superior al 45%. En cambio, para aplicaciones terrestres, se están investigando dispositivos que incluyan celdas electroquímicas, polímeros, nanocristales y tintas sensibilizadas, de las cuales ya es posible ver algunos modelos.

Cuarta Generación: si bien es cierto no es una tecnología desarrollada, se estima que esta generación consistiría en una mezcla de nanopartículas con polímeros para formar una capa simple multiespectral. Luego se monta una capa sobre otra para fabricar celdas solares multiespectrales definitivas. Este tipo de celdas serán más eficientes y baratas. Respecto a la tecnología de fabricación (planchas monocristalinas, planchas policristalinas o láminas delgadas o mejor conocidas como amorfas) menciono los siguientes párrafos.

Silicio Monocristalino: celdas fabricadas en base a láminas de un único cristal de muy alta pureza y estructura cristalina casi perfecta. El espesor aproximado de las láminas es de 1/3 a 1/2 milímetro, las cuales son cortadas de una gran barra o lingote monocristalino creado a una temperatura cercana a 1400° C, siendo este un proceso muy costoso. La eficiencia de

estas celdas ha llegado hasta el 24,7% en laboratorio y a un 16% en paneles comerciales. Este tipo de tecnologías son los más desarrollados en el mercado con hasta 25 años de garantía.

Silicio Policristalino: fabricadas a través de un proceso de moldeo, para esto se funde el silicio y luego se vierte sobre moldes. Una vez que el material se ha secado, se corta en delgadas láminas. El proceso de moldeo es menos costoso que uno de lámina de silicio monocristalino, pero son menos eficientes, debido a que el proceso deja imperfecciones en la superficie de la lámina. La eficiencia de conversión alcanza valores alrededor del 19,8% en laboratorio y de 14% en paneles comerciales.

Tanto en el proceso de fabricación de láminas de silicio monocristalino, como policristalino, casi la mitad del silicio se pierde como polvo durante el corte. En seguida se muestran imágenes de los paneles monocristalinos y policristalinos respectivamente en las cuales se pueden apreciar las características de cada una de las láminas en mención.



Figura 2. Ejemplos de tipos de tecnologías aplicadas al silicio, como se muestra en el inciso a) el cual representa silicio monocristalino y en b) el silicio policristalino.

Silicio Amorfo: es una tecnología de lámina delgada y se fabrica depositando silicio sobre un sustrato de vidrio de un gas reactivo, tal como silano (SiH_4). Además, es posible aplicarlo como película sobre sustratos de bajo costo como cristal o plástico. La tecnología de fabricación ha cambiado rápidamente, lo que ha generado un aumento de su eficiencia, llegando a valores entre 5 y 10% para paneles comerciales y de 13% en laboratorios.

Existen tecnologías de lámina delgada que incluyen láminas de silicio multicristalino, seleniuro de cobre e indio/sulfuro de cadmio, telurio de cadmio/sulfuro del cadmio y arseniuro de galio. Este tipo de tecnología ofrece una serie de ventajas como: deposición y un ensamblado más fácil, la capacidad de ser depositadas en sustratos o materiales de construcción baratos, los que incluso pueden ser flexibles, producción en masa, y conveniencia para grandes aplicaciones. Su costo es inferior a las dos tecnologías anteriores.

Otras tecnologías de lámina delgada son; Telurio de cadmio con rendimiento en laboratorio 16% y en paneles comerciales 8%, Arseniuro de Galio que es uno de los materiales más eficientes, alcanza un 25,7% de rendimiento en laboratorio y 20% en paneles comerciales, Diseleniuro de cobre en indio con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en paneles comerciales del 9%, Paneles Tándem que combinan dos tipos de materiales semiconductores distintos alcanzado rendimientos del 35%.



Figura 3. Tecnología de paneles tándem de materiales semiconductores

De forma general, la cantidad de energía que entrega un dispositivo fotovoltaico está determinado por el tipo y el área del material, la intensidad de la luz del Sol, y la longitud de onda de la luz del Sol. Una característica importante de las celdas fotovoltaicas es que el voltaje de la célula no depende de su tamaño, y sigue siendo bastante constante con el cambio de la intensidad de luz.

Puesto que una sola celda fotovoltaica típica tiene un voltaje de trabajo cercano a 0.5 V, estas generalmente se conectan juntas en serie para proporcionar voltajes más grandes y en paralelo para incrementar la corriente, formando de esta manera Paneles Solares. Es por ello que según las necesidades de cada cliente se acomodan un arreglo específico para cubrir total o parcialmente su consumo energético.

La estructura de un Panel Solar es parecida a un sándwich el cual está formado por una capa anti-reflejante para poder absorber la mayor cantidad de luz posible, una capa de substrato de vidrio templado de alta transmisión el cual se pega con pegamento Etileno Acetato de Vinilo o EVA a las celdas fotovoltaicas conectadas en serie, una placa de fibra de vidrio para colocación de las celdas, otra capa más de EVA y finalmente un Termoplástico como aislante.

Existen dos tipos de sistemas solares, uno es el Sistema autónomo o remoto (Isla), el cual no está conectado a la red eléctrica y está equipados con sistemas de acumulación de energía (baterías). Dado que el sistema fotovoltaico sólo puede proporcionar energía durante el día, es necesario acumular parte de esa energía, para que pueda ser utilizada en momentos de radiación solar reducida o durante la noche.

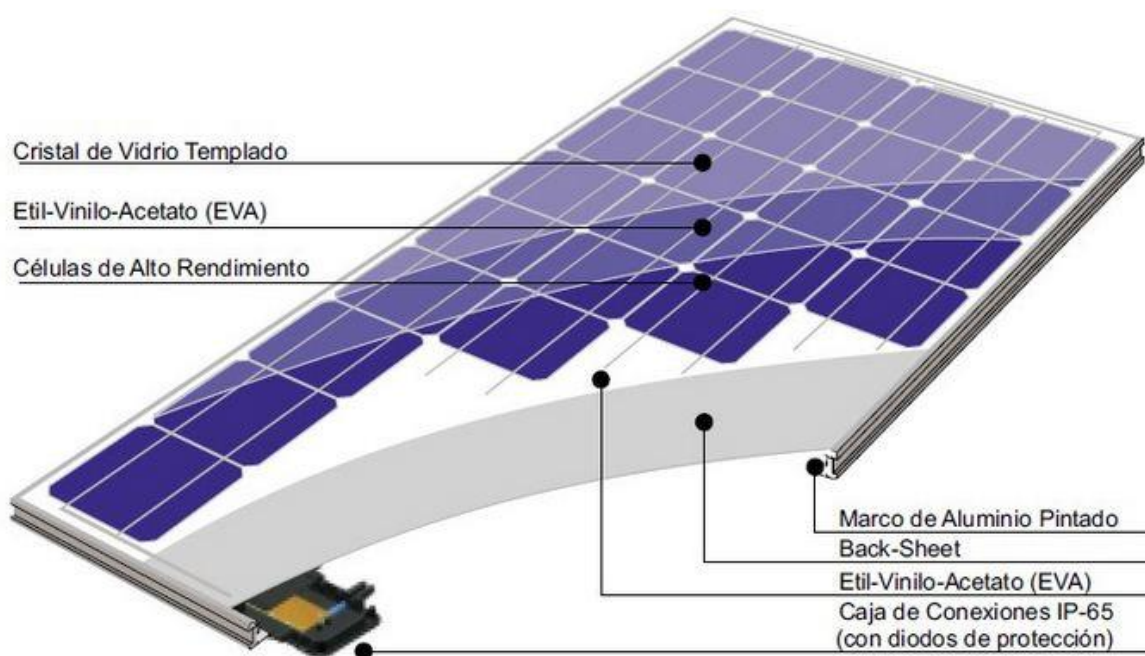


Figura 4. Composición del panel fotovoltaico.

Además, es necesario un regulador de tensión, que sirve fundamentalmente para preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso. Estos sistemas son utilizados comúnmente para electrificación rural, estaciones repetidoras, señalización, aplicaciones marítimas, etc. Sin embargo, es importante mencionar que los costos de adquisición de este sistema son muy elevados.

Y el otro sistema es el Sistemas Interconectados a la Red Eléctrica. En estos, toda la energía producida se inyecta en la red eléctrica, por lo que no requiere ningún sistema de acumulación de energía (baterías), con lo cual son más baratos y fiables. Su principal ventaja es la ausencia de los problemas derivados del uso de baterías (conservación, descargas limitadas, etc.) y la continuidad del suministro eléctrico aún en caso de avería.

Este tipo de sistemas pueden ser instalados para uso Residencial, Comercial o Plantas Solares y están pensados para producir ahorros energéticos que pueden ser del 10%, 30%, 50% o hasta el 100%. Los ahorros alcanzados dependen del Consumo Energético que se tenga en el sitio y de la cantidad de Módulos Fotovoltaicos que se instalen. Los componentes generales son, el generador fotovoltaico (Módulos), inversor/micro inversor, tablero de distribución principal, monitoreo vía remota o aplicación, y un medidor bidireccional.

En uso residencial:

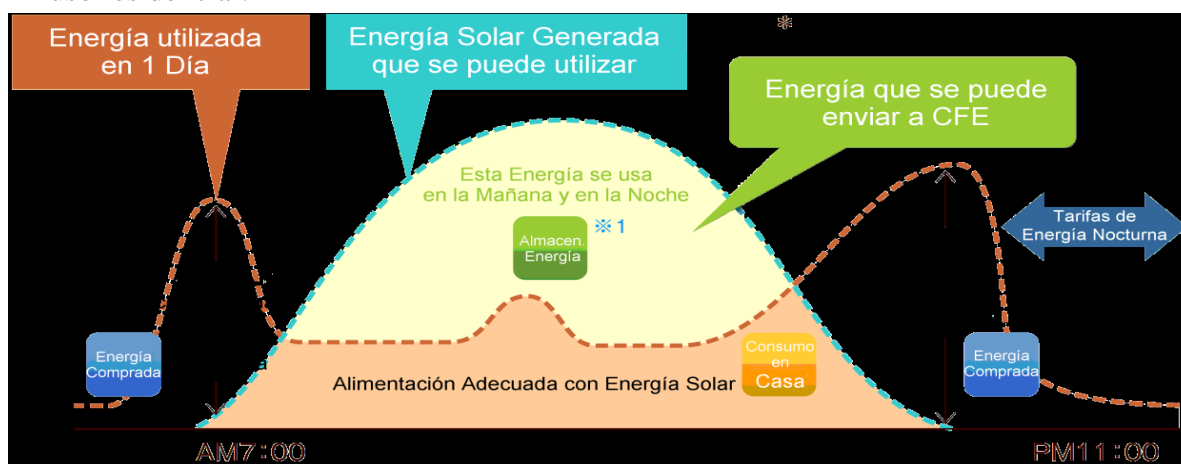


Figura 5 Condiciones del sistema en usos residenciales.

En uso comercial:

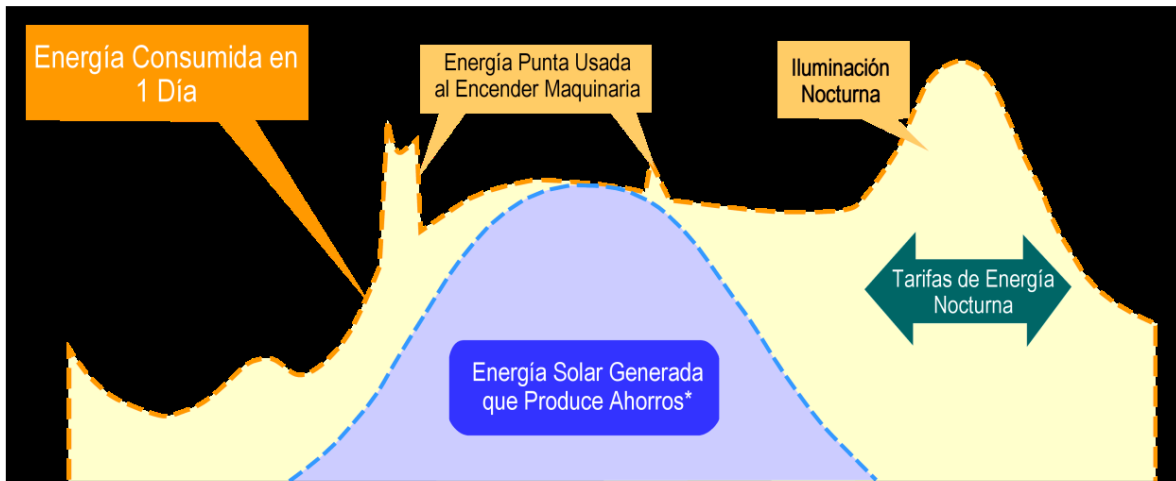


Figura 6. Condiciones del sistema en uso comercial.

Los elementos que conforman un sistema FV interconectado a la red son los propios módulos que están en una constitución de arreglos de cadenas, que son instalados en la mejor ubicación para maximizar la potencia de salida de corriente continua.

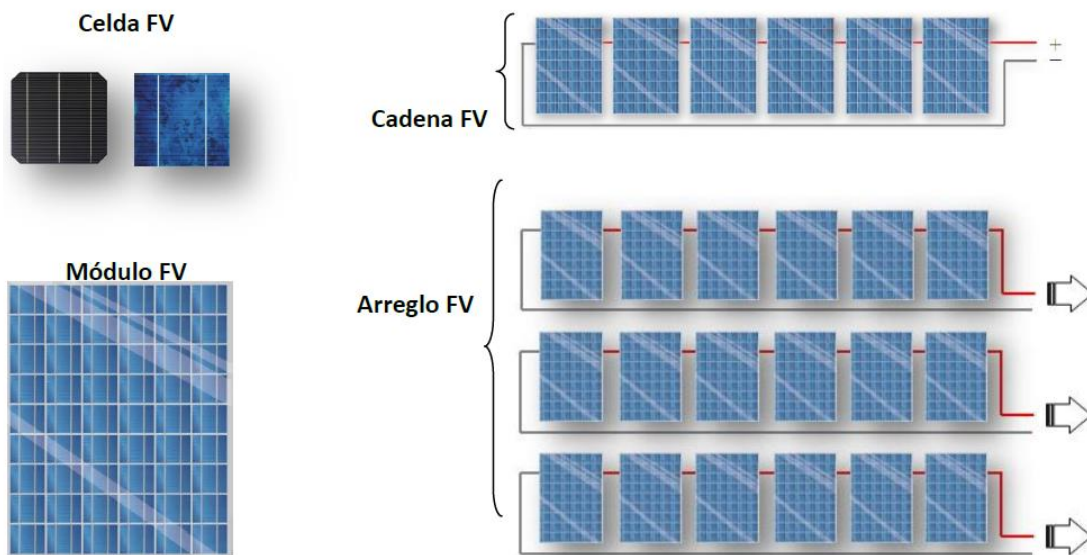


Figura 7. Elementos que conforman los sistemas fotovoltaicos.

Otro elemento es la Estructura soporte, que es la encargada de asegurar un buen anclaje del generador solar, facilitan la instalación de mantenimiento de los paneles a la vez que proporcionan no solo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para un mejor aprovechamiento de la radiación. Se emplean perfiles de aluminio para la

sujeción y conexionado de los módulos, asegurando un buen contacto eléctrico entre el marco de los módulos y los perfiles de soporte evitando la oxidación galvánica, y brindan una seguridad frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador FV o efectos inducidos por descargas atmosféricas.



Figura 8. Elementos que conforman la estructura para el montaje de los módulos

Los módulos fotovoltaicos producen corriente eléctrica continua (cc), por lo que para aplicaciones de interconexión con la red se requiere su transformación a corriente alterna (ca). El inversor tiene la misión de transformar la corriente continua del arreglo fotovoltaico en corriente alterna (cc /ca) para su consumo en sitio o inyección de los excedentes a la Red Eléctrica de C.F.E. perfectamente sincronizada en frecuencia y fase con la Red Pública, ya sea trifásica, monofásica o bien de alta, media o baja tensión

Y un medidor bidireccional que está constituido por un contador de la energía producida por el sistema solar fotovoltaico exportada hacia la red pública nacional y otro que en contraposición medirá el consumo importado desde la red pública nacional. El valor neto mostrando indica la producción neta de electricidad consumida por la propiedad. Este medidor reemplazará al existente utilizado para la medida del consumo eléctrico del usuario que se dispusiera antes de la interconexión a red del sistema solar fotovoltaico.

2.2 Redes Inteligentes (Smart Grids)

El Departamento de Energía de los Estados Unidos define las redes inteligentes como “un tipo de tecnología que las personas están usando para modernizar los sistemas de suministro del servicio público de electricidad, según las exigencias del siglo XXI, utilizando equipo de cómputo con base en el control remoto y la automatización. Estos sistemas son posibles gracias a la tecnología de comunicación bidireccional y al equipo de procesamiento que se ha utilizado durante décadas en otras industrias.

Están empezando a utilizarse en las redes eléctricas, desde centrales eléctricas y parques eólicos hasta los consumidores de electricidad en los hogares y empresas. Ofrecen muchos beneficios a empresas de servicios públicos y a los consumidores, que son mayormente observados en grandes mejoras en la eficiencia energética de la red eléctrica y en los hogares y oficinas de los usuarios de energía” (energy.gov, 2012).

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) define las redes inteligentes de la siguiente forma en estas líneas: “Una red inteligente es una red eléctrica que utiliza tecnologías digitales y otras tecnologías avanzadas para controlar y gestionar el transporte de electricidad, a partir de todas las fuentes de generación, con el fin de satisfacer la demanda variable de electricidad de los usuarios finales.

Las redes inteligentes coordinan las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de red, usuarios finales y actores del mercado eléctrico para utilizar todas las partes del sistema de la manera más eficiente posible, reduciendo al mínimo los costos y el impacto ambiental mientras se aumenta al máximo la fiabilidad, resistencia y estabilidad del sistema” (IEA, 2011).

El Instituto Coreano de Redes Inteligentes (KSIGI, por sus siglas en inglés) establece que una “Red inteligente se refiere a una red de próxima generación que integra la tecnología de la información a la red eléctrica existente para optimizar la eficiencia energética a través del intercambio bidireccional de información eléctrica, en tiempo real, entre los proveedores y

los consumidores”. Las redes inteligentes mejoran la eficiencia energética, ofrecen una solución al cambio climático y sirven como un motor de crecimiento económico (Jeju SGTB, 2012a).

Para mejorar la eficiencia energética, la tecnología de redes inteligentes optimiza la gestión de la oferta y la demanda de energía eléctrica, minimiza la pérdida de energía eléctrica entre las centrales eléctricas y los consumidores y ahorra electricidad. Debido a una reducida demanda pico, se pueden evitar también los costos relacionados con la construcción de nuevas plantas de energía.

Como una solución al cambio climático, las redes inteligentes de energía generan menos emisiones de gases de efecto invernadero a través de una mayor eficiencia y del uso de energías renovables limpias. Hasta diciembre de 2011, la capacidad total instalada de las energías renovables en el mundo era de 565 GW; la capacidad de energía eólica, 239 GW; las pequeñas centrales hidroeléctricas, 184 GW; la energía a partir de residuos y biomasa, 57 GW, la energía solar, 73 GW; la energía geotérmica, 11 GW y la energía marina, 0.6 GW (Pew Charitable Trusts, 2011).

La tecnología de las redes inteligentes mejorará la integración de esta capacidad de energía renovable en la infraestructura de red existente y nueva, además de crear nuevos puestos de trabajo en la industria. En esta sección se proporciona una selección de las principales iniciativas de redes inteligentes por país y se incluyen también las políticas y proyectos piloto de redes inteligentes.

Tabla 1 Principales iniciativas de redes inteligentes por país

País	Normas & Políticas	Proyecto
Estados Unidos	<p>2003 – “Visión de la red a 2030 (<i>Grid 2030</i>)”, la transición de la nación a la tecnología de redes inteligentes.</p> <p>2007 – Ley de Independencia y Seguridad Energética de 2007 (<i>Energy Independence & Security Act of 2007, EISA</i>).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Proyecto de Demostración de Redes Inteligentes (<i>Smart Grid Demonstration Program, SGDP</i>): demostraciones regionales de redes inteligentes y almacenamiento de energía. ▪ Programa de Apoyo a las Inversiones en Redes Inteligentes (<i>Smart Grid Investment Grant Program, GIG</i>): subvención para la modernización de la red eléctrica. <p>2009 – Ley de Recuperación y Reinversión de Estados Unidos de 2009 (<i>American Recovery and Reinvestment Act of 2009, ARRA</i>); asignación de US\$4.5 mil millones para la modernización de la red (IEA 2011).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ US\$3.8 mil millones para la integración rápida de tecnologías probadas a las redes eléctricas actuales. ▪ US\$435 millones para llevar a cabo demostraciones de redes inteligentes de energía en la región. ▪ US\$185 millones para el almacenamiento de energía y demostraciones. 	<p>2007 – Nueva Jersey: La Compañía de Servicios Públicos de Electricidad y Gas (<i>Public Service Electric and Gas Company, PSEG</i>) lleva a cabo ensayos completos de tarifas de tiempo de uso (ToU, por sus siglas en inglés) y tarifas de período de punta (CPP, por sus siglas en inglés) en hogares normales.</p> <p>2007 – Oregón: La General Electric y la Comisión de Servicios Públicos de Oregón (<i>Public Utility Commission of Oregon, PUCO</i>) instalan 805.000 contadores inteligentes.</p> <p>2008 – Maryland: La Compañía de Gas y Electricidad (Baltimore Gas and Electric Company) implementa un sistema de descuentos por picos críticos (CPR, por sus siglas en inglés) por un período de cuatro meses en un grupo de prueba de 1.000 hogares.</p> <p>2008 – Colorado: Xcel Energy anuncia un proyecto de redes inteligentes por US\$100 millones.</p> <p>2008 – Washington D.C.: El programa piloto de contadores inteligentes PowerCentsDC™ implementa ToU, CPP, y CPR utilizando un banco de prueba de 1.200 consumidores a nivel de hogar.</p> <p>2008 – Dallas, Texas: El Centro de Comercialización de Tecnología Eléctrica (<i>Center for the Commercialization of Electric Technology, CCET</i>) y TXU Energy (Texas Utilities Electric and Gas Company) seleccionan a consumidores para evaluar la Respuesta a la Demanda (RD) pico de Reliant Energy y de Direct Energy.</p> <p>2009 – Florida: Miami contempla instalar un millón de contadores inteligentes inalámbricos (Fehrenbacher, 2009).</p>

		2012 – Massachusetts: 15,000 hogares seleccionados en Worcester para formar parte de un plan de inversión de US\$45 millones durante los próximos dos años (Pilon, 2012).
Canadá	<p>2006 – Código Eléctrico Canadiense 2006 (<i>Canadian Electrical Code 2006 - Amendments</i>) las enmiendas incluyen redes inteligentes.</p> <p>2007 – La Junta de Energía de Ontario (<i>Ontario Energy Board</i>) ordena actualizar la infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés).</p> <p>2009 – El Plan de Acción Económica de Canadá, Presupuesto 2009 (<i>Economic Action Plan, Canada Budget 2009</i>) incluye redes inteligentes.</p> <p>2009 – Futuro energético: infraestructura, cambios y desafíos para 2020 (<i>Energy Future: Infrastructure, Changes and Challenges to 2020</i>).</p> <p>2009 – Ley de energía verde (<i>Green Energy Act</i>) en Ontario, una acción integral de la política de gobierno.</p>	<p>Hasta marzo de 2012, 4.3 millones de hogares de Ontario ya habían instalado contadores inteligentes (Jenkins 2012).</p> <p>Para el año 2013, la British Columbia planea instalar contadores inteligentes para todos sus clientes.</p>
Unión Europea	<p>2006 - Visión y estrategia de las redes inteligentes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2007 – Se seleccionan cinco áreas estratégicas de investigación. ▪ 2008 – Se seleccionan seis implementaciones estratégicas de redes inteligentes. <p>2008 – Paquete de Energía y Clima (<i>Climate and Energy Package</i>): Se adoptan tres de los 20 objetivos meta de la UE para el año 2020: reducir las emisiones de gases de efecto</p>	<p>Italia – Desde 2000 a 2005, el Proyecto Telegestore invirtió 2.5 mil millones EUR para desplegar 31 millones de contadores inteligentes y más de 100,000 subestaciones automatizadas de distribución. En 2011, como resultado de un esfuerzo continuo posterior a las acciones del Proyecto Telegestore, se adjudicaron ocho proyectos financiados en base a tarifas para la gestión avanzada y automatización de redes. Se otorgaron 200 millones EUR para hacer demostraciones de la tecnología de redes inteligentes y modernizar la red en el sur de Italia (IEA 2011).</p>

	<p>invernadero en un 20%, ahorrar 20% del consumo energético de la UE y recibir el 20% del consumo energético total de la UE de la energía renovable.</p> <p>2008 – (España) Sustitución obligatoria de los contadores existentes por nuevos contadores inteligentes (IEA 2011).</p> <p>2009 – (Reino Unido) El Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido (<i>British Department of Energy and Climate Change, DECC</i>) y la Oficina de los Mercados de Gas y Electricidad (<i>Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem</i>) publican un mapa de ruta de redes inteligentes de energía del Reino Unido (<i>Electricity Networks Strategy Group</i> 2010).</p> <p>– (Francia) La Agencia Francesa de Medio Ambiente y Gestión de la Energía (<i>Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, ADEME</i>) creó una hoja de ruta de redes inteligentes en Francia (Gioria, 2009).</p>	<p>España – De 2007 a 2010, se invirtió 24 millones EUR en el Proyecto de redes inteligentes DENISE (Distribución Energética, Inteligente, Segura y Eficiente). En 2015 la empresa de servicios públicos Endesa desplegará la gestión de contadores automatizados para más de 13 millones de clientes, mientras que la empresa de servicios públicos Iberdrola instalará 10 millones (IEA 2011).</p> <p>Alemania – En 2008 la Misión de la E-Energía (<i>E-Energy Mission</i>) invierte 60 millones EUR en los proyectos de redes inteligentes de eTelligence, EDeMa, MOMA, MEREGIO y RegModHarz.</p> <p>Inglaterra – En 2009 se invirtió £500 millones para implementar redes inteligentes en cuatro ciudades.</p> <p>Francia – En 2012 se comprometen 4 millones EUR para la tecnología de redes inteligentes y en 2007 el despliegue de más de 350.000 contadores inteligentes a través del Proyecto LINKY.</p> <p>Países Bajos: El proyecto de ciudad inteligente Amsterdam Smart City (ASC), en los Países Bajos, pretende instalar estaciones de carga inteligente de energía limpia para vehículos eléctricos (VE) en 300 localidades y aumentar en un tercio el porcentaje de uso de energía renovable.</p>
<p>India</p>	<p>2003 – Ley de Electricidad 2003 (<i>Electricity Act of 2003</i>): para mejorar la eficiencia y la capacidad de generación y distribución de energía eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribución de energía eléctrica: un tema clave. ▪ Tasa de crecimiento anual de la energía del 12%. ▪ Las pérdidas de líneas de transmisión y distribución promedian el 26% de la producción total de energía eléctrica; en algunos estados las pérdidas alcanzan hasta un 62%. Las pérdidas han alcanzado hasta un 50%, si 	<p>2009 – Asociaciones iniciadas con Google y PowerMeter para implementar los contadores inteligentes de Google en las grandes ciudades como Mumbai y Delhi (Pahwa, 2009).</p>

	<p>tomamos en cuenta las pérdidas no técnicas, como el robo de energía.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdida financiera: 1.5% del PIB nacional y en constante aumento. <p>2007 – Plan Energía para Todos (<i>Power for All plan</i>): en 2012 se requiere 1 TW adicional de capacidad. Con el fin de satisfacer la creciente demanda, India tiene planificado, para 2020, ampliar su infraestructura de energía en más del 100% (UPI, 2007).</p> <p>2008 – El Plan de Acción Nacional sobre Cambio Climático (<i>National Action Plan on Climate Change</i>): hace énfasis en la energía solar.</p>	
<p>Japón</p>	<p>2008 – Se invirtió ¥20 mil millones en energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Integración de la generación de energía solar con microredes. ▪ Meta en la generación de energía solar: 34GW (2020), 100GW (2030). <p>2009 – Establecimiento de una hoja de ruta de Tecnología y Desarrollo (T&D, por sus siglas en inglés).</p> <p>2009 – Plan de inversión de ¥30 mil millones para tecnologías de redes inteligentes, incluyendo contadores inteligentes. La Federación de Compañías de Energía Eléctrica de Japón (<i>Federation of Electric Power Companies of Japan</i>) tiene planificado completar la incorporación de la energía solar a su red inteligente en 2020.</p>	<p>Promoción con las corporaciones privadas de la estandarización de redes inteligentes; proyectos de demostración para aumentar la energía solar en 10 islas.</p> <p>2007 – Muchos sitios de demostración de microredes en operación, incluyendo la ciudad de Ota.</p> <p>2009 – Establecimiento de sitios de demostración de líneas de transmisión y generación de energía de próxima generación. A partir de 2013, Toshiba, la Tokyo Electric Corporation y la Tokyo Electric Power Company (TEPCO) trabajarán juntas para desarrollar e instalar contadores inteligentes en el área de servicio de la Tokyo Electric Power Company.</p> <p>2010 – Proyectos piloto de ciudades inteligentes (2010–2014) en cuatro ciudades seleccionadas: Yokohama, Toyota, Kansai y Kitakyushu: planes para desplegar 2,000 VE en Yokohama y 3,100 en Toyota en 2014.</p>

Los desafíos principales a los que se enfrentan las redes inteligentes, es decir, hacer más con menos y mejorar la eficiencia, fiabilidad, seguridad y sostenibilidad medioambiental, dependerán de una combinación de tecnologías de sensores, comunicación, información y control, para conseguir que toda la red sea inteligente, desde el ciclo de producción de energía hasta el suministro y el uso.

Entre los desafíos técnicos más urgentes se encuentran: El crecimiento económico asociado a la capacidad de la red, mientras se minimiza en la mayor medida posible, su impacto ambiental. El aumento del aprovechamiento de los recursos de la red con el control y la gestión del flujo de potencia. La gestión y el control del flujo de potencia para reducir las pérdidas y la demanda máxima en los sistemas de transporte y distribución. La conexión de los recursos de energía renovable de lugares locales y remotos a la red y la gestión de la generación intermitente.

Otros desafíos son; La integración y la optimización del almacenamiento de energía para reducir la demanda de la capacidad en las redes. La integración de las cargas móviles (por ejemplo, vehículos eléctricos recargables) para reducir los esfuerzos en la red y utilizarlos como recursos. La reducción del riesgo de apagones, y si se produce uno, la detección y el aislamiento de las posibles perturbaciones del sistema y la rápida restauración del servicio. La gestión de las respuestas de los consumidores para reducir los esfuerzos en la red y optimizar el aprovechamiento de los recursos.

En los siguientes estratos de este documento, me enfocare en los avances de una nación en particular (Korea) debido a que la información sobre sus avances en redes inteligentes se encuentra más factible y accesible a mis medios, ya que los de nuestra nación (México) aún tiene pocos títulos publicados. Para que con todo ello pueda aplicarlos a la empresa Elirmex y al mundo, dejando mi trabajo plasmado para poder ser compartido para quienes desean adoptarlo o sea de incentivo para inicia una mayor profunda investigación de la misma

2.3 Tendencias en el mercado de redes inteligentes

El Instituto para la Evaluación y Planificación de la Ciencia y la Tecnología de Corea (*Korea Institute of Science and Technology Evaluation and Planning, KISTEP*) (Park y Yong, 2011) identificó varias tendencias importantes de tecnología y mercado. Están surgiendo amenazas de seguridad cibernética para las redes inteligentes, así como también está comenzando a ser una tendencia la distribución automatizada de tecnologías y aplicaciones claves de las redes inteligentes.

Los contadores inteligentes o la infraestructura de medición avanzada (AMI) se están desplegando activamente en Europa y en China está en expansión el mercado de las tecnologías de respuesta a la demanda y la importancia de las capacidades de gestión de datos está creciendo. Las empresas de telecomunicaciones están involucrándose seriamente en proyectos de redes inteligentes y la acción se está expandiendo a los sectores del gas.

Pike Research, LLC (Asmus, Lockhart et al., 2012) también identificó tendencias inminentes de tecnología y mercado. Han determinado que “arquitectura” se convertirá en una nueva palabra de moda en el campo tecnológico de redes inteligentes de energía, pues la importancia del diseño y construcción de redes inteligentes es parte de la corriente principal. Además, Pike reconoció que está próxima la intersección de la automatización de la distribución y la AMI.

La fase de despliegue del contador inteligente también dará lugar a su fase de implementación con el fin de aprovechar al máximo la tecnología, ya que las microredes también pasan de los planes a la realidad. También mencionó amenazas de seguridad cibernética, estuvo de acuerdo con el análisis del KISTEP y estableció que los riesgos de fallas en la seguridad cibernética son inevitables. Así mismo, también reconoció que seguirá progresando el interés de Asia Pacífico en la adopción de las redes inteligentes y tecnologías de redes inteligentes.

La fijación de precios dinámicos será un tema de discusión entre los distintos grupos de consumidores y seguirá el rechazo de los consumidores a los contadores inteligentes. Se revisarán lentamente las actividades en las redes de área doméstica (HAN, por sus siglas en inglés). En el mercado de Estados Unidos, el gasto de estímulo a las redes inteligentes generará, según la ARRA de 2009, no solo resultados productivos sino también preocupaciones.

Para el desarrollo y comercialización de la tecnología se debe desarrollar tecnologías a través de su ciclo de vida completo, incluyendo el desarrollo inicial, la estandarización y la comercialización. Así como impulsar el comercio nacional y promover el apoyo en el extranjero para crear un nuevo crecimiento. Apoyando al desarrollo de la tecnología medular de las redes inteligentes.

Lo que conlleva a proporcionar un sistema nacional de apoyo para la generación de energía renovable, la tecnología de almacenamiento de energía, fundamental para los vehículos eléctricos, la tecnología medular de redes eléctricas inteligentes y la tecnología de seguridad. Basado en una consistencia segura con la política verde a través del desarrollo de tecnologías relacionadas con vehículos eléctricos y energía renovable.

Para centrarse en los compromisos presupuestarios de largo plazo para el desarrollo y comercialización de tecnologías relacionadas; apoyando las inversiones privadas que se activarán en el corto plazo. Para establecer una ciudad piloto con red inteligente en los años presentes y en los venideros, para probar y demostrar la ideología de bajo carbono y crecimiento verde.

Promoviendo productos con alto potencial de comercialización, como vehículos eléctricos, sus cargadores, lectura automática de contadores (AMR, por sus siglas en inglés) sobre la infraestructura del hogar digital (IHD) y dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. Organizando conferencias internacionales sobre el banco de pruebas de éxito como en la Isla

de Jeju y poner a funcionar instalaciones de exposición de experiencias para oportunidades en el extranjero.

Ejecutando Acuerdos de Reconocimiento Mutuo con países que cuentan con grandes inversiones en el sector eléctrico para solucionar obstáculos técnicos al comercio. Que permitan impulsar el mercado potencial de exportación de los países en desarrollo a través del apoyo a programas similares al clima de alianzas de redes inteligentes existente en el mundo. A continuación, se resume lo que el Gobierno Coreano proyecta en la actualidad.

El siguiente es un resumen de los cinco dominios de las redes inteligentes de la Isla de Jeju (KSGI, 2012c).



Figura 9. Estructuras de desarrollo en redes inteligentes.

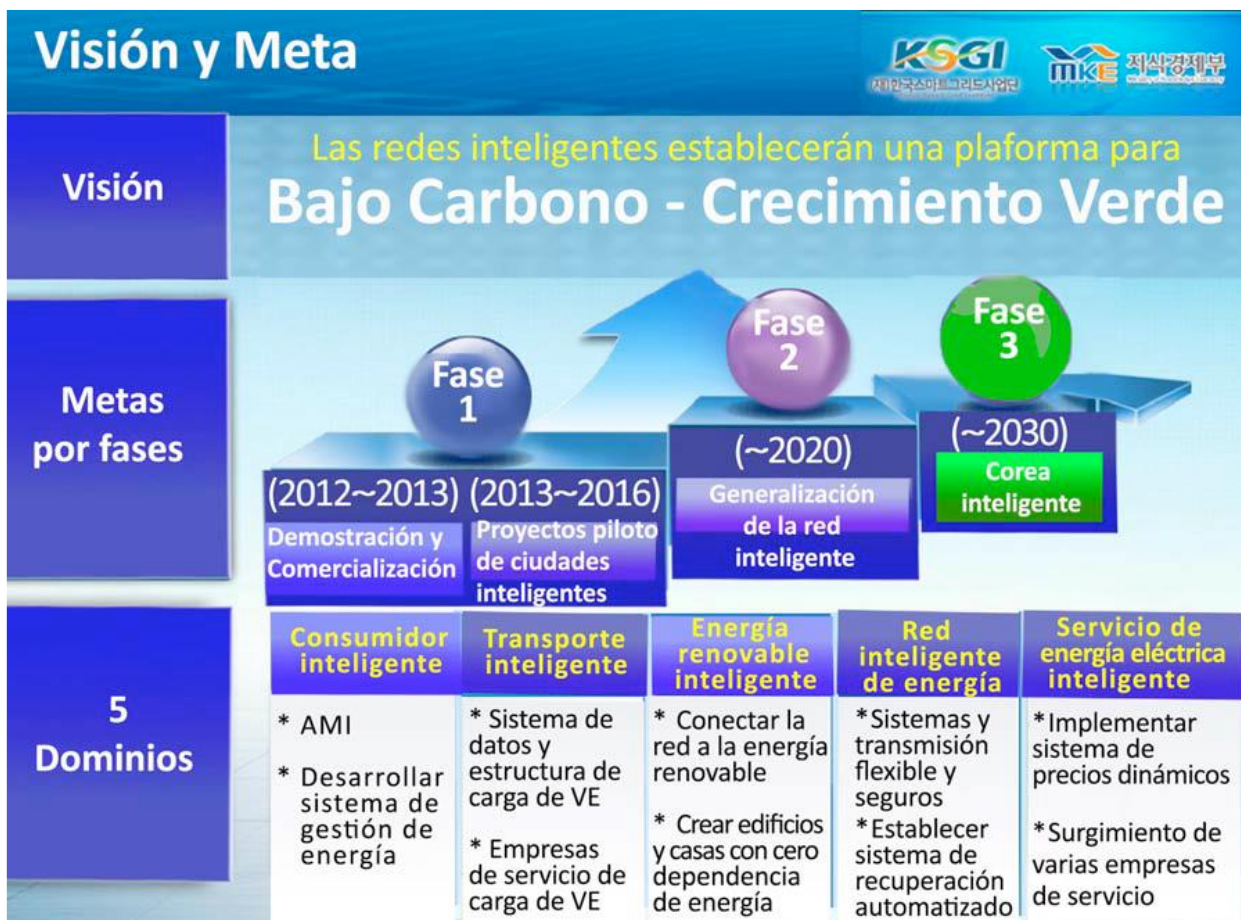


Figura 10. Técnicas de desarrollo para las redes inteligentes.

Territorio inteligente (Consumidor inteligente): Este dominio utilizará el Sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) para reducir el consumo innecesario de energía y aumentar su eficiencia en general. De este modo, el dominio de territorio inteligente creará y seguirá proporcionando un sistema de comunicación bidireccional para la gestión energética entre los consumidores y los proveedores.

En 2012, la República de Corea planea avanzar en el sistema AMI y desarrollar un estándar para el sistema. En 2020, la nación también comenzará un despliegue nacional de contadores inteligentes a gran escala y así ahorrará hasta un 10% más de energía que en la actualidad a través de la adopción de tecnologías y modelos de redes inteligentes.

Transporte inteligente: El dominio de transporte inteligente busca establecer la infraestructura para la carga de VE a nivel nacional y permitir que los consumidores recarguen sus vehículos durante las horas pico y de baja demanda, así como revender la energía que ellos mismos han almacenado. En 2012, se desarrollarán repuestos y materiales de vehículos eléctricos, mientras que un Sistema de vehículo a red (*Vehicle to Grid, V2G*) se implementará en 2020.

Entre los posibles modelos de negocio que pueden surgir de estos desarrollos incluimos la batería para VE y un servicio de alquiler de baterías, así como un sistema de gestión operacional para VE. Un objetivo final para 2030, como su fecha límite, es desplegar alrededor de 2.5 millones de VE e instalar infraestructura con la capacidad de cargar 2.714 VE.

Energía renovable inteligente: La Hoja de Ruta Nacional sobre Redes Eléctricas Inteligentes de Corea anunció los objetivos del dominio de energía renovable inteligente como la creación a gran escala de plantas de generación de energía renovable y la construcción de edificios y casas ecológicas energéticamente independientes a través del uso de energía renovable. La energía renovable es crucial para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Los principales desarrollos tecnológicos incluyen un sistema que ayuda a resolver los problemas de intermitencia de fuentes renovables y un sistema de almacenamiento de energía (*Energy Storage System, ESS*) para la generación de grandes cantidades provenientes de fuentes similares. La República de Corea también planea lanzar modelos de negocios que aborden la producción y venta de energía renovable, así como la exportación de sistemas de almacenamiento de energía. En 2030, el país tiene planificado aumentar el uso de energía renovable en un 11% y los edificios de energía neta cero en un 30%.

Red inteligente de energía: Este dominio es responsable de llevar a cabo pruebas en los sistemas de distribución y transmisión, mientras desarrolla un sistema de auto recuperación automática. Entre los modelos de negocios que se espera que surjan del dominio de red inteligente de energía se incluye un sistema de prueba y certificación para tecnologías y productos de redes inteligentes, así como la exportación de estas tecnologías y productos.

Servicio de energía eléctrica inteligente: El dominio de servicio de energía eléctrica inteligente tiene planificado fomentar la participación del consumidor en este tipo de servicios con la implementación de tasas activas de precios y la promoción de sistemas en línea para el intercambio de energía y subproductos. El sistema de respuesta a la demanda y de tarifas en tiempo real se implementará en 2012, mientras que el sistema en línea se lanzará en 2020.

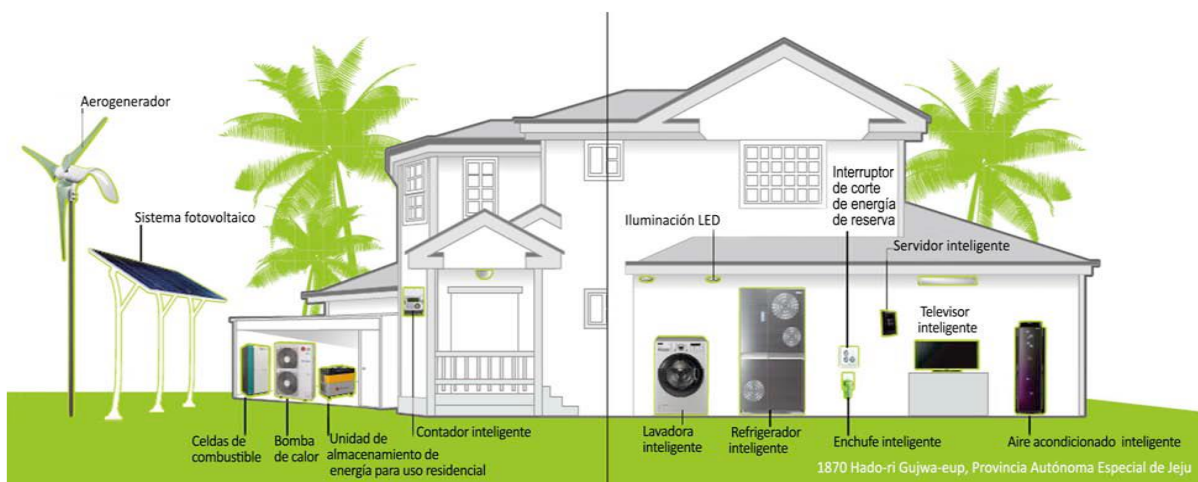


Figura 11. Servicio de energía eléctrica inteligente.

KEPCO es el único consorcio que participa en el banco de prueba del dominio de red inteligente de energía en la Isla de Jeju. El objetivo principal del dominio es desplegar las redes inteligentes de energía a escala nacional en toda Corea y que el 10% de la generación total de energía del país provenga de energías renovables.

En términos monetarios, la meta es alcanzar una reducción en el costo de US\$3 mil millones y US\$4 mil millones en ventas en mercados extranjeros (Hwang, 2012).

KEPCO demostró y verificó las redes inteligentes de energía en campos de prueba reales y la interoperabilidad segura entre la energía renovable inteligente, el transporte inteligente y los dominios inteligentes en los hogares. El involucramiento de KEPCO en el dominio de redes inteligentes de energía se puede clasificar como transmisión inteligente, subestación inteligente, distribución inteligente o Sistema de administración de operaciones de red de energía (*Power Grid Operation Management Systems, PGOMS*), como podemos observar en el gráfico siguiente.



Figura 12. Diagrama de redes eléctricas.

Las tecnologías y servicios que se demostrarán en las cuatro áreas son las siguientes (Hwang, 2012): En el área de transmisión inteligente, se prueban cinco sensores y un sistema operativo mientras se revisa que las líneas de transmisión funcionan en tiempo real. Los sensores miden una diversidad de factores, incluyendo la radiación solar, la dirección y velocidad del viento, la temperatura ambiente, la temperatura actual y la temperatura de los cables.

El sistema operativo toma esta información y calcula la capacidad de transmisión de los cables en tiempo real. Se hace otra prueba en los compensadores de potencia reactiva, con un sistema para la gestión de voltaje, con el fin de reducir la pérdida de energía y estabilizar la red mediante el control de la potencia reactiva. A partir de abril de 2012, se había establecido un dispositivo de detección de voltaje, dos controladores de potencia reactiva y un sistema de control de voltaje.

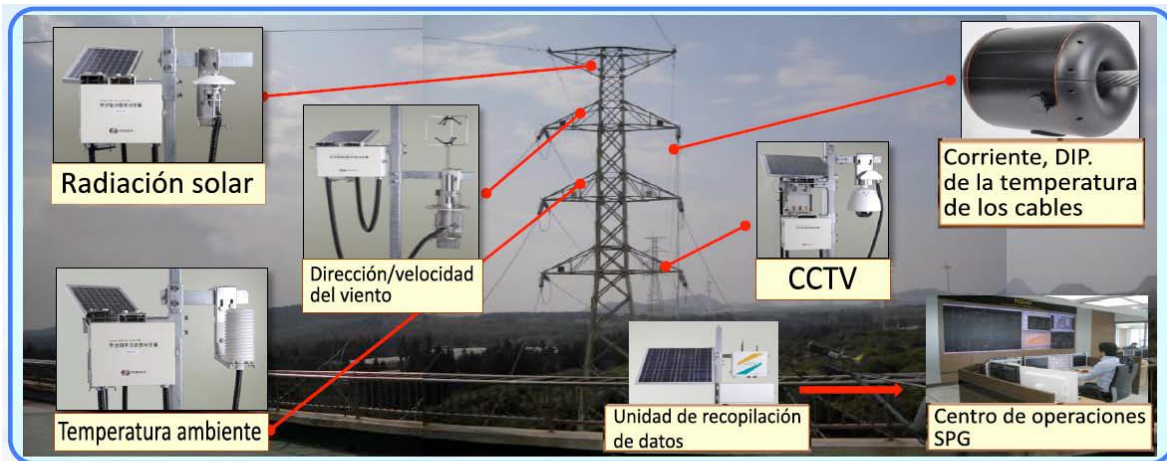


Figura 13. Composición de las partes en torres de transmisión.

En el área de subestaciones inteligentes, existen tres tipos de instalaciones de prueba con 26 juegos de dispositivos electrónicos inteligentes (*intelligent electronic devices, IED*). Un juego de sistemas de monitoreo, junto con 12 juegos de unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) (2 ubicadas en plantas de generación, 10 en subestaciones) monitorean la estabilidad de las redes en tiempo real y evitan apagones o cortes.

Para el área de distribución inteligente, las tecnologías que se están probando y desarrollando incluyen reconectores inteligentes, unidades para el monitoreo de pararrayos, interfaces de generación distribuida y adquisición de datos y control de supervisión.



Figura 14. Control de procesos con sistemas SCADA.

El Sistema de Administración de Operaciones de Red de Energía (PGOMS) integra y opera sistemas conectados a redes eléctricas. Las tecnologías de campo incluyen sistemas de administración de mantenimiento (MMS, por sus siglas en inglés), analizadores de eventos de fallas (FEA, por sus siglas en inglés), monitoreo y diagnóstico de condiciones (MDC), sensores y redes de sensores. Antes de pasar al siguiente tema de mi investigación, dejo de forma resumida lo que México ha aportado en el mercado de redes inteligentes.

La capacidad eléctrica de México en 2009 era de 59.3 GW; el 22.7% era energía renovable (IRENA, 2012; REEEP, 2012). En 2008, su tasa de electrificación nacional era de 97% (REEEP, 2012). En cuanto a la generación de energía, el 75.3% proviene de energía térmica, 19% de energía hidráulica y 5% de energía nuclear (REEEP, 2012). En 2007, el gobierno anunció su Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 (*2007-2012 National Infrastructure Program*) para invertir US\$25.3 mil millones en infraestructura eléctrica.

Las actividades de investigación y desarrollo relacionadas con redes inteligentes (Castro y Gómez, 2012) del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) incluyen una hoja de ruta de redes inteligentes desarrollada por la empresa estatal mexicana de servicios de electricidad, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), una integración a gran escala de energía renovable intermitente, un perfil IEC 61850 para las subestaciones de distribución de CFE, infraestructura de medición avanzada, sistemas de gestión de energía para el hogar, un inversor fotovoltaico, definición y análisis de la operación de distribución e interoperabilidad semántica para la red inteligente de CFE.

2.4 Sistemas SCADA

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) es un sistema informático de recopilación y análisis de datos en tiempo real. Los sistemas SCADA se emplean para monitorear y controlar una planta o equipos en las industrias. En los sistemas eléctricos los operadores de la red de Distribución (ORD) usan los sistemas SCADA para administrar la red.

Con el incremento en la penetración de la generación distribuida (GD), conexión de DER a las redes de distribución, cada día se hace más compleja la labor de administrar la red debido a las restricciones como: límites de tensión, sobrecargas, así como las complejidades de cableado. El ORD a través del sistema SCADA coordina y administra en forma remota la operación de los interruptores de las subestaciones, entre otras funciones.

Algunas capacidades del sistema SCADA son: adquisición y procesamiento de datos, control en forma remota, históricos de datos, alarmas, controles de emergencia, administración de la demanda, etc. Dado que la gestión de la micro-red depende de los sistemas SCADA, se requiere una revisión previa del volumen de datos que van a ser transportados a larga distancia, ya que la fiabilidad de la información podría verse afectada. Es por este motivo que se plantean dos esquemas de control: control con sistema SCADA centralizado y el control con sistemas SCADA distribuido.

Control con Sistema SCADA Centralizado.

Hay algunas funciones que necesitan ser controladas en forma centralizada, por ejemplo: programación de la desconexión de carga y gestión de la demanda, pero el gran desafío reside en la infraestructura de comunicación adecuada para una transmisión de datos confiable. Un SCADA centralizado tiene como ventajas: facilidad en el mantenimiento de hardware y software, base de datos activa, monitoreo de la red a través de un IHM (Interfaz Hombre Máquina).

La desventaja de esta configuración es la infraestructura de comunicaciones ya que esta puede representar un costo significativo, además se pueden presentar problemas en cuanto a la respuesta lenta debido al flujo de información, provocando cuellos de botella y riesgo de fallo.

Control con Sistema SCADA Distribuido

Los sistemas Distribuidos comprenden pequeños sistemas SCADA ubicados en diversos lugares como por ejemplo una subestación. La ventaja de estos sistemas es el bajo costo en cuanto a la infraestructura de la red de comunicación, con la excepción que se requiere un adecuado tiempo de respuesta para las operaciones de conexión y/o desconexión, pero la desventaja puede radicar en la incompatibilidad con el sistema SCADA central, necesidad de instalaciones adicionales para mantenimiento.

No obstante, la aplicación depende de la tecnología, costos, los cuales dependen a su vez de la complejidad y repetitividad del que se le quiera dotar.

SCADA Para Sistemas de Generación de Energía

Se establecen las diferencias que existen entre un sistema eléctrico interconectado y una microred, las que se encuentran en la Tabla 2, de esta comparación se establecen las diferencias existentes entre los sistemas SCADA diseñados para micro-redes y los SCADA desarrollados para sistemas interconectados, las que se encuentran en la Tabla 3. Los componentes de los sistemas SCADA son los que aparecen en los párrafos siguientes.

Hardware: Está compuesto por todos los dispositivos que tiene la capacidad de comunicarse con el sistema, si el equipo no posee una interfaz de comunicaciones este no podrá ser parte del sistema SCADA.

Comunicaciones: La capa de comunicaciones está compuesta por varias partes como: interfaz de comunicaciones, protocolo de comunicaciones, arquitectura, etc.

Software: En la capa de software se encuentran todas las aplicaciones que se utilizarán en el sistema estas son: drivers de los equipos, servidor OPC, aplicaciones.

Tabla 2 Diferencias entre Micro-redes y Sistemas Interconectados

	CARACTERISTICAS DE UNA MICRO-RED	CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA INTERCONECTADO
1	Posibilidad de participación activa con la demanda	La demanda actúa de forma pasiva.
2	Despacho descentralizado.	Despacho Centralizado.
3	Flujo de potencia bidireccional en la red de baja tensión.	Flujo unidireccional en la red de baja tensión.
4	Restauración automática de servicios ante contingencias.	Plan de recuperación del sistema ante contingencias.
5	Sistema flexible que permite la integración de nuevo equipos a la red.	Sistemas con Carencia de Flexibilidad para La integración De nuevos Equipos a la red.
6	Bajas perdidas debido a que los generadores se encuentran cerca de las cargas.	Perdidas elevadas ya que la generación se encuentra alejada de los centros de consumo.
7	Mejor regulación de tensión.	Regulación de tensión alejada de los centros de consumo.
8	Mantenimiento simplificado.	Uso de tecnologías tradicionales para generación.
9	Uso de tecnologías renovables para generación reduce el nivel de contaminación.	Con la tecnología de generación tradicional el nivel de contaminación persiste.
10	Sistemas con redes de longitud corta.	Sistemas que operan con redes de longitud larga.

Tabla 3 Diferencias entre SCADA para Micro-redes y SCADA para Sistemas Interconectados

	CARACTERISTICAS DE UN SCADA PARA MICRO---RED	CARACTERISTICAS DE UN SCADA PARA SISTEMA INTERCONECTADO
1	Costo relativamente bajo (Inversión, operación y mantenimiento).	Alto costo (Inversión, operación y mantenimiento).
2	Bajo mantenimiento.	Mantenimiento del sistema moderado.
3	Sistemas autónomos.	Sistema con operadores que hacen la gestión y supervisión del mismo.
4	Manejo de tags limitado.	Elevado número de tags.
5	Simplicidad en la capa de comunicaciones.	Compleja arquitectura en la capa de comunicaciones.
6	Flexibilidad para conectividad de equipos.	Carente flexibilidad, al necesitar el SCADA ser modificado cada que se anexe un nuevo agente en la red.

3. Desarrollo

En primeras instancias, el proyecto que tome para hacer mi residencia en la empresa Elirmex S. A. DE C. V. tiene por título, Sistema eléctrico inteligente aplicado a sistemas fotovoltaicos, y como tal, a rasgos generales, he proyectado este trabajo para hacer de las instalaciones de la empresa en mención, instalaciones de mayor calidad y eficiencia, en cuanto a monitoreos y aprovechamiento de todo el sistema para con el cliente.

Es necesario mencionar que cuando arribamos a la empresa Elirmex, nos hicieron mención oral y física de un documento que la dirección de la misma extendió en el cual se nos hizo sabedores a todos los residentes de las sanciones económicas que el mal uso de las informaciones que la empresa nos proporcionara nos causaría. Es por ello que, para la redacción de mi reporte final de práctica, me limitare a redactar cuanto me sea permitido expresar.

Debido a la magnitud de mi proyecto, la empresa me dio la facilidad de estar yendo a campo para observar y ser partícipe de las instalaciones que la misma realiza para con sus clientes. Sin embargo, durante la primera semana, el personal del Elirmex, nos estuvo familiarizando con todo el inventario y stock de bodega, en la cual hicimos reconocimiento de los materiales y herramienta usadas durante la instalación de un sistema fotovoltaico.

Como he mencionado anteriormente, luego de estar familiarizados con lo referente a materiales y herramientas, procedí a recurrir a campo, en la cual la primera instalación en la que participe fue en el montaje de una serie de módulos solares que un cliente solicito a Elirmex añadir más módulos a los ya existente. Respetando la carta de confidencialidad antes mencionada, omito nombre y direcciones (solo cuestiones generales) de los clientes en juego, más me enfocaré en los aspectos técnicos.

En seguida de mi primera experiencia instalando módulos, se me fue asignado un proyecto en específico para trabajarlo como mi reporte de prácticas profesionales, el cual consistía a rasgos generales en la implementación de módulos solares de una fábrica de cementos en el estado de Puebla. Al cual debo hacerle la ingeniería correspondiente para proceder a pruebas de los métodos existentes y obtener en base a los mismo una conjetura final del proyecto.

Me permito generalizar que todo mi trabajo consiste en ejecutar un exhausto análisis para determinar cómo implementar un sistema inteligente a los módulos solares que la empresa Elirmex realiza desde hace más diez años. Para ejemplificar mi trabajo colocare como desarrollo del mismo un ejemplo que otros han implementado sobre el mismo dilema a tratar. De forma tal, que este me permita ilustrar lo que me corresponde en mis prácticas profesionales. Para luego plasmar mis actos en el apartado de resultados.

El ejemplo es el siguiente, este trabajo desarrolla una propuesta de diseño de un SCADA para la monitorización y automatización de una solución solar fotovoltaica mediante protocolos industriales como son el Modbus, el IEC 60870-5-104 y comunicación OPC. Este tipo de sistemas está proliferando cada vez más en la industria en donde se deben controlar las variables y el estado de todos los equipos que componen la solución.

El sistema solar que se presenta en este proyecto consta de seis paneles solares, un cargador solar con algoritmo MPPT y cuatro baterías. El cargador solar es el que se encarga de obtener todos los datos de interés del sistema. Allí se obtienen las variables por medio del protocolo Modbus, luego son transportadas por una arquitectura de comunicación, posteriormente convertidas a IEC 60870-5-104 y finalmente por medio de una OPC son llevadas al SCADA.

Se presenta en este trabajo la forma en que se trataron las variables del sistema y cómo fueron llevadas hasta el SCADA. Este trabajo fue realizado para contribuir al diseño de soluciones de monitorización y automatización de sistemas solares fotovoltaicos. Inicialmente se presentará una revisión de otros trabajos relacionados y luego se hará una descripción completa del funcionamiento del sistema. En la literatura se encuentran diversos trabajos que abordan la automatización de plantas solares fotovoltaicas.

El trabajo presentado en la referencia [8] trata sobre el diseño de un sistema de adquisición de datos, comunicación y monitoreo para una estación fotovoltaica de generación de energía eléctrica. La arquitectura de gestión es centralizada. Por otro lado, el módulo de comunicación de datos utiliza Ethernet como red de comunicación para el sistema fotovoltaico.

Otros trabajos como los desarrollados en [21] y [22] se enfocaron en el diseño y construcción de sistemas automatizados basados en PLC para gestionar el flujo de energía eléctrica entre diferentes fuentes, entre ellas un panel fotovoltaico, para alimentar una carga variable. En el primer caso los sistemas de control incluyen algoritmos de optimización basados en los datos históricos.

El segundo implementa un sistema SCADA que permite acceder remotamente para verificar las condiciones y cambios de comportamiento. Por su parte, en [23] se desarrolla un sistema automático de supervisión y de detección de fallas para sistemas fotovoltaicos basado en análisis de pérdidas. La idea principal es proponer un sistema de diagnóstico que examine continuamente los datos capturados y emite alertas cuando las fronteras preestablecidas son sobrepasadas.

En [24] se desarrolla un SCADA como parte de una arquitectura de automatización para un sistema autónomo híbrido PV-Hidrolítico de generación eléctrica. El supervisor integra un módulo con los procedimientos y algoritmos matemáticos para el control del sistema. Esta implementación se cerciora de una operación segura y eficiente mientras se monitoriza la evolución individual de cada subsistema. Por su parte en [25], se minimiza la generación de falsas alarmas y a su vez el número de intervenciones humanas, para esto emplea la medición de irradiancia comparada con simulaciones basadas en modelos.

Los trabajos de [26] y [27] centran su desarrollo en las conexiones web, el primero integra además un uso adecuado de grandes cantidades de datos a la vez que propone un procedimiento basado en comparación de la producción real medida en los inversores con respecto a una predicción para la detección de fallas; el segundo monitoriza, vía internet desde un navegador, parámetros ambientales como la velocidad del viento, irradiancia y temperatura de los paneles, y parámetros eléctricos como corriente, voltaje y potencia además desarrollan sensores de bajo costo, RTU's y PLC's para completar el sistema.

Un acercamiento a la confiabilidad en la comunicación hacia un SCADA desde una planta fotovoltaica es abordado en [28] al integrar estrategias de autenticación, encriptación de los datos y control de acceso por roles. Finalmente, en cuanto a protocolos de comunicación

usados en los sistemas solares fotovoltaicos, el trabajo [29] valida la aplicabilidad del estándar IEC61850 en la operación de grandes sistemas de generación fotovoltaica con un SCADA desarrollado bajo el estándar IEC 61400-25-4 para servicios Web, el cual también es aplicado al modelo de datos y al protocolo de comunicación.

Todo lo anterior permite visualizar la pertinencia de proponer un nuevo esquema basado en otros protocolos de comunicación abiertos como lo son Modbus e IEC 60870-5-104. La Figura 2.2.3 muestra la arquitectura de comunicaciones propuesta para la monitorización y automatización de la solución solar. Por ella son transportadas todas las variables de interés que luego son visualizadas en el SCADA.

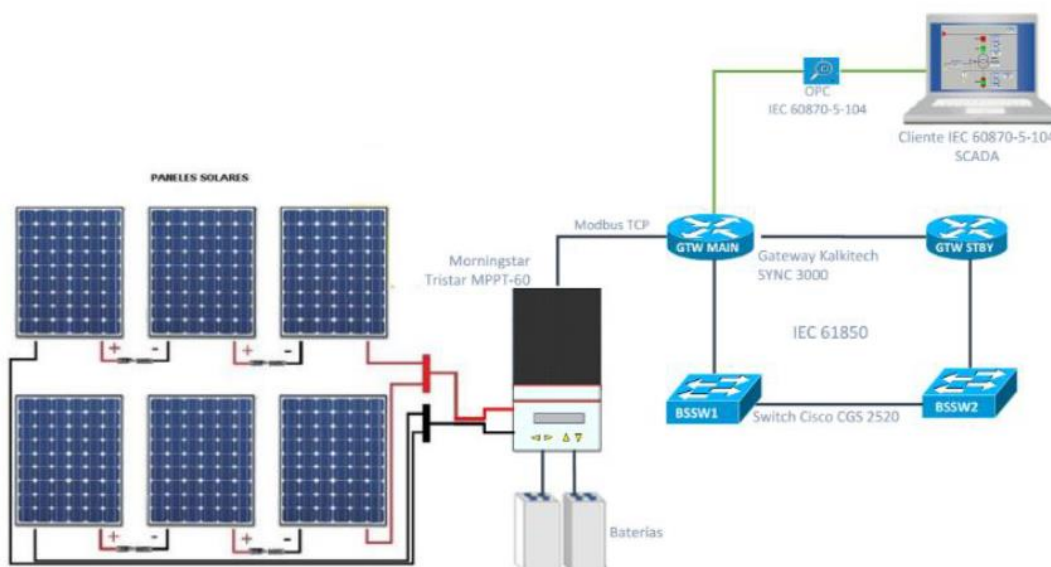


Figura 15. Arquitectura de comunicaciones para monitoreo.

Vale la pena destacar que este tipo de infraestructura es típica en subestaciones de potencia, así como el protocolo IEC 60870-5-104 es típico en centros de control. Sin embargo, basándome en ello, redactare un proceso similar basados en los estudios y observaciones que vallase adquiriendo durante mis recorridos en las instalaciones que la empresa me permita asistir para el cumplimiento de mi estancia de prácticas profesionales.

La Tabla 4 contiene todas las variables que son monitorizadas en el SCADA. Como puede verse, estas son las de mayor relevancia en una instalación solar fotovoltaica. Por lo tanto, se debe garantizar que el transporte de estos datos por la arquitectura propuesta se haga sin traumatismos, así como también la conversión de Modbus a IEC 60870-5-104 debe ser transparente y correcta.

Tabla 4 Variables de monitoreo por el SCADA.

VARIABLES MONITORIZADAS PARA LA SOLUCIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PDU Addr	Logical Addr	Variable Name	Variable Description	Units
0x0000	1	V_PU hi	Voltage scaling	V
0x0001	2	V_PU lo	Voltage scaling	-
0x0002	3	I_PU hi	Current scaling	A
0x0003	4	I_PU lo	Current scaling	-
0x0018	25	adc_vb_f_med	Battery voltage	V
0x001B	28	adc_va_f	Array voltage	V
0x001C	29	adc_ib_f_shadow	Battery current	A
0x001D	30	adc_ia_f_shadow	Array current	A
0x0024	36	Battery Regulation Temperature	RTS temperature	C
0x003A	59	power_out_shadow	Output Power	W
0x003B	60	power_in_shadow	Input Power	W

La imagen 15 presenta la propuesta de diseño del SCADA. Allí se visualizarán todas las variables consignadas en la Tabla anterior. Cabe destacar que es por medio de la comunicación OPC que se pueden integrar estas variables al SCADA. Allí las variables reciben un tratamiento matemático que permite llevar las magnitudes de las variables a una escala real, ya que inicialmente en el cargador solar son obtenidas en un formato de 16 bits.

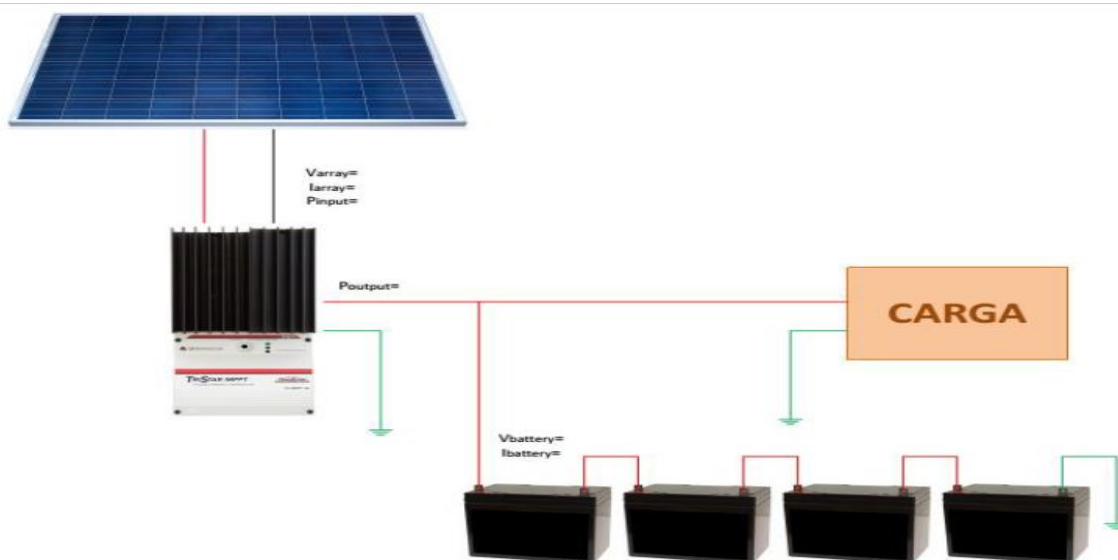


Figura 15. Propuesta de diseño del sistema SCADA.

Como hice aclaración, lo anterior descrito es un este estudio previamente realizado por otros autores que pretenden mostrar la integración de una solución en energía solar a una arquitectura de comunicación de una subestación, es de resaltar que soluciones bajo una misma estructura permite una fácil gestión y operación. El sistema de energía solar es una apuesta a la implementación de energía con sello “Verde” que está siendo usado para respaldar los equipos de telecontrol de las subestaciones de alta tensión.

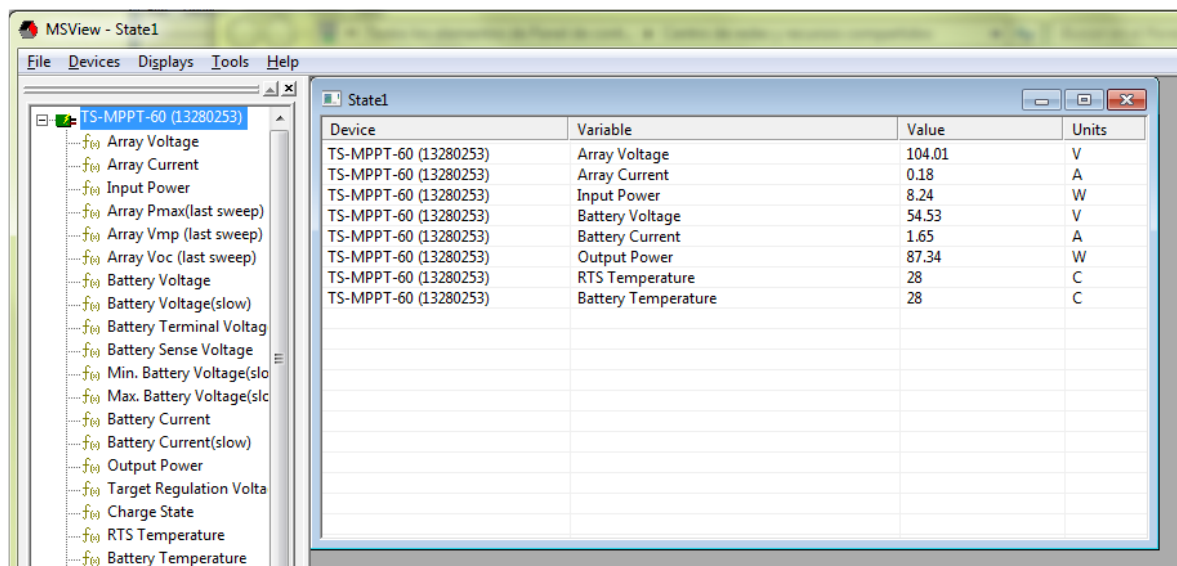
Este sistema está compuesto principalmente por unos paneles solares, baterías, rectificador y un cargador TRISTAR MPPT-60, esta última entrega la información en protocolo Modbus y es integrado a la arquitectura de comunicaciones mediante un Gateway Kalkitech SYNC

3000 que se encarga de hacer la conversión del protocolo Modbus al protocolo IEC60870-5-104, para luego enviarse al SCADA y poderse monitorear.

Continuando con la ejemplificación detallada sobre la monitorización que estos autores realizaron me permito expresarlo en los siguientes incisos:

A. Lectura de Variables Modbus TCP

El primer paso realizado fue la obtención de variables en protocolo Modbus TCP. Las variables fueron obtenidas por medio del software propietario del equipo TS-MPPT-60 como paso previo a la implementación para así verificar y definir las variables a usar. El software usado es el MSView, el cual se conecta punto a punto via Modbus TCP. A continuación, en la figura siguiente se presenta el registro de las variables seleccionadas en el software MSView, como entrada de potencia, voltaje en los paneles, corriente en los paneles, potencia de salida, temperatura en las baterías).



The screenshot shows the MSView software interface. On the left, a tree view lists various variables for the device 'TS-MPPT-60 (13280253)'. On the right, a table displays the selected variables, their current values, and units.

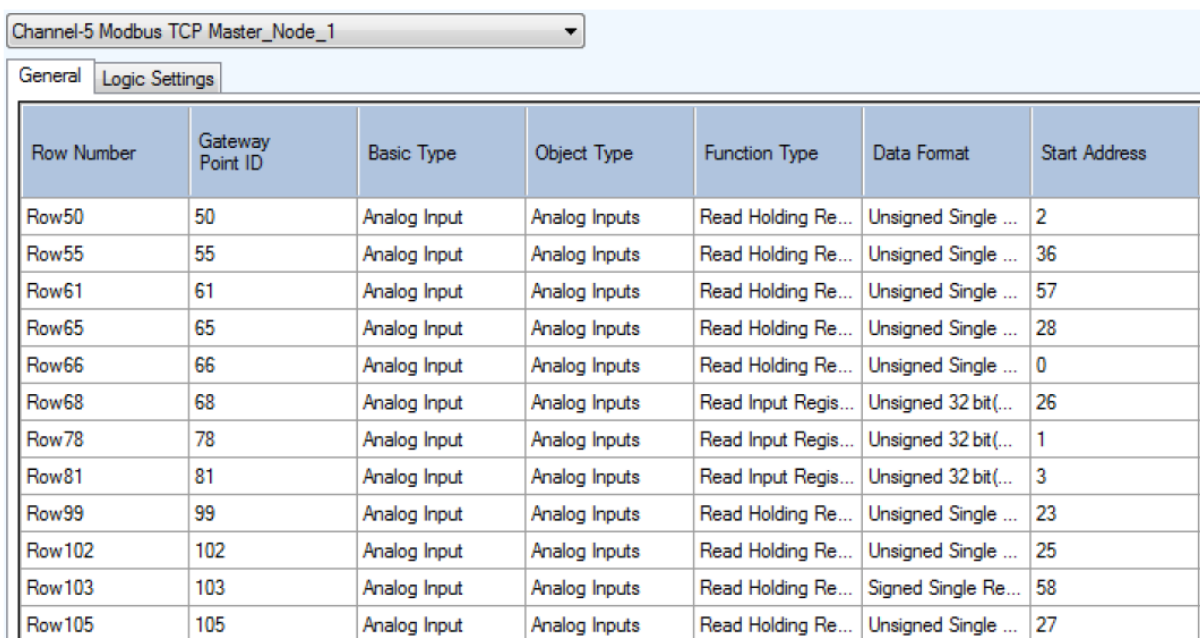
Device	Variable	Value	Units
TS-MPPT-60 (13280253)	Array Voltage	104.01	V
TS-MPPT-60 (13280253)	Array Current	0.18	A
TS-MPPT-60 (13280253)	Input Power	8.24	W
TS-MPPT-60 (13280253)	Battery Voltage	54.53	V
TS-MPPT-60 (13280253)	Battery Current	1.65	A
TS-MPPT-60 (13280253)	Output Power	87.34	W
TS-MPPT-60 (13280253)	RTS Temperature	28	C
TS-MPPT-60 (13280253)	Battery Temperature	28	C

Figura 16. Obtención de variables en protocolo Modbus.

B. Implementación Modbus TCP Cliente - Servidor

Se implementó cada una de las variables en modo cliente en el Gateway Kalkitech Sync3000, con el fin de obtener una comunicación Modbus cliente-servidor entre el Gateway y el cargador solar. En la Tabla I, se presentan las variables que fueron seleccionadas y usadas para la prueba. Siendo estos valores las mismas que se expresaron en la tabla anteriormente descrita.

A continuación, se presenta en la figura 17 la configuración de las variables en Modbus realizada en el Gateway Sync3000.



The screenshot shows a software interface for configuring Modbus variables. At the top, there is a dropdown menu labeled 'Channel-5 Modbus TCP Master_Node_1'. Below it, there are two tabs: 'General' and 'Logic Settings', with 'Logic Settings' being the active tab. The main part of the interface is a table with the following columns: 'Row Number', 'Gateway Point ID', 'Basic Type', 'Object Type', 'Function Type', 'Data Format', and 'Start Address'. The table contains 12 rows of data, each representing a configured variable.

Row Number	Gateway Point ID	Basic Type	Object Type	Function Type	Data Format	Start Address
Row50	50	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Unsigned Single ...	2
Row55	55	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Unsigned Single ...	36
Row61	61	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Unsigned Single ...	57
Row65	65	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Unsigned Single ...	28
Row66	66	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Unsigned Single ...	0
Row68	68	Analog Input	Analog Inputs	Read Input Regis...	Unsigned 32 bit(...	26
Row78	78	Analog Input	Analog Inputs	Read Input Regis...	Unsigned 32 bit(...	1
Row81	81	Analog Input	Analog Inputs	Read Input Regis...	Unsigned 32 bit(...	3
Row99	99	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Unsigned Single ...	23
Row102	102	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Unsigned Single ...	25
Row103	103	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Signed Single Re...	58
Row105	105	Analog Input	Analog Inputs	Read Holding Re...	Unsigned Single ...	27

Figura 17. Configuración de las variables en Modbus.

C. Prueba de Lectura en el Cliente Modbus del Gateway

Luego de implementar las variables modbus en el cliente, se realiza una prueba de comunicación Modbus cliente-servidor, para así identificar si se obtiene la información leída en el Gateway.

En la imagen 18, se muestra la trama en Modbus de la lectura de algunos registros de entrada y sostenimiento, igual que la estampa de tiempo y el canal por el cual el Gateway SYNC 3000 está realizando peticiones al cargador solar.

```
15:51:40.800
Channel-5 Node 1 <-- 00 A9 00 00 00 06 01 03 00 1C 00 01
15:51:40.807
Channel-5 Node 1 --> 00 A9 00 00 00 05 01 03 02 00 A4
Channel-5 Node 1 -- Read Holding Registers --
15:51:40.847
Channel-5 Node 1 <-- 00 AA 00 00 00 06 01 03 00 00 00 01
15:51:40.855
Channel-5 Node 1 --> 00 AA 00 00 00 05 01 03 02 00 B4
Channel-5 Node 1 -- Read Input Registers --
15:51:40.879
Channel-5 Node 1 <-- 00 AB 00 00 00 06 01 04 00 1A 00 02
15:51:40.887
Channel-5 Node 1 --> 00 AB 00 00 00 07 01 04 04 00 00 2A 18
Channel-5 Node 1 -- Read Holding Registers --
15:51:40.959
Channel-5 Node 1 <-- 00 AC 00 00 00 06 01 03 00 3A 00 01
15:51:40.967
Channel-5 Node 1 --> 00 AC 00 00 00 05 01 03 02 00 C2
Channel-5 Node 1 -- Read Input Registers --
15:51:41.007
Channel-5 Node 1 <-- 00 AD 00 00 00 06 01 04 00 01 00 02
15:51:41.015
```

Figura 18. Lectura de registros de entrada y sostenimiento en Modbus.

Hasta este punto se encuentra conexión satisfactoria modbus cliente-servidor entre el Gateway y el cargador solar obteniendo la información de cada una de las variables seleccionadas.

D. Mapeo de Señales Modbus – IEC 60870-5-104

En este proceso se realizó el mapeo de las variables obtenidas desde el cargador solar en protocolo Modbus TCP al protocolo IEC 60870-5-104. En la tabla 5, se presentan las variables con sus respectivas direcciones en Modbus y IEC60870-5-104 a las cuales fueron mapeadas respectivamente.

Tabla 5. Variables con sus respectivas direcciones en Modbus y IEC60870-5-104.

DIRECCIONAMIENTO DE MAPEO MODBUS TCP A IEC 60870-5-104 Variables	Logical Addr Modbus	Logical Address IEC 60870-5-104
adc_ia_f_shadow	28	1014
adc_va_f	26	1013
adc_vb_f_med	23	1019
Battery current	27	1002
Battery Regulation Temp.	36	1006
Battery voltage	25	1020
I_PU_hi	2	1000
I_PU_lo	3	1017
Output Power	57	1012
Power_IN_Shadow	58	1021
V_PU_hi	0	1015
V_PU_lo	1	1016

En la figura 19, se presentan las variables configuradas en el Gateway Sync 3000 en el protocolo IEC60870-5-104.

Master	Basic Type	ASDU Type	Information Object Address	Profile Row Offset	Number of Points
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1000	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1003	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1012	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1014	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1015	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1013	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1016	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1017	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1019	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1020	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1021	0	1
Channel-5 Modbus ...	Analog Input	Measured Value(S)	1002	0	1

Figura 19. Variables configuradas en el Gateway Sync 3000.

E. Prueba de Conversión de Modbus TCP A IEC 60870-5-104

Realizado el mapeo de las variables de Modbus a IEC60870-5-104, se procedió a verificar el correcto funcionamiento de conversión. En la figura 20, se presenta evidencia de actividad del mapeo de las variables del protocolo IEC60870-5-104, ya que el Channel 2 registró tramas con el carácter de inicio 68h y TESTFR ACT.

```
16:12:21.252:
TESTFR ACT

16:12:21.252:
68 04 43 00 00 00

16:12:21.252:
<-- Channel-2 Unnumbered

16:12:21.252:
TESTFR CON

16:12:21.252:
68 04 83 00 00 00

16:12:21.252:
<... Channel-2 68 04 83 00 00 00

16:12:21.252:
...> Channel-2 68 04 83 00 00 00

16:12:21.252:
--> Channel-2 Unnumbered

16:12:21.252:
TESTFR CON
```

Figura 20. Actividad del mapeo de las variables del protocolo IEC60870-5-104.

F. Prueba de Comunicación OPC Cliente - Servidor IEC 60870-5-104

La comunicación OPC se realiza en esta prueba con el objetivo de llevar los datos a un Scada, el cual no cuenta con el protocolo IEC60870-5-104 sirviendo como intermediador. En la figura 21, se presenta el mapeo de las variables del OPC Cliente IEC60870-5-104 y valor leído de cada una de ellas.

Item ID	Data Type	Value	Timestamp	Quality	Update Count
TCP.104_KALKI.V_PU_hi	Short	180	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.adc_va_f	Short	18593	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.Battery current	Short	18670	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.I_PU_lo	Short	23	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.Output Power	Short	26	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.Battery Regulation Temperature	Short	28	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.adc_vb_f_med	Short	29349	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.adc_ia_f_shadow	Short	37	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.Power_IN_Shadow	Short	44	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.I_PU_hi	Short	80	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.V_PU_lo	Short	80	16:11:40.967	Good	2
TCP.104_KALKI.Battery voltage	Short	9921	16:11:40.967	Good	2

Figura 21 Mapeo de las variables del OPC Cliente IEC60870-5-104 y valor leído de cada una de ellas.

G. Prueba de Comunicación SCADA

En esta prueba el SCADA usado fue el Intouch, el cual se conectó a una OPC propia (FsGateway) y está a su vez gestiona la comunicación con el servidor OPC 60870-5-104 para obtener los datos. En la figura 22, se evidencia la configuración de las variables del FsGateway tomadas del cliente OPC.

DeviceGroup Parameters		Device Items
Name	Item Reference	
IEC61850.SYNC2101.InBatA	IEC61850.SYNC2101.InBatA	
IEC61850.SYNC2101.InBatTemp	IEC61850.SYNC2101.InBatTemp	
IEC61850.SYNC2101.InBatV	IEC61850.SYNC2101.InBatV	
IEC61850.SYNC2101.Vol	IEC61850.SYNC2101.Vol	
TCP.104_KALKI.Battery Regulation Temperature	TCP.104_KALKI.Battery Regulation Temperature	
TCP.104_KALKI.Battery current	TCP.104_KALKI.Battery current	
TCP.104_KALKI.Battery voltage	TCP.104_KALKI.Battery voltage	
TCP.104_KALKI.I_PU hi	TCP.104_KALKI.I_PU hi	
TCP.104_KALKI.I_PU lo	TCP.104_KALKI.I_PU lo	
TCP.104_KALKI.Output Power	TCP.104_KALKI.Output Power	
TCP.104_KALKI.Power_IN_Shadow	TCP.104_KALKI.Power_IN_Shadow	
TCP.104_KALKI.V_PU lo	TCP.104_KALKI.V_PU lo	
TCP.104_KALKI.adc_ia_f_shadow	TCP.104_KALKI.adc_ia_f_shadow	
TCP.104_KALKI.adc_va_f	TCP.104_KALKI.adc_va_f	
TCP.104_KALKI.adc_vb_f_med	TCP.104_KALKI.adc_vb_f_med	

Figura 22. Configuración de las variables del FsGateway.

En la figura 23, se evidencian los tags configurados en el scada a partir de la OPC FsGateway.
















Tagname	Tag Type	Access Name	Alarm Group
 Array_Current	I/O Integer	OPC	\$System
 Array_Voltage	I/O Real	OPC	\$System
 Battery_Current	I/O Integer	OPC	\$System
 Battery_Voltage	I/O Integer	OPC	\$System
 CONSTANTE	I/O Integer	OPC	\$System
 I_PU_hi	I/O Integer	OPC	\$System
 I_PU_lo	I/O Integer	OPC	\$System
 InBatA	I/O Integer	OPC	\$System
 InBatTemp	I/O Integer	OPC	\$System
 InBatV	I/O Integer	OPC	\$System
 Input_Power	I/O Integer	OPC	\$System
 Output_Power	I/O Integer	OPC	\$System
 T_batt	I/O Integer	OPC	\$System
 V_PU_hi	I/O Integer	OPC	\$System
 V_PU_lo	I/O Integer	OPC	\$System

Figura 23. Tags configurados en el SCADA a partir de la OPC FsGateway.

En la figura 24, se presenta el SCADA que se construyó para poder mostrar la lectura de cada una de las variables que fueron implementadas del cargador solar TRISTAR MPPT-60.

De las variables que se implementaron la gran mayoría de ellas varía constantemente por los diferentes elementos que se encuentran consumiendo la energía del sistema, pero podemos identificar que la temperatura de las baterías es 28°C igual como se presenta en la primera lectura con el software MSView de la figura 2.2.5.

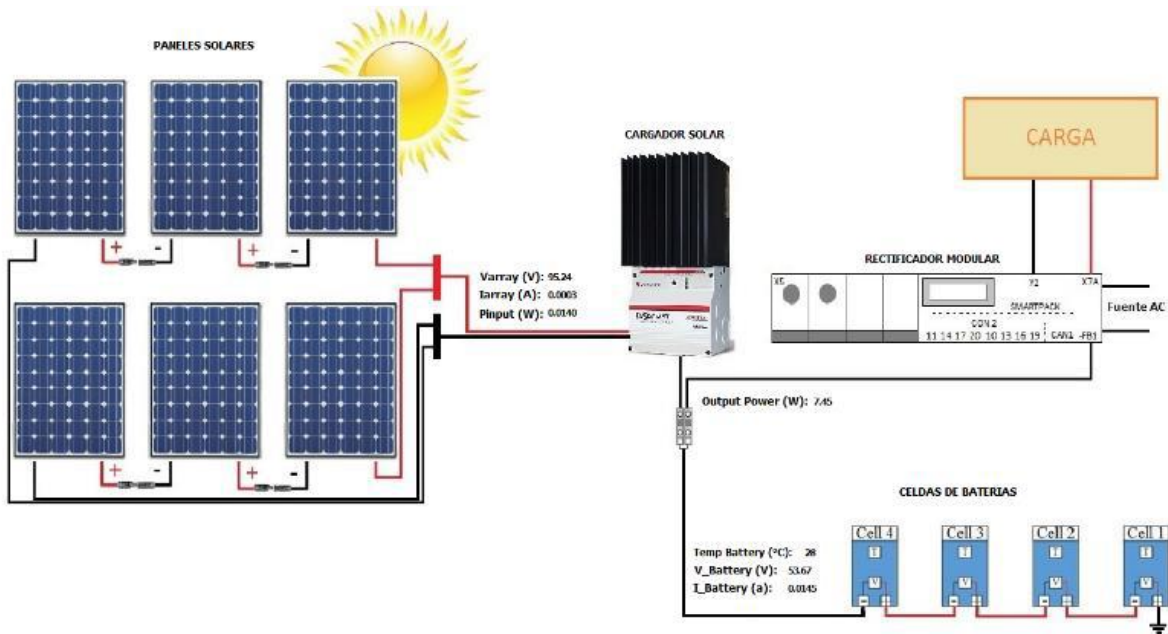


Figura 24. Sistema SCADA construido para lectura de variables.

Bien, una vez ejemplificado de forma general (para mayor presión de la misma recurrir a las referencias mencionadas) procedo a redactar los resultados que me son permitidos plasmar en este reporte (recordar la carta de confidencialidad). Debido a la complejidad y para mayor practicidad para con los clientes, el programa que propongo es de mayor interacción y de fácil aprendizaje.

4. Resultados

En este apartado de los resultados, me permito recordar nuevamente sobre la hoja de confidencialidad que tengo firmada, por ello, nuevamente utilizaré seudónimos y/o generalizare datos que involucren a los clientes, proveedores u otros datos que la empresa no me autorice mencionar de forma concisa en el mismo reporte en mención.

Primeramente, realice un levantamiento de la casa del cliente donde se pretende ejecutar el proyecto fotovoltaico. En el levantamiento se tomaron notas y medidas de la zona y área donde el cliente propone el espacio para llevarse a cabo las instalaciones fotovoltaicas. En el recorrido del mismo, se observan posibles obstáculos y retos que conlleven ejecutar exitosamente la instalación, como pudieran ser sombras, espacios irregulares, exigencias del mismo cliente en cuanto a estética, etc. Las anotaciones se plasmaron en un formato como el siguiente de la figura 26.

Con el llenado del formato de levantamiento se opta por tomar fotos que ayuden a comprender el estado y necesidades con las que se cuenta para la instalación, es decir, que para corroborar los datos que se obtienen del levantamiento se realiza la toma de fotografías las cuales proporcionen más información a cerca del proyecto como lo es el de la figura 25.



Figura 25. Condiciones previas al proyecto.

Cliente.			
Domicilio.	guardar ubicación en google maps y compartirla en el grupo.		
Paneles a Instalar.	Inversor central.	<input type="checkbox"/>	Micro inversor.

CANALIZACION

Checkar Ruta.	Metodo(s) de fijacion.	Material al que hay que anclarse.
<input type="checkbox"/>		
Localizar centro de carga.	Notas (ejem: atravesar muros anchos, material especial, tuberías agua/gas, etc.)	
<input type="checkbox"/>		

ESTRUCTURA

Checkar posibles sombras.	Checkar posibles obstaculos para la estructura.	Checkar inclinacion de los techos y/o lugares en los que ponirian paneles.
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Metodo(s) de fijacion.	Material al que hay que anclarse.
Notas (ejem: retiro de teja, dobles alturas, fijaciones especiales, etc)	

General

Checkar lugar para subir herramienta/paneles	checkar si es necesario cambiar base de medidor	Checkar señal de Wi-Fi o PLC
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Preguntar si hay mascotas	Ubicar el sur en sitio	Checkar lugares para comer
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Preguntar restricciones de instalacion.	Observaciones extra (Ejem: restricciones de horarios, ruido, vista de paneles)
<input type="checkbox"/>	

Persona que nos recibiría durante la instalación:	
Realizó Levantamiento:	

Fecha		Vo.Bo.	
-------	--	--------	--

Figura 26. Formato de levantamiento.

En seguida se pasa a la siguiente etapa, que consiste en realizar un estudio de la carga que se pretende abastecer con el sistema en juego, por lo cual se le solicita al cliente, el aviso recibo del último año de su actual instalación eléctrica. Derivado de ello, se hacen operaciones pertinentes para obtener un promedio aproximado del número determinado de módulos a requerir para el proyecto en puerta. Para después hacerle una pequeña presentación al cliente sobre su proyecto. Un ejemplo de este es el de la figura 27.

Ultimos consumos CFE/kWh		Cantidad		Opcion de equipo electrónico	Produccion Sola kWh/bimestre	A consumir de CFE Estimado kWh/bim	Actualmente en Tarifa DAC Total a Pagar a CFE M.N. / IVA incluido	% de Ahorro vs T/DAC
1	1.586,00							
2	527,00							
3	1.000,00							
4	1.017,00							
5	1.794,00							
6	1.061,00	Cotizada:	13	Inversor Central	1.108,33	44,04	\$ 205,23	96%
7	682,00							
8	1.552,00							
1.152,38		Ultimo Recibo CFE / Demanda de consumo:				1.000,00	\$ 5.592,66	IVA /cargo fijo Incluido
		Promedio demanda de consumo/bimestral				1.152,38	\$ 6.419,10	IVA /cargo fijo Incluido

Tipo de consum	Costo \$ M.N. /kWh	Descripción	KWh/bimestral	\$ Costo/bim. estimado CFE	Equivalente en SFV
Básico	\$0,80	Por los primeros 75 kWh/mes	Hasta 150 kWh/bimestral	\$ 139.9 /iva incluido	
Intermedio	\$0,98	Apartir de los siguientes 65 kWh/m	Hasta 280 kWh bimestral	\$ 147.03 /iva incluido	4 módulos FV
Excedente	\$2,85	Cada kilowatt-hora adicional	Hasta 499 kWh/bimestral	\$ 728.09 /iva incluido	
			Con tarifa 01 hasta 499 kWh/bimestre	\$ 1015.02 /iva incluido	5 módulos FV
Tarifa DAC	\$4,66	Mayor a 500	500 kWh en adelante bimestral	\$2893.504 /iva incluido	7 módulos FV

Aclaración: Tarifas aplicables para el D.F. y área metropolitana, pueden existir variaciones dependiendo la temporada del año, ubicación geográfica y delegación / municipio

*Los datos de las tablas anteriores son una referencia y no se garantiza la generación de kWh de manera permanente, esto debido a que existen variaciones en las condiciones meteorológicas de cada temporada y región del país.

Figura 27. Cálculos y obtención del número aproximado de módulos que se requieren.

Luego de determinar el número de módulos se determina el inversor o micro inversor adecuado al sistema a implementar como se muestra en el diagrama de arriba. A su vez se le presenta gráficos al cliente para ser más precisos como los de la imagen 28.

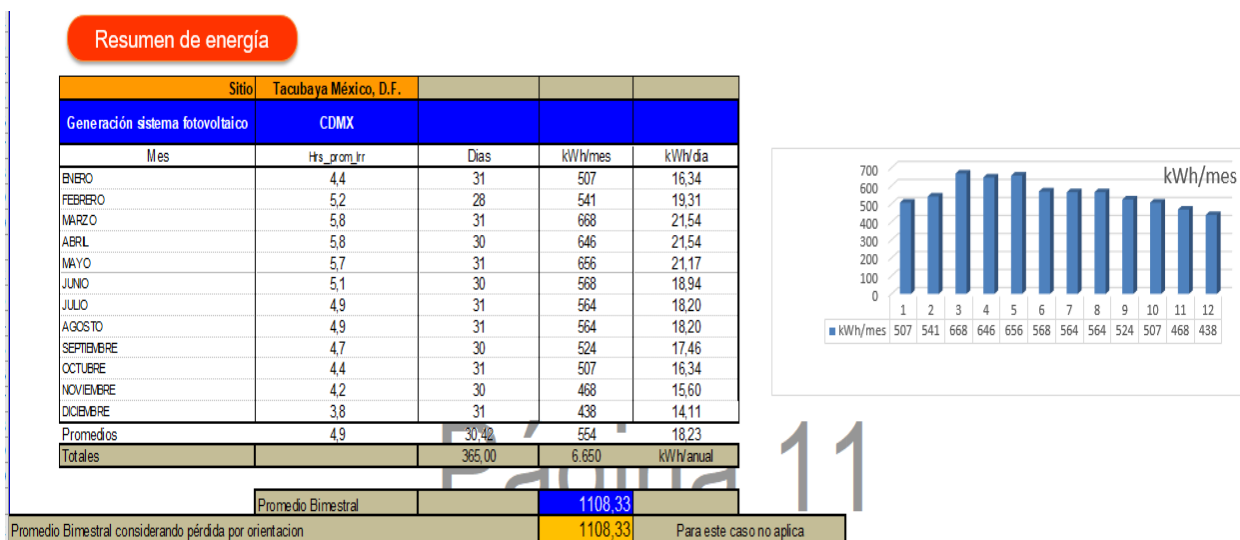


Figura 28. Grafico con valores promedio de consumo.

También se le hacen especificaciones sobre el comportamiento de su recibo de energía eléctrica.

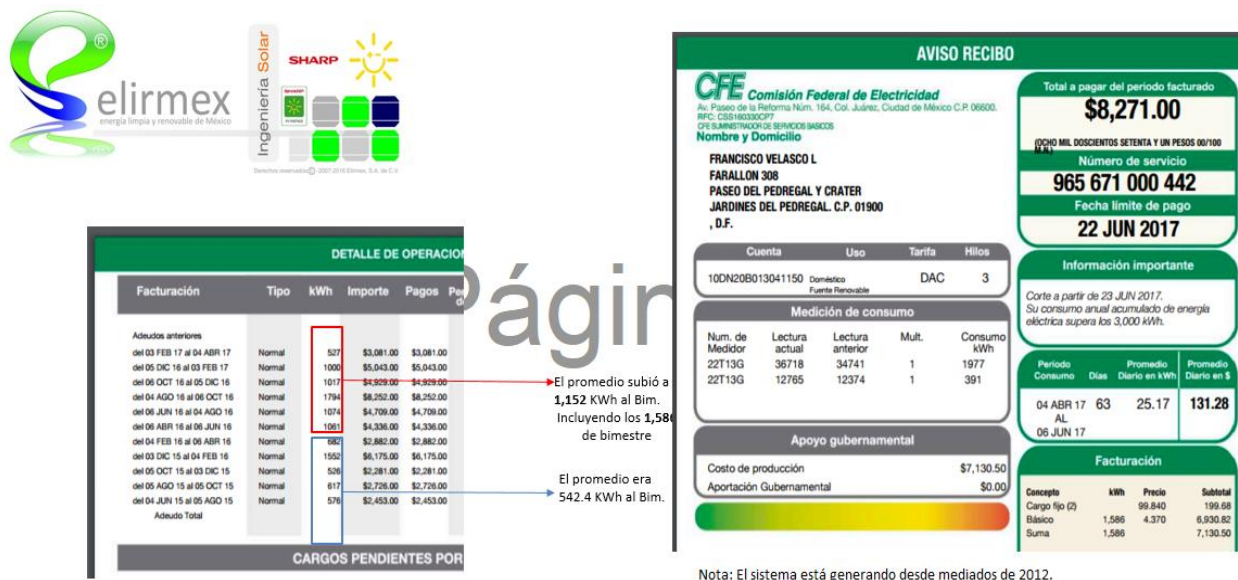


Figura 29. Datos esenciales del aviso recibo.

Aclaración: El costo de la tarifa 01 y DAC que se describe en este gráfico, es solo informativo, éste podrá variar dependiendo de la temporada del año y la ubicación geográfica dentro de la República Mexicana.



Gráfica comparativa de tarifa doméstica de alto consumo (DAC) / Tarifa 1

Figura 30. Explicación de las partes importantes de aviso recibo.

A partir del levantamiento, también se realiza el trazado del dibujo en 3D de la propiedad en mención, considerando cada aspecto esencial, como áreas reales, fachadas, y por menores que realcen la calidad y estética del proyecto que en acciones a corto plazo se le presentaran de forma alusiva y grafica al cliente para que el mismo tenga una visión más clara y general de lo que se le pretende realizar. A continuación, deajo ejemplos de los mismo en la figura 31.

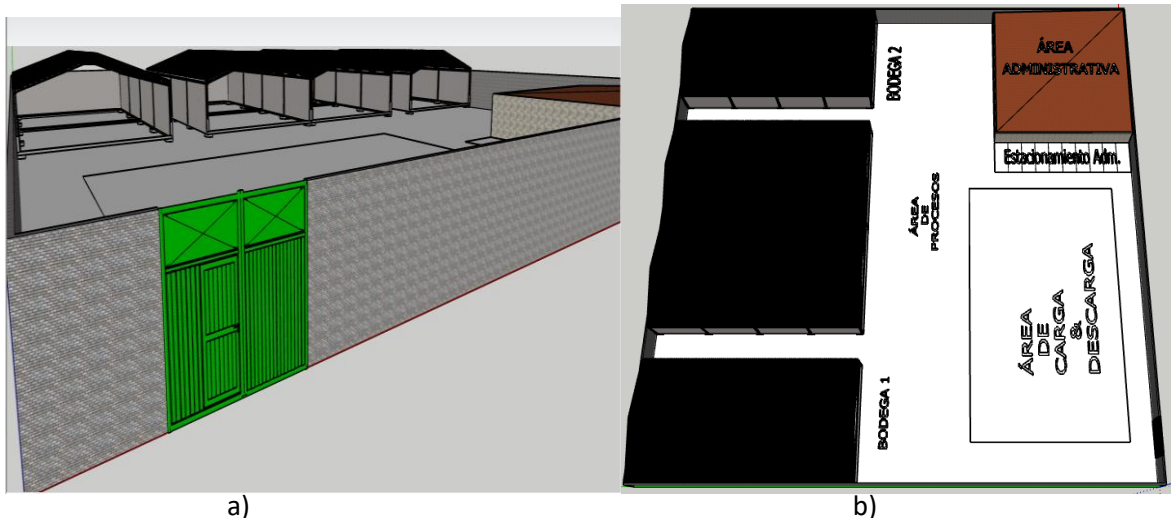


Figura 31. Dibujo 3D del proyecto en el que se incluyen a) detalles de fachada y b) de talles de dimensiones los cuales sirven para colocación y planeación del proyecto.

Una vez obtenido el número de módulos a implementar, se determinan obstáculos que puedan complicar la instalación de los módulos y también se implantan en el modelo tridimensional en juego los módulos pertinentes según los cálculos obtenidos o bien los que le cliente tiene presupuestado implementar en su propiedad. A continuación, ejemplifico la opción más pertinente que se le presenta al cliente en las imágenes siguientes.

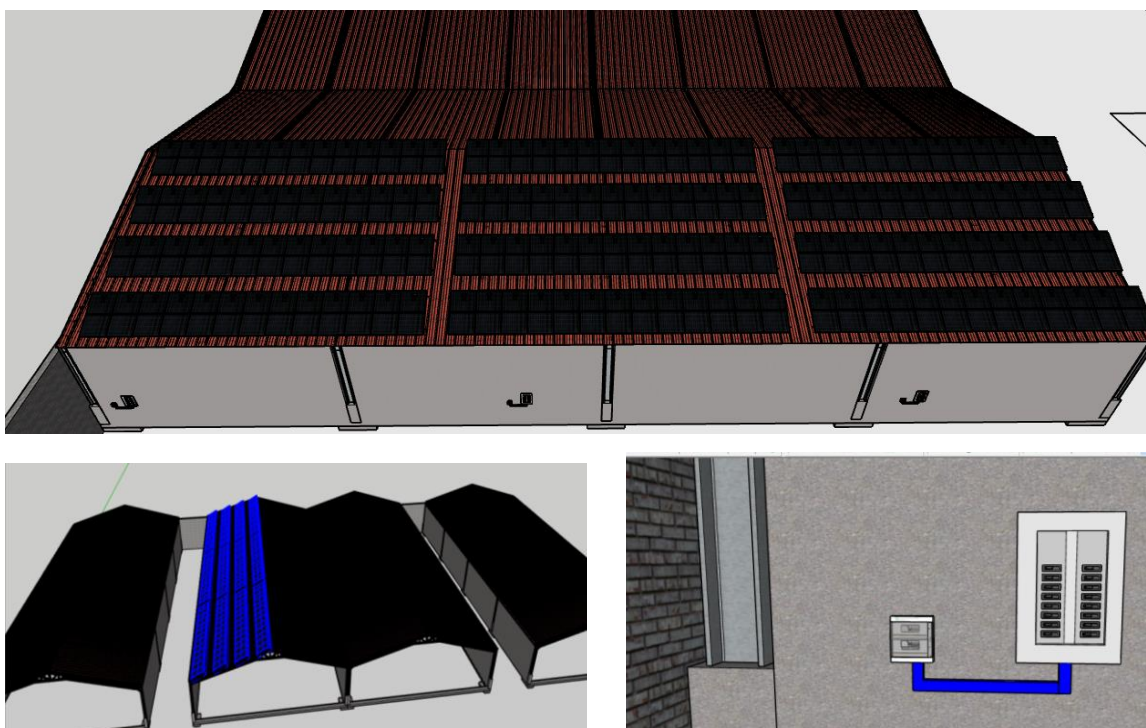


Figura 32. Colocación de los módulos acorde a la propuesta aprobada.

En los gráficos anteriores se plasma la propuesta idónea, considerando canalizaciones discretas para las más rígidas exigencias de cualquier cliente. Diseñando las rutas de las canalizaciones de forma estética, procurando hacerla invisible a los mayores puntos o ángulos de vista de la infraestructura en mención. Es preciso mencionar que este cliente no desea agregar baterías a su sistema fotovoltaico. Por ello no se muestran en el modelo 3D.

Hasta el momento el proyecto se encuentra en una etapa casi terminada. Lo restante es la cotización de todas las piezas entre materiales y herramientas necesarias para su instalación. Una vez aceptado el proyecto se procede a hacer el orden de compra (aquí el cliente ya debió haber dado el 80 % de anticipo) y se agenda fechas para llegar a la zona a implementar el

SFV. Al finalizar todo el trabajo físico de montaje al cliente se le entrega una carta de entrega del proyecto con la garantía que la empresa otorga así como se le exige que haga el depósito faltante.

A su vez, se realizan los trámites pertinentes con la compañía suministradora de energía (en nuestro caso Comisión Federal de Electricidad -CFE-). Se realiza el cambio del medidor convencional a uno Bidireccional. En este proyecto es Bidireccional porque el cliente no contrata un sistema aislado, que es otro de los puntos a destacar. Sin embargo como he mencionado en anteriores párrafos, al tratarse mi tema de algo no aplicado antes en la empresa, dejo de forma teórica lo que implementaría a esta instalación. La figura 33 siguiente resume mi propuesta.

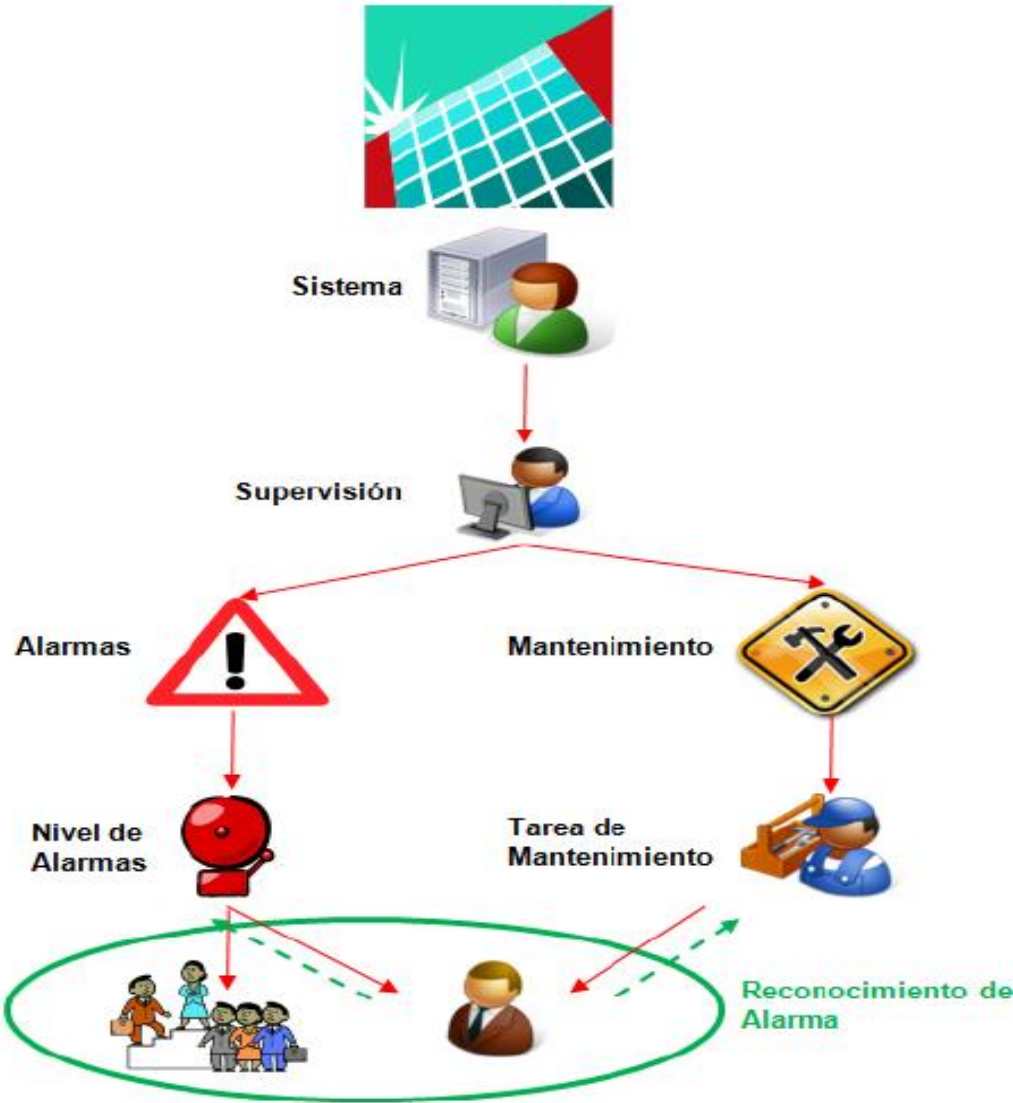


Figura 33. Resumen de propuesta a aplicar.

Antes de narrar lo que es la descripción de mi propuesta, hago incapie que la empresa cuenta con un sistema de monitoreo únicamente del comportamiento de gráficos que permiten ver cuanto ha producido los Sistemas Fotovoltaicos que han instalado. Es por ello que mi propuesta se entiende un poco más, contemplando alarmas, registros de fallas, así como ubicación de la falla. En seguida, describo los procesos de mi propuesta.

Para empezar, la instalación de los módulos fotovoltaicos seguirá el mismo procedimiento que la empresa ha estado trabajando, sin embargo, en su instalación final, será necesario implementar sensores de temperatura, sobre corriente y/ diferenciales en el generador Fotovoltaico en zonas estratégicas como son en los puntos de interconexión física donde puedan producirse puntos calientes.

Estos sensores tendrán comunicación directa ante el monitoreo que puede realizar el cliente desde la comodidad de su hogar (vía internet) así como con la empresa. Los sensores cumplirán con la función de detectar con disparos en falso así como también detectar la falla y localizar la misma. Toda esta información sería registrada en el control de registros de la nube en la cuenta del usuario y la de la empresa misma.

Todos estos registros permitirán analizar las fallas en el centro de ingeniería de la empresa que posteriormente pueden ser usados para realizar pruebas de detecciones de fallas futuras o bien como medio de mantenimiento preventivo y deductivo. Puesto que mediante el registro de incidentes se observarán patrones que indicarán al departamento de ingeniería donde está ocurriendo las fallas más recurrentes y se podrían haber asegurado el por qué de las mismas y procurar evitar en las instalaciones próximas incurrir en esas fallas.

En conjunto con los sensores se instalarán alarmas de fallos que el mismo cliente podrá percatarse de lo ocurrido e informar a la empresa para darle asistencia en el suceso en mención en caso que así suceda. A su vez la empresa también estará comunicada con el sistema que implemente este prototipo de SFV. También contaría con recordatorios tanto a la empresa como al cliente de fechas agendadas para mantenimientos preventivos que la misma empresa otorga a sus clientes.

Entonces me permito resumir el proceso en las subsecuentes líneas. Se consigue un cliente que acepte el proyecto en mención, una vez aceptado el proyecto se procede a la compra de materiales para el mismo. Enseguida se agendan fechas de instalación. Se realiza el montaje del SFV implementando los cambios que durante todo este trabajo se ha estado mencionando. Se realizan los trámites pertinentes con la compañía suministradora de energía y se procede finalmente a la entrega de manuales de mantenimiento y dudas al cliente sobre su SFV.

A partir de su correcta instalación, el sistema estará constantemente monitoreando todos los movimientos y procesos generados en el Sistema Fotovoltaico del cliente. En caso de ocurrir fallas tanto el usuario tendrá acceso directo de la información de lo ocurrido. En caso del cliente, él podrá acceder a ver cuáles son los fallos ocurridos y podrá informar a la compañía de la falla. Y en caso de la empresa tendrá acceso completo de monitoreo.

La empresa podrá estar analizando vía remota (inalámbricamente) todo cuanto este ocurrido y podría capacitar vía telefónica al usuario a dar mantenimiento menor si el cliente así lo desea. En caso de fallos de mayor severidad el equipo de ingeniería y mantenimiento será el encargado de agendar fechas de mantenimiento del mismo directamente con el cliente. Es decir, todo el sistema estará interconectado entre el usuario, el sistema mismo y la empresa encargada del SFV. También se consideran a los sistemas isla que tendrán los siguientes cuidados (Figura 34).

Tarea	Frecuencia
Mantener los terminales de conexión limpios, apretados (no en exceso) y seca la carcasa de la batería.	Mensual
Mantener el nivel del electrolito adecuado, añadiendo agua destilada en caso de necesidad, evitando tanto dejar las placas al aire como el llenado excesivo que provoque el desbordamiento del electrolito.	Mensual
Comprobación de fugas al exterior de electrolito.	Mensual
Comprobación visual exterior de las conexiones, cargador, etc.	Mensual
Comprobar partículas de suciedad u otras en el electrolito.	Mensual
Lecturas de Impedancia	Cada 6 meses
Fuente: Guía de Pruebas de Baterías Megger	

Figura 34. Cuidados que se deben tener en sistemas isla.

Por ultimo, se presenta las imágenes las cuales representan la realización de la instalación las cuales se encuentran en las figuras 35,36 y que son correspondientes a la figura 32, en la cual está representado el número de módulos que se necesitan y la ubicación que es la de la figura 25, en estas imágenes también se hace mención de las mediciones de voltaje correspondientes, las cuales determinan que el sistema está trabajando.



Figura 35. Evidencia del proyecto terminado -parte 1-.



Figura 36. Evidencia del proyecto terminado -parte 2-.

Dichas mediciones se realizan en CD ya que son los valores de generación de los módulos fotovoltaicos, dichos valores también nos indican el porcentaje de energía que se esta generando y corroborar si el sistema está en buena funcionalidad, dichas mediciones se encuentran en la figura 37

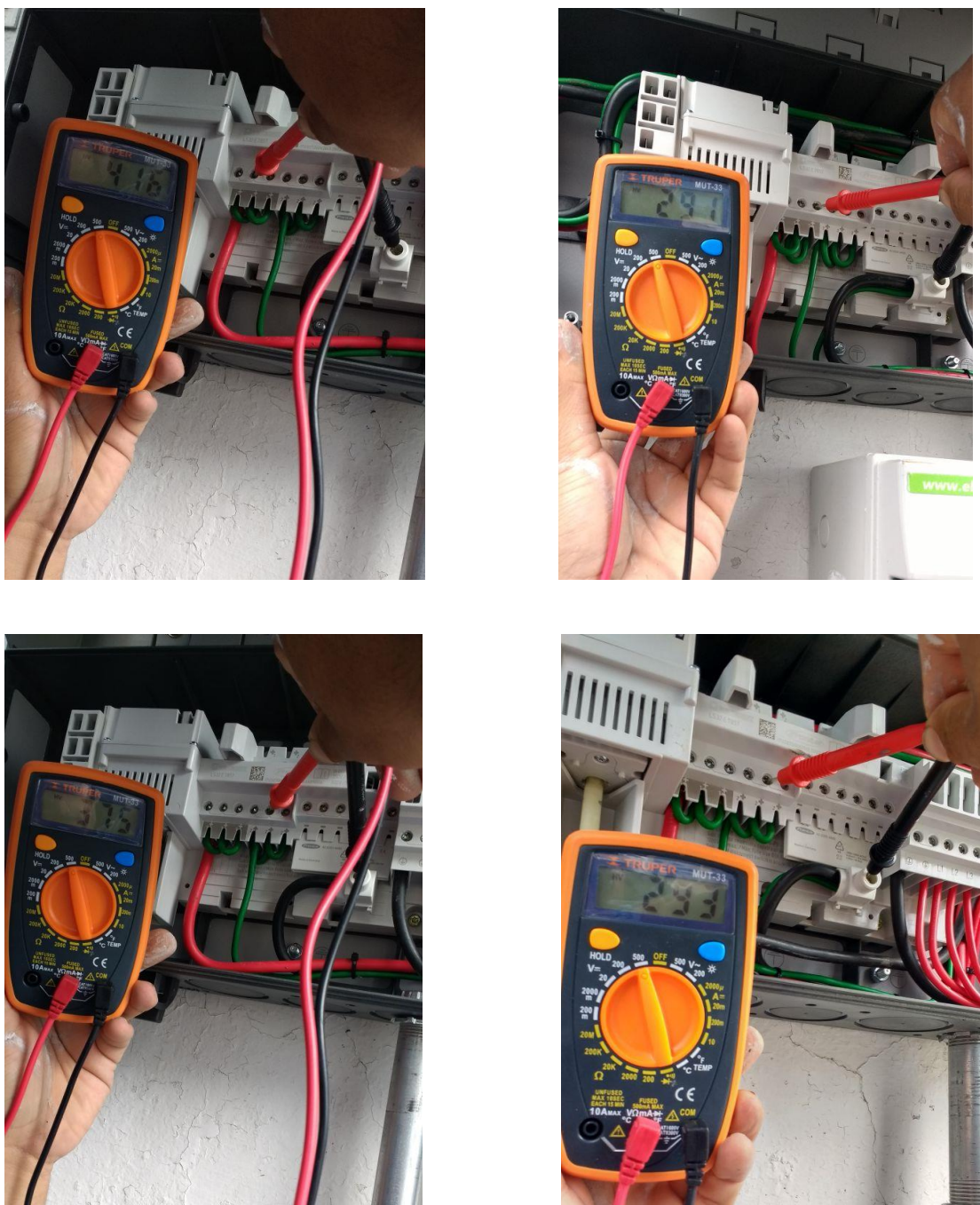


Figura 37. Resumen fotográfico de las mediciones correspondientes a cada cadena de módulos.

5. Conclusión

En este reporte se presenta una arquitectura de sistemas SCADA que involucra a la empresa y al usuario, fomentando la participación de la misma en las tareas de operación y mantenimiento de la micro-red. Además se presenta como una manera innovadora de integrar a los clientes con los proyectos de micro redes, a través del sistema SCADA. con el propósito que el usuario realice la gestión y mantenimiento de la micro-red, lo que permita la permanencia del proyecto por mayor tiempo.

El contiene varios módulos que permiten la operación óptima de la micro-red, entre estos módulos está el optimizador que envía consignas a las unidades de generación en función de la disponibilidad de los recursos, también proporciona señales a los consumos para que reaccionen en función de la capacidad de suministro de la unidades de generación que permita desarrollar interfaces amigables e intuitivas para la interacción usuario - red, logrando que el cliente interactúe fácilmente con la aplicación.

Es primordial hacer una intervención de carácter personal, antes de la implementación de la micro-red, es decir capacitar de conocimientos generales a los clientes para que participe desde el inicio del proyecto empleando información que se genera a partir de esta intervención para su diseño. - Con los resultados de este trabajo se asegura que tanto el cliente como la empresa estén más informados del funcionamiento y estado en tiempo real de la micro-red.

La propuesta cuenta con indicadores sociales que muestran la evolución en el tiempo de la del sistema fotovoltaico, y permite a la población de la empresa (clientes) tomar decisiones no sólo con respecto al sistema eléctrico sino también en aspectos como seguridad, ingresos económicos, etc. Con el desarrollo de este trabajo se ha mejorado la percepción que tiene la comunidad con respecto al proyecto, apoyando a la gestión, preservación y cuidado de la micro-red, contribuyendo a su sustentabilidad

El implementar un sistema como este, permitira a la empresa tener el control contaste de todo cuanto ocurra en los sistemas fotovoltaicos que instale a sus clientes. A diferencia el metodo que actualmente presenta la empresa, que solo presenta graficas del comportamiento de la generacion del sistema fotovoltaico de sus clientes, este otro sistema será tambien capaz generar graficos tanto animados en 3D de las fallas, como de las zonas de fallos. Asi como de mensaje de alarmas para cuando el sistema presente fallos minimos.

Es decir, este sistema eficientara los proyectos ejecutados a los cliente, porque a demas contaria con un sistema de interaccion usuario - sistema fotovoltaico el cual seria de facil entedimiento con conocimientos generales para clientes que desean estar en interaccion con el sistema que han contratado que les permita dar mentanimiento del mismo sistema fotovoltaico cuando este sea en casos de reinicio del sistema.

6. Referencias Bibliográficas

[1] M. Jaya Bharata Reddy, D. Venkata Rajesh, Pathirikkat Gopakumar, Dusmanta Kumar Mohanta, et al., “Smart Fault Location for Smart Grid Operation Using RTUs and Computational Intelligence Techniques”, *IEEE Transaction on Systems Journal* (Volume: 8, Issue: 4), pp. 1260-1271, Dic, 2014.

[2] NeeraJ Khera ; Divya Shukla ; Vipul Kumar, “Artificial Neural Network Approach for Modeling of Photovoltaic Module”, *IV Congreso internacional sobre Procesamiento de Señales y Redes Integradas (SPIN)*, pp. : 237 – 240, 2017.

[3]Merouan Belkasmi ; Mensah K. Anaty ; Khalid Bouziane ; Mohamed Akherraz ; Mohamed Elouahabi ; Tayeb Sadiki ; Mustapha Faqir, “Study of the performance of a photovoltaic module”, *Conferencia Internacional sobre Energía Renovable y Sostenible (IRSEC)*, pp.: 243 – 248, 2016.

[4] Haitao Liu ; Guomin Zhou ; Shuai Zhou, “Analysis of the performance ratio of photovoltaic modules under natural light conditions”, *29ª Conferencia de Control y Decision de China (CCDC)*, pp.: 1431 – 1434, Mayo 2017.

[5] Markus Schweiger ; Werner Herrmann ; Andreas Gerber ; Uwe Rau, “Understanding the energy yield of photovoltaic modules in different climates by linear performance loss analysis of the module performance ratio”, *IET Generación de Energía Renovable* (Volumen: 11, Numero: 5), pp.: 558 – 565, 2017.

[6] Soheil Derfshi Beigvand, Hmdi Abdi, Sri Niwas Singh, “Voltage stability analysis in radial smart distribution grids”, *IET Generation Transmission & Distribution* (Volumen 11), pp.: 3722- 3730, 20 de Noviembre,2017.

[7] Gabriel López Gutiérrez, “Intelligent electrical system applied to photovoltaic systems”, Ciudad de México, Elirmex S. A. DE C. V., pp.: _ - _, Julio – Diciembre 2017.

[8] W. Deng, W. Pei, Z. Qi, and L. Kong, “Design and Implementation of Data Acquisition , Communication and Monitoring System for Photovoltaic Power Station in Microgrid.”

[9] Aldana, A., R. Cespedes, et al. 2011. Implementation of Smart Grids in the Colombian Electrical Sector. ISGT-LA 2011.

[10] APCO Worldwide. 2010. China's 12th Five-Year Plan, How it actually works and what' sin store for the next five years.

[11] Araujo, J. M. d., I. W. Grudtner, et al. 2011. Smart Grid Program – Challenges for its Deployment in Brazil. 2011 Cigré International Symposium. Bologna, Italy.

[12] Barreto, A. B. 2012. Smart Cities: Colombia's Challenges and XM Developments. International Smartgrid Communication Korea-LAC, Smart Grid and Its Application in SustainableCities, Jeju, Korea.

[13] BID (Banco Interamericano de Desarrollo). 2012. HA-L1073: Institutional Transformation and Modernization Program of the Energy Sector II. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo.

[14] Institute. International Smart Grid Communication Korea-LAC, Smart Grid and Its Application in Sustainable Cities, Jeju, Korea.

[15] Department of Energy. 2011. Department of Energy Microgrid Workshop Report. [http://energy.gov/sites/prod/files/Microgrid percent20Workshop percent20Report percent20August percent202011.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/Microgrid%20Workshop%20Report%20August%202011.pdf).

[16] energy.gov. 2011. Five Million Smart Meters Installed Nationwide is Just the Beginning of Smart Grid Progress. <http://energy.gov/articles/five-million-smart-meters-nstallednationwide-just-beginning-smart-grid-progress>.

[17]energy.gov. 2012. <http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid>.

[18]http://www.iea.org/country/n_country.asp?COUNTRY_CODE=BR, International Energy Agency.

[19] IEEE. Smart Grid 2012. <http://smartgrid.ieee.org/resources/public-policy/china>.

[20] W. Deng, W. Pei, Z. Qi, and L. Kong, “Design and Implementation of Data Acquisition , Communication and Monitoring System for Photovoltaic Power Station in Microgrid.”

[21]M. Calderón, a. J. Calderón, a. Ramiro, and J. F. González, “Automatic management of energy flows of a stand-alone renewable energy supply with hydrogen support,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2226–2235, 2010.

[22] C. Ziogou, D. Ipsakis, C. Elmasides, F. Stergiopoulos, S. Papadopoulou, P. Seferlis, and S. Voutetakis, “Automation infrastructure and operation control strategy in a stand-alone power system based on renewable energy sources,” *J. Power Sources*, vol. 196, no. 22, pp. 9488–9499, 2011.

[23] Chouder and S. Silvestre, “Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 10, pp. 1929–1937, 2010.

[24] C. Ziogou, D. Ipsakis, F. Stergiopoulos, S. Papadopoulou, S. Bezergianni, and S. Voutetakis, “Infrastructure, automation and model-based operation strategy in a

stand-alone hydrolytic solar-hydrogen production unit,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 21, pp. 16591–16603, 2012.

[25] F. Bizzarri, A. Brambilla, L. Caretta, and C. Guardiani, “Monitoring performance and efficiency of photovoltaic parks,” *Renew. Energy*, vol. 78, pp. 314–321, 2015.

[26] F. A. Olivencia Polo, J. A. del Rosario, and G. Cerruela García, “Supervisory control and automatic failure detection in grid-connected photovoltaic systems,” *Intell. Syst.*, pp. 458–467, 2010.

[27] A. Soetedjo, Y. I. Nakhoda, A. Lomi, and F. Farhan, “Web-SCADA for Monitoring and Controlling Hybrid Wind-PV Power System,” *TELKOMNIKA (Telecommunication Comput. Electron. Control.*, vol. 12, no. 2, p. 305, 2014.

[28] G. Hu, T. Cai, C. Chen, and S. Duan, “Solutions for SCADA system communication reliability in photovoltaic power plants,” *2009 IEEE 6th Int. Power Electron. Motion Control Conf. IPEMC '09*, vol. 3, pp. 2482–2485, 2009.

[29] H. Yusa, T. Otani, N. Senke, E. Ohba, Y. Arai, Y. Okuno, T. Hayashi, and Y. Hoshi, “Application of IEC 61850 to the communication of a large-scale photovoltaic power generation operation - Web service and conformance test -,” *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2011 IEEE International Conference on*. pp. 522–527, 2011.

[30] ISO 9001:2000 ítem 4.2.

7. Anexos

ANEXO A. Tablas de irradiación solar.

Estado	Ciudad	Latitude	Longitude	Elevation (msnm)	Heating design temperature	Cooling design temperature	Earth temperature amplitude	Air temperature	Daily solar radiation - horizontal	Min	Max	Med
Aguascalientes	AGUASCALIENTES	21.89	-102.36	1,918.00	7.39	26.74	17.27	17.50	5.91	4.61	7.20	5.91
Baja California	BAJA CALIFORNIA	30.35	-117.78	36.00	10.96	21.39	2.50	16.60	4.96	3.29	6.44	4.96
Baja California	Mexicali	32.61	-115.52	354.00	4.96	35.70	25.22	20.00	5.27	2.91	7.54	5.27
Baja California	San Javier	25.86	-111.55	96.00	11.78	35.52	28.40	24.50	5.69	3.70	7.10	5.54
Baja California Sur	BAJA CALIFORNIA SUR	25.42	-114.56	8.00	13.83	24.87	3.46	16.60	4.96	3.88	6.91	5.76
Baja California Sur	La Paz	24.12	-110.37	71.00	14.91	32.09	12.03	24.40	5.59	3.54	7.36	5.59
Campeche	CAMPECHE	19.83	-90.62	60.00	18.57	32.57	8.42	26.00	5.84	4.24	6.92	5.85
Chiapas	CHIAPAS	16.25	-94.50	367.00	17.30	30.65	7.80	24.70	5.23	4.36	6.32	5.23
Chiapas	Tuxtla Gutiérrez	16.75	-93.20	527.00	15.91	30.78	10.78	23.80	5.15	4.28	6.15	5.15
Chiapas	Arriaga	20.43	-91.66	6.00	20.35	29.35	26.70	26.20	6.04	4.70	5.90	5.36
Chiapas	Comitán	16.23	-92.13	828.00	13.83	29.09	22.80	21.70	5.39	3.70	5.50	4.63

Chiapas	San Cristóbal	16.73	-92.64	828.00	13.83	29.09	22.80	21.70	5.39	3.70	5.40	4.49
Chiapas	Tapachula	14.93	-92.31	362.00	21.43	30.87	28.10	26.20	6.17	4.10	5.40	4.71
Chihuahua	CHIHUAHUA	28.67	-106.21	1,728.00	-0.65	27.78	21.01	14.90	5.59	3.74	7.44	5.59
Chihuahua	Cd. Juárez	31.65	-106.59	1,386.00	-1.83	30.57	23.69	15.60	5.33	3.11	7.40	5.33
Coahuila	Piedras Negras	28.69	-100.55	427.00	4.57	29.70	20.10	19.10	4.87	2.90	6.70	4.53
Coahuila	Saltillo	25.43	-100.98	1,082.00	5.48	29.74	20.80	18.80	5.16	3.30	5.90	4.78
Colima	COLIMA	19.24	-103.76	1,060.00	12.43	30.22	15.80	21.50	5.61	4.61	7.18	5.61
Ciudad de México	CIUDAD DE MEXICO	19.39	-99.42	1,928.00	6.57	25.48	16.74	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
Ciudad de México	Benito Juárez	19.38	-99.20	1,928.00	6.57	25.48	16.74	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
Ciudad de México	Coyoacán	19.33	-99.19	1,928.00	6.57	25.48	16.74	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
Ciudad de México	Cuauhtémoc	19.43	-99.18	1,928.00	6.57	25.48	16.74	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
Ciudad de México	Tacubaya	19.40	-99.20	1,928.00	6.57	25.48	16.74	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
Ciudad de México	Tacubaya México, D.F.	19.40	-99.19	1,928.00	6.57	25.48	16.74	16.50	5.46	3.80	5.80	4.91
Durango	DURANGO	24.02	-104.72	1,891.00	4.00	27.00	19.14	16.30	5.73	4.17	7.15	5.73
Guanajuato	GUANAJUATO	20.88	-102.01	1,749.00	8.57	27.48	16.95	18.40	5.87	4.66	7.23	5.87
Guanajuato	Celaya	20.53	-100.89	1,929.00	6.57	25.70	19.00	16.60	5.86	4.58	7.04	5.86
Guanajuato	León											

Guanajuato	Irapuato											
Guanajuato	Salamanca											
Guanajuato	Moroleón											
Guanajuato	Dolores Hidalgo											
Guanajuato	San Miguel Allende											
Guanajuato	Pénjamo											
Guerrero	GUERRERO	17.60	-101.22	430.00	20.17	29.39	6.61	25.00	6.05	4.99	7.38	6.05
Guerrero	Chilpancingo	17.55	-99.53	961.00	15.91	30.13	13.38	22.80	5.68	4.89	6.83	5.68
Guerrero	Acapulco	16.84	-100.00	236.00	22.65	29.57	3.57	26.40	6.11	5.17	7.39	6.11
Guerrero	Acapulco	16.84	-99.86	409.00	21.09	29.87	27.60	25.60	6.14	4.70	6.10	5.28
Guerrero	Cd. Altamirano	18.35	-100.66	1,277.00	12.96	28.78	23.10	20.80	6.01	4.10	6.70	5.58
Guerrero	Zihuatanejo											
Guerrero	Técpan de Galeana											
Guerrero	Iguala											
Guerrero	San Marcos											
Hidalgo	HIDALGO	20.50	-100.04	1,929.00	6.57	25.70	16.29	16.60	5.86	4.58	7.04	5.86
Hidalgo	Pachuca	20.08	-98.83	1,324.00	7.74	28.00	13.53	18.20	5.16	4.00	6.26	5.16
Hidalgo	Actopan											
Hidalgo	Tula											
Hidalgo	Tulancingo											
Hidalgo	Tepeji del Rio											

Hidalgo	Tizayuca											
Hidalgo	Huejutla											
Hidalgo	Ixmiquilpan											
Jalisco	JALISCO	20.83	-105.85	451.00	16.22	29.22	9.14	23.60	6.00	4.36	7.71	6.00
Jalisco	Guadalajara	20.67	-103.41	1,483.00	10.13	28.78	16.54	19.50	5.80	4.60	7.24	5.81
Jalisco	Careyes	19.44	-105.03	280.00	18.65	28.35	26.70	24.50	6.06	4.57	7.58	6.06
Jalisco	Colotlán	22.10	-103.28	1,886.00	6.00	26.26	18.90	16.90	5.91	4.10	8.20	5.88
Jalisco	Lagos de Moreno	21.36	-101.92	1,951.00	6.65	26.26	19.60	16.80	5.79	4.00	7.20	5.54
México	MÉXICO	19.33	-100.73	1,791.00	8.35	26.00	16.39	17.70	5.71	4.69	6.96	5.72
México	Toluca de Lerdo	19.29	-99.70	1,928.00	6.57	25.48	16.74	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
México	Ecatepec	19.57	-99.04	1,928.00	6.57	25.48	16.39	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
México	Nezahualcoyotl	19.43	-99.02	1,928.00	6.57	25.48	16.39	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
México	Metepec	19.26	-99.60	1,928.00	6.57	25.48	16.39	16.50	5.46	4.49	6.55	5.46
México	Valle de Bravo	19.18	-100.16	1,791.00	8.35	26.00	16.39	17.70	5.71	4.69	6.96	5.72
México	Chapingo	19.84	-98.52	1,795.00	6.22	25.52	19.10	16.50	5.40	3.90	5.90	5.08
Michoacán	MICHOACAN	19.15	-103.02	1,060.00	12.43	30.22	15.80	21.50	5.61	4.61	7.18	5.61
Michoacán	Morelia	19.70	-101.28	1,502.00	10.74	27.83	15.71	19.60	5.58	4.68	7.06	5.58
Michoacán												

Michoacán												
Michoacán												
Michoacán												
Michoacán												
Morelos	MORELOS	18.73	-99.62	1,535.00	10.78	27.61	15.48	19.50	5.93	4.90	7.06	5.94
Morelos	Cuernavaca	18.93	-99.31	1,535.00	10.78	27.61	15.48	19.50	5.93	4.90	7.06	5.94
Morelos	Cuautla	18.83	-98.93	1,632.00	9.30	26.61	21.30	18.40	6.05	3.10	5.70	4.58
Nayarit	NAYARIT	21.84	-106.33	105.00	18.74	28.39	3.18	24.70	6.07	4.32	7.72	6.07
Nayarit	Tepic	21.50	-104.91	1,107.00	11.61	29.78	15.14	20.90	5.88	4.40	7.66	5.88
Nuevo León	NUEVO LEON	25.47	-102.06	1,466.00	5.74	29.30	18.75	18.50	5.39	3.68	6.76	5.39
Nuevo León	Monterrey	25.65	-100.44	1,082.00	5.48	29.74	14.68	18.80	5.16	3.64	6.27	5.16
Oaxaca	OAXACA DE JUAREZ	17.08	-96.76	1,005.00	11.13	28.43	21.10	19.90	5.26	4.40	6.00	5.33
Oaxaca	Salina Cruz	16.20	-95.20	540.00	16.04	29.48	25.00	23.40	5.31	5.00	6.60	5.78
Puebla	PUEBLA DE ZARAGOZA	19.34	-100.14	1,791.00	8.35	26.00	16.39	17.70	5.71	4.69	6.96	5.72
Puebla												
Puebla												
Puebla												
Puebla												
Puebla												
Puebla												

Querétaro	QUERETARO DE ARTEAGA	20.61	-100.48	1,929.00	6.57	25.70	16.29	16.60	5.86	4.58	7.04	5.86
Quintana Roo	QUINTANA ROO	19.74	-90.25	60.00	18.57	32.57	8.42	26.00	5.84	4.24	6.92	5.85
Quintana Roo	Chetumal	18.52	-88.34	65.00	18.83	31.39	7.94	25.50	4.98	3.86	6.04	4.98
Quintana Roo	Cozumel	20.43	-86.87	3.00	21.09	28.91	27.40	26.30	5.37	3.80	5.70	4.68
Quintana Roo	Playa del Carmen	20.65	-87.07	10.00	18.43	31.39	25.40	25.40	5.01	3.90	6.60	5.36
San Luis Potosí	SAN LUIS POTOSI	22.12	-101.10	1,955.00	5.35	26.00	17.27	16.10	5.76	4.39	6.88	5.76
San Luis Potosí	Río Verde	21.91	-99.98	1,233.00	7.74	28.09	20.20	18.60	5.20	3.30	5.80	4.68
Sinaloa	SINALOA	24.74	-109.67	69.00	16.48	31.39	8.77	24.80	6.23	4.07	8.08	6.24
Sinaloa	Culiacán	24.65	-107.91	403.00	14.74	29.48	9.15	23.40	5.98	3.99	7.91	5.98
Sinaloa	Mazatlán	23.25	-106.42	616.00	30.04	13.05	24.00	22.50	5.94	3.90	5.70	4.91
Sonora	SONORA	29.33	-116.24	58.00	11.52	22.57	2.89	17.30	5.10	3.45	6.58	5.10
Sonora	Hermosillo	29.08	-111.13	438.00	6.91	35.35	21.59	21.80	5.62	3.47	7.54	5.62
Sonora	Cd. Obregón	27.48	-110.01	218.00	10.78	34.22	25.40	23.40	6.11	3.40	7.70	5.51
Sonora	Guaymas	27.91	-110.91	218.00	10.78	34.22	25.40	23.40	6.11	4.50	7.30	6.05
Sonora	Nogales	31.19	-111.00	851.00	2.96	33.74	21.50	18.70	5.56	2.90	7.00	5.03
Sonora	San Luis Río Colorado	32.45	-114.76	286.00	36.65	26.73	25.20	21.10	5.32	2.80	7.40	5.10

Tamaulipas	TAMAULIPAS	24.93	-100.89	1,473.00	5.48	27.70	14.49	17.40	5.41	3.93	6.52	5.41
Tamaulipas	Ciudad Victoria	23.74	-99.18	999.00	7.87	28.04	11.88	19.00	5.28	3.85	6.31	5.28
Tamaulipas	Matamoros	25.84	-97.51	37.00	10.26	30.39	23.40	22.80	4.76	2.80	7.00	5.20
Tamaulipas	Reynosa	26.05	-98.30	133.00	8.17	30.48	22.70	21.80	4.87	2.50	6.10	4.54
Tamaulipas	Soto la Marina	23.77	-98.21	350.00	11.30	29.91	23.80	22.30	5.02	3.20	5.40	4.58
Tamaulipas	Tampico	22.27	-97.87	80.00	16.43	28.78	26.20	24.50	4.90	3.20	6.40	4.53
Tlaxcala	TLAXCALA	19.42	-98.45	1,795.00	6.22	25.52	15.67	16.50	5.40	4.49	6.21	5.40
Veracruz	VERACRUZ	19.18	-96.25	530.00	14.87	29.13	7.72	22.70	4.60	3.55	5.46	4.60
Veracruz	Córdoba	18.89	-96.98	750.00	12.61	29.87	11.52	21.40	4.92	3.91	5.84	4.92
Veracruz	Jalapa	19.54	-96.88	530.00	14.87	29.13	24.70	22.70	4.60	3.00	5.00	4.01
Veracruz	Orizaba	18.86	-97.10	1,615.00	7.43	25.65	19.00	16.70	5.91	3.10	4.90	3.97
Veracruz	Poza Rica	20.53	-97.44	740.00	10.61	29.48	21.80	20.70	4.59	3.10	6.40	4.88
Veracruz	San Andrés Tuxtla	18.44	-95.21	293.00	16.26	30.83	25.10	23.90	4.82	3.40	6.60	5.05
Veracruz	Tuxpan	20.96	-97.38	740.00	10.61	29.48	21.80	20.70	4.59	3.10	5.50	4.20
Yucatán	YUCATAN	21.07	-92.18	-	19.61	28.87	2.78	25.70	5.82	3.86	7.27	5.82
Yucatán	Mérida	20.98	-89.77	34.00	17.48	32.83	10.15	25.60	5.30	3.98	6.35	5.30

Yucatán	Progreso	21.30	-89.68	9.00	18.96	30.26	26.40	25.70	6.01	4.00	5.50	4.94
Yucatán	Valladolid	20.69	-88.20	26.00	17.57	32.02	25.60	25.40	5.15	3.10	5.70	4.54
Zacatecas	ZACATECAS	23.07	-104.79	1,796.00	5.13	26.61	18.18	16.80	5.77	4.30	7.39	5.77

Mínimo										2.50	4.90	3.97
Máximo										5.17	8.20	6.24
Promedio										3.84	6.55	5.10