



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Implementación de generador fotovoltaico
interconectado a la red eléctrica y con
sistema de monitoreo de generación y
consumo de energía**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico-Electrónico

P R E S E N T A

Ulisses Peñafiel Hernández

ASESOR DE INFORME

M.I. Iván Urzúa Rosas



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

A mis padres:

Miguel e Isabel quienes me apoyaron todo el tiempo,
dando su vida y dedicación para que llegara a este momento.

A mi novia Mariana Reyes:

Quien me apoyo y alentó para continuar estando siempre a mi lado.

A mis maestros:

Quienes nunca desistieron al enseñarme.

A mis sinodales:

Quienes aceptaron regalarme parte de su tiempo
en revisar y aprobar este informe.

A todos los que me apoyaron para escribir y concluir este trabajo,
pues es a ellos a quienes debo agradecer.



Índice general

Glosario de términos y conceptos	IV
Introducción	VII
Objetivos	VIII
1 Antecedentes del tema	1
1.1 El desarrollo de la generación FV.	1
1.2 Tecnologías actuales.	1
2 Sistema fotovoltaico de 3.2 KW interconectado a la red eléctrica	4
2.1 Contexto de la participación profesional en el proyecto.....	4
2.2 Levantamiento en sitio.	4
2.3 Cálculo preliminar del sistema fotovoltaico	8
2.4 Distribución de módulos solares.	12
2.5 Dimensionamiento final del sistema.....	12
2.5.1 Inversor solar.	13
2.5.1.1 Elección del inversor.....	13
2.5.1.2 Potencia del microinversor.....	14
2.5.2 Angulo de inclinación óptimo	17
2.5.3 Altura solar mínima.....	17
2.5.4 Separación mínima entre módulos	19
2.5.5 Diagrama de anclajes.....	21
2.5.6 Dimensionamiento de cableado, protecciones y canalizaciones	22
2.5.6.1 Dimensionamiento del cableado.....	23
2.5.6.2 Dimensionamiento de tubería.....	24
2.5.6.3 Cálculo de protecciones.....	25
2.5.7 Pérdidas del sistema.....	26
2.5.7.1 Pérdidas internas.....	26
2.5.7.2 Perdidas por distancia a la caja de unión.	27
2.5.7.3 Pérdidas por distancia desde la caja de unión hasta el medidor bidireccional.....	28
2.5.8 Estimación de generación anual del sistema.....	29
2.5.9 Render (Plano en 3D) del sistema.....	31



2.5.9.1	Diagrama de canalizaciones.....	34
2.5.10	Planos eléctricos.....	36
2.5.10.1	Diagrama unifilar.....	36
2.5.10.2	Diagrama de conexiones.....	38
3	Instalación del sistema.....	43
3.1	Lista de materiales.....	43
3.2	Obtención de materiales y equipos.....	44
3.2.1	Revisión completa de materiales.....	45
3.3	Proceso de instalación.....	46
3.3.1	Revisión de diagramas y planos eléctricos.....	46
3.3.2	Trazo y puesta de anclajes.....	47
3.3.3	Preparación de la estructura.....	48
3.3.4	Armado de la estructura.....	49
3.3.5	Canalización y cableado.....	51
3.3.6	Preparación y montaje de cajas de unión, caja combinadora y caja de desconexión del sistema al centro de cargas.....	52
3.3.7	Montaje de microinversores.....	56
3.3.8	Montaje de módulos.....	57
4	Puesta en marcha del sistema.....	59
4.1	Revisión de los elementos del sistema.....	59
4.1.1	Pruebas de continuidad y tensiones (parámetros de módulo).....	59
4.1.2	Energización del sistema.....	60
4.2	Configuraciones de monitoreo.....	61
4.2.1	Sistema de monitoreo de microinversores.....	61
4.2.2	Sistema de monitoreo de consumo y producción de energía.....	64
4.3	Elaboración del manual de usuario.....	66
4.4	Proceso de interconexión.....	67
4.4.1	Trámite con el suministrador de servicios básicos.....	64
5	Participación profesional.....	70
6	Resultados y aportaciones.....	72



6.1	Resultados del monitoreo de microinversores.	72
6.1.1	Lectura de datos y funcionamiento del sistema.....	78
6.1.2	Eficiencia y energía entregada por el sistema.....	78
6.2	Resultados del monitoreo de consumo y producción.....	78
6.2.1	Obtención de datos y funcionamiento	78
6.3	Validación y comparación de monitoreos.....	82
6.4	Resultados económicos	84
6.5	Análisis LCOE (Level Cost Of Energy).....	84
	Conclusiones	90
	Bibliografía	92



Glosario de términos y conceptos

El siguiente glosario fue incluido con la intención de dejar lo más claro posible el contexto con el cual están siendo usados las palabras y conceptos técnicos descritos. Durante la realización del siguiente trabajo, traté en mayor medida, de mantenerme apegado a la conceptualización e interpretación de los términos y definiciones técnicas establecidas en la NOM-001-SEDE-2012 emitida por la Secretaría de Energía en el Diario Oficial de la Federación entonces vigente. De esta manera, cito tal cual están definidos los términos en dicho documento, con el fin de no interpretar de forma inadecuada o tergiversar estos conceptos que, de cierta forma, ya están universalizados.

A prueba de intemperie: *Construido o protegido de modo que su exposición o uso a la intemperie no impida el funcionamiento especificado. Los equipos a prueba de lluvia, herméticos a la lluvia o herméticos al agua pueden cumplir los requisitos de “a prueba de intemperie” cuando otras condiciones atmosféricas, diferentes a la humedad, no son un factor tales como la nieve, hielo, polvo o temperaturas extremas. (Art. 100)*

A tierra: *Conexión conductora, intencionada o accidental, entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal. (Art. 100)*

Ampacidad: *Corriente máxima que un conductor puede transportar continuamente, bajo las condiciones de uso, sin exceder su rango de temperatura. (Art. 100)*

Arreglo: *Ensamble mecánicamente integrado de módulos o paneles con una estructura y bases de soporte, sistema de orientación y otros componentes, según se necesite para formar una unidad de generación de energía eléctrica de corriente continua. (Art. 690)*

Caja de desconexión (baja tensión): *Envoltura diseñada para montaje superficial que tiene puertas abatibles o cubiertas superficiales sujetas en forma telescópica a las paredes de las cajas. (Art. 100)*

Canalización: *Canal cerrado de materiales metálicos o no metálicos, expresamente diseñado para contener alambres, cables o barras conductoras, con funciones adicionales como lo permita esta NOM. Las canalizaciones incluyen, pero no están limitadas a, tubo conduit rígido metálico, tubo conduit rígido no metálico, tubo conduit metálico semipesado, tubo conduit flexible hermético a los líquidos, tuberías metálicas flexibles, tubo conduit metálico flexible, tuberías eléctricas no metálicas, tuberías eléctricas metálicas, canalizaciones subterráneas, canalizaciones en pisos celulares de concreto, canalizaciones en pisos celulares de metal, canaletas, ductos y electroductos. (Art. 100)*

Carga (eléctrica): *Es la potencia instalada o demandada en un circuito eléctrico. (Art. 100)*

Celda solar: *Dispositivo fotovoltaico básico que genera electricidad cuando está expuesto a la luz solar. (Art. 690)*



Corriente continua: Se denomina también corriente directa y ambos términos pueden emplearse para la identificación o marcado de equipos, aunque debe tenderse al empleo de corriente continua, que es el normalizado nacional e internacionalmente. (Art. 100)

Corriente de cortocircuito: Posible corriente de falla simétrica a la tensión nominal, a la cual un aparato o un sistema puede estar conectado sin sufrir daños que excedan los criterios de aceptación definidos. (Art. 100)

Energizado(a): Es, o está conectado(a) a una fuente de tensión. (Art. 100)

Equipo: Término general para referirse a: herrajes, dispositivos, aparatos, luminarias, aparatos y productos similares utilizados como partes de, o en conexión con, una instalación eléctrica. (Art. 100)

Estructura: Aquello que se ha edificado o construido. (Art. 100)

Fusible: Dispositivo de protección contra sobrecorriente con una parte que se funde cuando se calienta por el paso de una sobrecorriente que circule a través de ella e interrumpe el paso de la corriente. (Art. 100)

Gabinete: Envoltura diseñada para montaje superficial o empotrado, provista de un marco, montura o bastidor en el que se instalan o pueden instalarse una o varias puertas de bisagra. (Art. 100)

Inversor: Equipo que se utiliza para cambiar el nivel de tensión o la forma de onda, o ambas, de la energía eléctrica. En general un inversor es un dispositivo que cambia una entrada de corriente continua en una salida de corriente alterna. Los inversores también pueden funcionar como cargadores de baterías que emplean la corriente alterna de otra fuente y la convierten en corriente continua para cargar las baterías. (Art. 690)

Módulo: Unidad completa protegida ambientalmente, que consta de celdas solares, óptica y otros componentes, sin incluir los sistemas de orientación, diseñada para generar energía de corriente continua cuando es expuesta a la luz solar. (Art. 690)

Panel: Conjunto de módulos unidos mecánicamente, alambrados y diseñados para formar una unidad para instalarse en campo. (Art. 690)

Puesto a tierra: Conectado (conexión) a tierra o a algún cuerpo conductor que extienda la conexión a tierra. (Art. 100)

Salida: Punto en un sistema de alambrado en donde se toma corriente para alimentar a un equipo de utilización. (Art. 100)

Sistema fotovoltaico Solar: El total de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica apropiada para conectar una carga de utilización. (Art. 690)



Suministrador: *Compañía de servicio público autorizada por la LIE, encargada del abastecimiento de energía eléctrica para su utilización. (Art. 100)*

Tubo conduit: *Sistema de canalización diseñado y construido para alojar conductores en instalaciones eléctricas, de forma tubular, sección circular. (Art. 100)*

Tensión (de un circuito): *La mayor diferencia de potencial (tensión rms) entre dos conductores cualesquiera de un circuito considerado. (Art. 100)*

Unión: *Conexión permanente de partes metálicas, que no lleva corriente normalmente, que forma una trayectoria eléctricamente conductora que asegure la continuidad y capacidad de conducir con seguridad cualquier corriente a la que puedan estar sometidas. (Art. 100)*



Introducción

A lo largo del tiempo, las necesidades del ser humano por abastecerse de energía han evolucionado. Hoy en día es necesario tener alternativas que no solo satisfagan dichas necesidades, sino que es importante que la explotación de los recursos para obtener esa energía impacte lo menos posible al medio ambiente. Es relevante mencionar que, una parte muy importante de la energía eléctrica que se utiliza en, prácticamente, todo mundo proviene de combustibles fósiles, los que, aparte de ser no renovables, afectan y contaminan la atmosfera del planeta.

Por lo anterior, el uso de fuentes de energía que eviten en gran medida el impacto negativo hacia el planeta es inevitable. Una de las tecnologías que actualmente se está desarrollando y utilizando ampliamente es la que emplea la energía del sol para transformarla, en energía eléctrica. Gracias al desarrollo e investigación es posible hablar hoy en día del uso de celdas solares que transforman la energía solar en energía eléctrica. Estas celdas agrupadas en “módulos solares” permiten que comercios, industrias y viviendas generen su propia energía eléctrica de manera aislada o en conjunto con las redes eléctricas existentes, conectándose a estas y entregando energía no solo a los usuarios inmediatos sino también enviando cientos de miles de kilowatts por las redes de distribución.

A lo largo de este informe me daré a la tarea de explicar cómo, hoy en día, es posible desarrollar un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica, así como también mostrar el panorama de las nuevas leyes y normas que aplican en nuestro país para desarrollar este tipo de proyectos, tanto a nivel residencial (en el caso de este informe) así como nivel comercial e industrial.



Objetivos

Me gustaría hacer énfasis en que, el objetivo de fondo es hacer un informe derivado de la experiencia profesional en generación de energía eléctrica fotovoltaica para obtener el título como ingeniero eléctrico – electrónico, sin embargo el objetivo principal se presenta a continuación:

Utilizar los equipos y materiales necesarios en la instalación de un generador fotovoltaico interconectado a la red que esté suministrando energía eléctrica para una residencia.

- Registrar la reducción total o parcial del consumo de energía en la residencia, obteniendo el decremento de al menos el 90% del total de la factura emitida por el suministrador de servicios básicos de electricidad en México.
- Identificar el correcto funcionamiento del sistema mediante un equipo de monitoreo, corroborando la generación y consumo de energía eléctrica, de tal manera que, mediante gráficas y datos reales refleje el ahorro de energía.
- Interpretar mediante datos, tablas y gráficas los resultados esperados tanto en la parte técnica, como en la parte económica estableciendo parámetros y metas concretos para estos dos campos.



1 Antecedentes del tema

1.1 El desarrollo de la generación FV

El efecto fotoeléctrico vio la luz por primera vez en 1838 como resultado de los experimentos realizados por el francés Alexandre Edmond Bequerel, de 19 años en ese entonces. El suceso se dio lugar durante pruebas con una pila de electrodos de platino, cuando Alexandre pudo apreciar que se presentaba flujo de corriente hacia uno de ellos al ser expuestos al sol. (Ref. Electrónica no. 2).

El siguiente escalón importante para la evolución del efecto fotoeléctrico, fue en 1873 cuando este se pudo apreciar en un material sólido, en este caso el selenio y no es sino cuatro años más tarde, es decir, en 1877 que nace la primera celda solar gracias al inglés William Grylls profesor de filosofía natural junto con su pupilo Richard Evans en el King College de Londres. (Ref. Electrónica no. 2).

Si bien esto sucedió a finales del siglo XIX, no fue sino hasta mediados del siglo XX cuando se empezaron a realizar las primeras aplicaciones de celdas solares para aparatos y componentes de muy bajo consumo y usos generales como radios o juguetes. En ese tiempo, el costo para producir un solo watt mediante el sol superaba los 300 dólares por lo que en ese momento ni siquiera se consideraba el uso de celdas solares para la generación de energía en grandes cantidades, como lo comenzaron a hacer años después las plantas fotovoltaicas convencionales que conocemos ahora. (Ref. Electrónica no. 2).

Cabe mencionar que a pesar de este alto costo había una aplicación donde si bien, las grandes cantidades de dinero no eran problema si lo eran la practicidad y durabilidad de los proyectos a desarrollar, es decir, proyectos espaciales. Es en 1958 cuando se lanza el primer satélite con celdas solares incluidas con el nombre de *Vanguard I*. Es aquí donde se ve por primera vez el gran potencial a largo plazo de las celdas solares, aún cuando esta fuente de energía no era la fuente principal del *Vanguard I*, se convirtió, casi de manera inmediata, gracias a que las otras baterías que contenía el satélite solo duraron 20 días, siendo sustituidas por los módulos solares los cuales tuvieron una vida de más de 5 años (Ref. Electrónica no. 2).

1.2 Tecnologías actuales

Gracias a los avances continuos en la tecnología, no solo podemos ver una evolución en cuanto a calidad, durabilidad, eficiencia y potencia de los módulos solares actuales, sino también, es más que evidente un gran avance en cuanto al costo beneficio de la fabricación de estos.

Hoy en día hay una infinidad de industrias que han visto el gran potencial que conlleva zambullirse en el mundo de las energías renovables, principalmente en la generación mediante paneles fotovoltaicos. Gracias a esas empresas, hoy podemos ver como se comercializan

módulos tan pequeños como para suministrar unos pocos watts y poder ver el juguete de un niño funcionar, hasta módulos de 400 W. capaces de generar esa potencia en tal solo un par de metros cuadrados.

A continuación, a manera de ejemplo, enlisto algunas características de los módulos solares, mostrando sus características principales como potencia, tipo de tecnología y eficiencia, esto con el único fin de señalar cuáles son las características de estos dispositivos actualmente:

- Módulos de potencia de 400 W, monocristalinos, eficiencia promedio 19.3 %
- Módulos de potencia de 390 W, monocristalinos, eficiencia promedio 19%.
- Módulos de potencia de 330 W, policristalinos, eficiencia promedio 17.01 %
- Módulos de potencia de 275 W, policristalinos, eficiencia promedio 16.5 %

(Ref. Bibliográfica 1).



*Imagen 1.1 - módulo fotovoltaico 400W:
aporte propio.*

En la imagen 1.1 se muestra el primer módulo de la lista, esto es, un panel de 400 W monocristalino montado en una estructura de aluminio. Es preciso aclarar que la lista anterior no es oficial y no se tratan de los módulos más eficientes del mundo, pero si es una buena referencia de los módulos actuales más eficientes.

Sin embargo, estas referencias son solo para aplicaciones comerciales, si abrimos el panorama, podemos encontrarnos con módulos que superan el 30% de eficiencia con una tecnología



multicapa la cual permite convertir un espectro más amplio de la radiación solar en energía, los cuales son destinados para aplicaciones espaciales.

También podemos ver un “boom” impresionante en la variedad de materiales y aplicaciones que van desde módulos solares de superficie con transparencia suficiente para pasar desapercibidos pareciendo ventanas, módulos solares portátiles, mochilas solares, módulos solares flexibles que permiten ser instalados rápidamente y disminuyendo su peso, pisos solares, tejas solares, entre muchos otros más.



2 Sistema fotovoltaico de 3.2 KW interconectado a la red eléctrica

2.1 Contexto de la participación profesional en el proyecto

Este proyecto estuvo orientado a proporcionar una solución de consumo de energía eléctrica en una residencia. Me encontré con una vivienda la cual se encontraba en una tarifa de alto consumo (tarifa DAC), que quiere decir que el consumo total anual superaba los 3000 KWh. Una característica importante de la residencia, fue que contaba con una instalación de alimentación trifásica, lo cual es poco común en la mayoría de viviendas, aunque en este caso, la residencia presentaba una gran cantidad de cargas. El área útil en la azotea de la vivienda se prestaba de manera adecuada para el desarrollo del proyecto, contando con pocos objetos que causaran sombreados en horarios importantes (de 9 a 16 horas) y con alrededor de 38 m^2 de área disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Previo al desarrollo del proyecto, realicé varias estimaciones de cuanta energía sería capaz de generar, en este sentido, establecí de manera contundente el objetivo de ahorrar al menos el 90% de energía que se consumía en ese momento, enfatizando que, de ser posible, se generara el 100% del consumo actual. Además analicé diversas propuestas en cuanto a la tecnología de inversores y módulos con los que se contaba para realizar el proyecto. Puse a consideración tres tipos de módulos, los cuales se podrían obtener con un rápido tiempo de entrega y con una calidad muy buena. Como decisión final, opté por el módulo que se muestra a lo largo del informe, dado que se mantenía un estándar de calidad bastante bueno, al mismo tiempo que el costo del módulo era de hasta un 30% más económico en comparación con el más caro de los tres módulos que consideré. Por otro lado, opté por el panel de 320 W para maximizar la densidad de potencia en el área de la azotea, dado que también se contaba con la opción de un panel de 275 W con la desventaja de que disminuiría el factor de densidad de potencia mencionado.

Por último, es importante mencionar, que el proyecto consta de la integración de equipos y dimensionamientos de la instalación eléctrica y de la estructura, lo cual, no incluye la parte del desarrollo y dimensionamiento del control del sistema de inversión y monitoreo, tales como los parámetros de sincronización en frecuencia y tensión con la red eléctrica ya que los equipos integrados ya realizan las funciones mencionadas.

2.2 Levantamiento en sitio

Para poder realizar los cálculos necesarios, llevé a cabo el levantamiento del sitio, este consistió en tomar medidas y evidencia de la estructura del lugar, las cuales son necesarias para realizar el diagrama en 3D y dimensionamiento.

En primera instancia, localicé el centro de carga como se muestra en la imagen 2.1 y 2.2, en esta última, se puede observar el interruptor principal donde siempre es recomendable realizar la interconexión del sistema, lo anterior, para hacer el cálculo de tubería, partiendo desde aquí hasta la zona a considerar para la instalación de los módulos solares.



Imagen 2.1 - Centros de carga y medidor del suministrador: aporte propio.



Imagen 2.2 - Centro de carga: aporte propio.

Una vez que estuve en el sitio, tomé las medidas y las fotografías requeridas, tal y como se muestra en las imágenes 2.3, 2.4 y 2.5, esto para saber el estado en que se encontraba la azotea y si existían obstrucciones o sombreados (antenas, traga luz, ventiladores, etc.) que pudieran afectar a la instalación y el espacio disponible para los módulos.



Imagen 2.3 - Fotografía del sitio, azotea: aporte propio.



Imagen 2.4 - Fotografía del sitio, azotea: aporte propio.



Imagen 2.5 - Fotografía del sitio, azotea: aporte propio.

Para realizar el levantamiento, me apoyé de una lista o “check list”, la cual cabe aclarar, es de autoría propia anticipándome a las consideraciones más importantes para el desarrollo del proyecto tales como la toma de distancias al centro de cargas, tipo de medidor, existencia de conexión a internet, entre otras. El check list se muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 – Check list de levantamientos: aporte propio.

Check list de levantamientos	
Quien realiza el levantamiento: <u>Ulisses Peñafiel Hernández</u>	
Usuario: _____	
Hora de la cita: <u>10:00</u>	
1- Zona de instalación de paneles establecida.	<input checked="" type="checkbox"/>
2- Contemplar objetos que generen sombra (antenas, edificios, etc...).	<input checked="" type="checkbox"/>
3- Fotografías de la azotea, trayectorias, C.C., medidor, mufa, puesta a tierra.	<input checked="" type="checkbox"/>
4- Medición a detalle de la zona donde se instalaran los paneles FV.	<input checked="" type="checkbox"/>



5- Trayectoria de tubería.	X
6- Distancias desde el GFV al centro de carga de acuerdo al punto 5.	X
7- Zona de instalación de caja de protección del sistema FV.	X
8- Validación de la zona de instalación del sistema de monitoreo.	X
9- Bosquejo del dimensionamiento de la zona de Instalación	X
10- Identificación de tipo de instalación eléctrica (dos o tres fases).	X
11- Conexión a internet (Ethernet o WIFI) para el sistema de monitoreo.	X
12- Tipo de medidor: <u>trifásico bidireccional</u>	

2.3 Cálculo preliminar del sistema fotovoltaico

Una vez hecho el levantamiento y analizados todos los puntos del check list, analicé la última facturación emitida por el suministrador, en la cual, se toma en cuenta el historial de los últimos 6 bimestres de consumo (siempre y cuando este consumo siga una tendencia que nos permita obtener valores promedio lo más cercanos a la realidad), realicé el cálculo de energía en kWh promedio consumidos al bimestre conforme la siguiente expresión:

$$KWh \text{ bimestre} = \frac{\Sigma \text{Energía bimestral}}{\# \text{ bimestres}} \quad (1)$$

Dónde:

KWh bimestre: consumo promedio al bimestre.

Σ Energía bimestral : Suma total de energía de los bimestres considerados.

Para calcular el consumo diario la expresión es la siguiente:

$$KWh \text{ Diario} = \frac{KWh \text{ bimestre}}{60 \text{ días}} \quad (2)$$

Dónde:

KWh Diario: consumo promedio de energía en un día



Para este caso, en la facturación se mostró un consumo con algo de variación entre los datos censados, tal y como se muestra en la tabla 2.2 donde se indican el periodo bimestral de facturación, el tipo de tarifa a considerar, en este caso DAC (Doméstica de Alto Consumo) y la energía total consumida en el centro de cargas, así que consideré tomar el registro del historial completo con excepción de los dos consumos más bajos dado que el objetivo era lograr reducir el consumo en al menos un 90%, por lo que tomé en cuenta los demás datos.

Tabla 2.2 - Historial de consumo antes del sistema fotovoltaico, datos eliminados enmarcados en rojo: aporte propio.

Facturación	Tarifa	Energía consumida [KWh]
Abril – Junio 2017	DAC	578
Febrero – abril 2017	DAC	608
Diciembre – febrero 2017	DAC	530
Octubre – diciembre 2016	DAC	639
Agosto – octubre 2016	DAC	285
Junio – agosto 2016	DAC	408
Abril – Junio 2016	DAC	413
Febrero – abril 2016	DAC	387
Diciembre – febrero 2016	DAC	402
Octubre – diciembre 2015	DAC	424
Agosto – octubre 2015	DAC	450

Por lo tanto, procedí a realizar el cálculo de consumo diario de la siguiente manera:

$$KWh \text{ bimestre} = \frac{(578 + 608 + 530 + 639 + 408 + 413 + 402 + 424 + 450) \text{ KWh}}{9 \text{ bimestres}}$$

$$KWh \text{ bimestre} = 494.66 \text{ KWh}$$

$$KWh \text{ Diario} = \frac{494.66 \text{ KWh}}{60 \text{ días}} = 8.24 \text{ KWh/día}$$

Una vez que calculé el consumo diario, realicé el cálculo del número de módulos necesarios para el sistema con base en la siguiente fórmula:

$$Potencia \text{ pico del sistema} = \frac{KWh \text{ Día}}{\text{hora solar pico [h]}} \quad (3)$$

Dónde:



Potencia pico del sistema: potencia máxima del sistema a una radiación de 1000 W/m^2 .

Hora solar pico: Horas solar pico promedio en la CDMX.

Sustituyendo:

$$\begin{aligned} \text{Potencia pico del sistema} &= \frac{8.24 \text{ [KWh]}}{5 \text{ [h]}} \\ &= 1.64 \text{ KW} \end{aligned}$$

Para encontrar el número de módulos, usé la potencia del módulo elegido considerando en la hoja de datos la potencia en condiciones estándar la cual se usa normalmente, esto es 320 W, por lo tanto:

$$\begin{aligned} \text{Numero de módulos} &= \frac{\text{Potencia pico del sistema}}{\text{Potencia del módulo}} && (4) \\ &= \frac{1.64 \text{ [KW]}}{0.32 \text{ [KW]}} \\ &= 5.125 \text{ módulos} \end{aligned}$$

Lo ideal en estos casos, es estar por encima del consumo requerido por el sistema para garantizar el ahorro máximo sin rebasar considerablemente el costo del mismo y evitar volver el proyecto poco viable, así que se redondeó el número de módulos fotovoltaicos a 6 con una potencia de 320W cada uno.

Por otro lado, se estableció la posibilidad de incrementar a futuro el consumo de energía eléctrica agregando aparatos cuyo consumo aumentaba considerablemente el gasto total, por lo que realicé el ajuste para cubrir esta consideración evitando quedar por abajo del consumo real y el sistema fuera capaz de proporcionar los ahorros esperados.

Muestro los datos técnicos de los equipos extra que tuve que considerar:

Calentador Eléctrico:

Tiempo de uso promedio diario por persona: 15 min

Personas consideradas: 5

Potencia pico: 2.24 KW



Por lo tanto:

$$t \text{ promedio uso diario} = (15 \text{ min}) * (5 \text{ personas})$$

$$t \text{ promedio uso diario} = 1.25 \text{ horas}$$

Para encontrar el consumo diario:

$$\text{Consumo diario} = (2.24 \text{ KW})(1.25 \text{ horas})$$

$$= \mathbf{2.8 \text{ KWh}}$$

Estufa eléctrica:

Tiempo promedio de uso diario: 1 h

Potencia pico: 3 KW

Consideré el peor de los casos, esto es, usar la estufa a la potencia máxima durante todo el tiempo de uso:

Para encontrar el consumo diario:

$$\text{Consumo diario} = (3 \text{ KW})(1 \text{ horas})$$

$$= \mathbf{3 \text{ KWh}}$$

Sumando los consumos de ambos equipos encontré que aumentarían el consumo diario de energía en: **5.8 KWh**.

Por lo tanto, el número de módulos extra para cubrir estos consumos adicionales fueron:

$$\text{Potencia pico del sistema} = \frac{5.8 \text{ [KWh]}}{5 \text{ [h]}}$$

$$= 1.16 \text{ KW}$$

$$\text{Numero de paneles} = \frac{1.16 \text{ [KW]}}{0.32 \text{ [KW]}}$$

$$= \mathbf{3.62 \text{ módulos}}$$



inclinación, distancia entre módulos para evitar las sombras, equipos a utilizar, cableado, estructura, canalizaciones y monitoreos a usar para todo el proyecto.

En la parte de dimensionamiento preliminar del sistema establecí el uso de un módulo de 320 W por lo que fue el módulo que elegí para el sistema y con el cual dimensioné todo el proyecto, por lo que los cálculos siguientes fueron a partir de este módulo.

2.5.1 Inversor solar

2.5.1.1 Elección del inversor

Para el desarrollo de este proyecto, elegí trabajar con microinversores dada la experiencia que tenía trabajando con ellos, este se trata de un equipo de conversión de corriente continua a corriente alterna por módulo, en lugar de un solo equipo para todo el arreglo de paneles (inversor central). Las ventajas de trabajar de esta forma son las siguientes:

- **No hay uso de cableado en DC:** la tensión en circuito abierto " V_{OC} " y corriente de corto circuito " I_{SC} " correspondientes, a la salida del módulo de 320 W es de 46.4 V y 9.05 A, suponiendo que se trabaje con los 10 módulos dimensionados en serie obtengo 464 V_{CD} lo que significa el uso de una sección transversal de cable más grande.

Por lo tanto, del punto anterior, pude verificar que se ahorra el uso de cable de mayor calibre, la seguridad durante la instalación es mayor al trabajar con tensiones menores y de corriente alterna (127 – 220 V de la red) además de que se evita el uso de fusibles de DC ya que el microinversor ya cuenta con ese sistema de protección.

- **Menor tiempo de instalación:** el cableado se reduce solo a la parte de AC, por lo tanto, se reduce el tiempo de mano de obra, reduciendo costos adicionales.
- **Optimiza el MPPT del sistema** (Punto de tensión de máxima potencia): suponiendo que se trabaja con 10 módulos ya sea en serie o paralelo, si alguno de ellos disminuye su tensión afecta todo el sistema y disminuye la eficiencia en el factor del módulo afectado, es decir, si un módulo disminuye su eficiencia al 50% todo el sistema disminuye su eficiencia hasta dicho valor.

Por otro lado, si se conecta un microinversor a la salida del módulo la eficiencia del sistema es un promedio de todos los módulos ya que están conectados en paralelo en AC, por lo tanto, de 10 módulos con el 100% de eficiencia y uno con el 50% obtengo $(950\%)/10$ módulos, esto es un 95% de eficiencia total.

Por ende, decidí trabajar con microinversor.



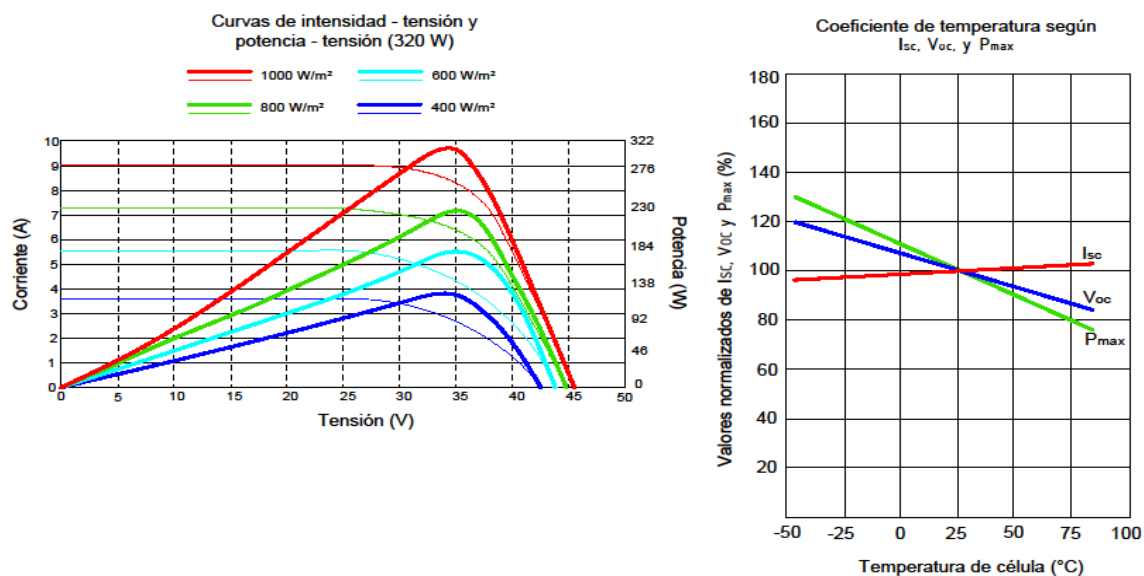
2.5.1.2 Potencia del microinversor

Los parámetros del módulo a considerar para el cálculo del microinversor son los siguientes:

- P_N : Potencia nominal --- 320 W
- V_{OC} : Tensión de Circuito abierto --- $46.4 V_{DC}$
- I_{SC} : Corriente de corto circuito --- 9.05 A
- $\%/^{\circ}C$: Coeficiente de temperatura de V_{OC} --- $(-0.3\%/^{\circ}C)$,
Coeficiente de temperatura de I_{SC} --- $(0.06 \%/^{\circ}C)$

Este último parámetro, se traduce como el porcentaje que varía la tensión o la corriente según varía la temperatura de las celdas del módulo solar. Todos estos parámetros fueron obtenidos de la hoja de datos del módulo (Ref. electrónica no. 9).

Ahora bien, en la gráfica 2.1 se muestran dos curvas de comportamiento de estos parámetros de acuerdo a la variación de temperatura y radicación solar. En la gráfica de coeficiente de temperatura se puede ver la variación de los parámetros principales (V_{OC} , P_N , I_{SC}) de acuerdo a la temperatura de la región, entre más frío (hasta cierto punto) es el clima, el rendimiento del módulo es mejor, lo cual se puede observar en el cruce de las tres rectas en 25 °C donde se alcanza el 100 % de aprovechamiento del módulo.



Gráfica 2.1 - Curvas de tensión y coeficientes de temperatura del módulo: aporte propio (ref. electrónica 9)



Ahora bien, la temperatura óptima de las celdas del módulo es de 25°C (100% de eficiencia), si consideré la temperatura mínima registrada en -5.5 °C y máxima de 38 °C (de acuerdo con la base de datos de históricos máximos y mínimos en la región, referencia electrónica 7) en la región de la CDMX donde realicé la instalación, obtuve que:

$$\begin{aligned}V_{OC} \text{ (a máxima temperatura)} &= V_{OC} [\text{V}] + (V_{OC} [\text{V}] * (-0.3 [\%/^{\circ}\text{C}] (\Delta\text{temperatura } [^{\circ}\text{C}]))) \quad (5) \\&= 46.4 [\text{V}] + (46.4 [\text{V}] * (-0.3 [\%/^{\circ}\text{C}] (38 - 25 [^{\circ}\text{C}]))) \\&= 46.4 [\text{V}] + (46.4 [\text{V}] * (-3.9\%)) \\&= 46.4 [\text{V}] - 1.809[\text{V}] \\&= \mathbf{44.59 [\text{V}]}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}V_{OC} \text{ (a mínima temperatura)} &= 46.4 [\text{V}] + (46.4 [\text{V}] * (-0.3 [\%/^{\circ}\text{C}] (\Delta\text{temperatura } [^{\circ}\text{C}]))) \\&= 46.4 [\text{V}] + (46.4 [\text{V}] * (-0.3 [\%/^{\circ}\text{C}] (-5.5 - 25 [^{\circ}\text{C}]))) \\&= 46.4 [\text{V}] + (46.4 [\text{V}] * (9.15\%)) \\&= 46.4 [\text{V}] + 4.24[\text{V}] \\&= \mathbf{50.64 [\text{V}]}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}V_{MPP} \text{ (máximo)} &= V_{MPP} [\text{V}] + (V_{MPP} * (-0.3 [\%/^{\circ}\text{C}] (\Delta\text{temperatura } [^{\circ}\text{C}]))) \quad (6) \\&= 37.4 [\text{V}] + (37.4 [\text{V}] * (-0.3 [\%/^{\circ}\text{C}] (-5.5 - 25 [^{\circ}\text{C}]))) \\&= 37.4 [\text{V}] + 3.42 [\text{V}] \\&= \mathbf{40.82 [\text{V}]}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}I_{SC} \text{ (máxima)} &= I_{SC} [\text{A}] + (I_{SC} [\text{A}] * (0.06 [\%/^{\circ}\text{C}] (\Delta\text{temperatura } [^{\circ}\text{C}]))) \quad (7) \\&= 9.05 [\text{A}] + (9.05 [\text{A}] * (0.06 [\%/^{\circ}\text{C}] (38 - 25 [^{\circ}\text{C}]))) \\&= 9.05 [\text{A}] + 0.07 [\text{A}]\end{aligned}$$



$$= 9.12 \text{ [A]}$$

- La curva de Potencia – Tensión y la hoja de datos indica que tenemos la máxima potencia del módulo V_{MPP} (Tensión en el punto de máxima potencia) a los 37.4 V, es decir, necesitaba un microinversor el cual lograra estabilizarse a esta tensión y al mismo tiempo que soportara el V_{OC} máximo de 50.64 V.
- La curva de Intensidad - tensión indica que tenemos una corriente de alrededor de 8.4 A en el V_{MPP} , de la hoja de datos se valida este dato indicando 8.56 A en el I_{MPP} (Corriente en el punto de máxima potencia) y 9.05 en I_{SC} , es decir, necesitaba un microinversor que soportara entre 8.56 A y 9.05 A.

Por último, la relación AC/DC máxima y óptima de acuerdo a la potencia entre el módulo y el microinversor es de 1.37 ya que la variación de irradiación, eficiencia del módulo, curva de potencia, V_{OC} e I_{SC} se compensan de mejor manera.

Por lo que, de acuerdo a los resultados anteriores opté un microinversor de 240 W de potencia nominal con los parámetros de la tabla 2.3, donde vacié y comparé los datos obtenidos:

Tabla 2.3 – Comparación de parámetros teórico-prácticos del módulo y microinversor: aporte propio.

Parámetros	Potencia nominal	Tensión de circuito abierto	Corriente de corto circuito	V_{mpp}	Relación AC/DC
módulo Fotovoltaico	320 W	44.59 - 50.64 V	9.12 V	37.4 - 40.82 V	1.33
Microinversor	240 W	16 - 54 V	15 A	27 - 39 V	
Parámetros	Potencia nominal	Intervalo de funcionamiento	I_{SC} máxima en DC	V_{mpp} de seguimiento	

Pude validar que todos los parámetros están dentro de los intervalos con excepción del V_{mpp} de seguimiento del microinversor, aunque en este caso debido a que solo hay 1.82 V de diferencia no habrá afectaciones al sistema, debido al ajuste automático del microinversor en el intervalo de tensión permitido a la entrada del mismo.



2.5.2 Angulo de inclinación óptimo

Para calcular de manera óptima la inclinación de los módulos y tener un estimado de las distancias entre módulos, utilicé una formula en la cual tomé en cuenta el peor caso en cuanto a la altura respectiva del sol a lo largo del año.

En este caso, es en el solsticio de invierno (21 de diciembre) cuando en nuestro país se presenta la menor altura solar de todo el año.

La siguiente formula está dada por el análisis de estadísticas de radiación solar anual basado en distintas inclinaciones y lugares con distintas latitudes.

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69(|\phi|) \quad (8)$$

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69(19.3862^\circ)$$

$$\beta_{opt} = 17.07^\circ$$

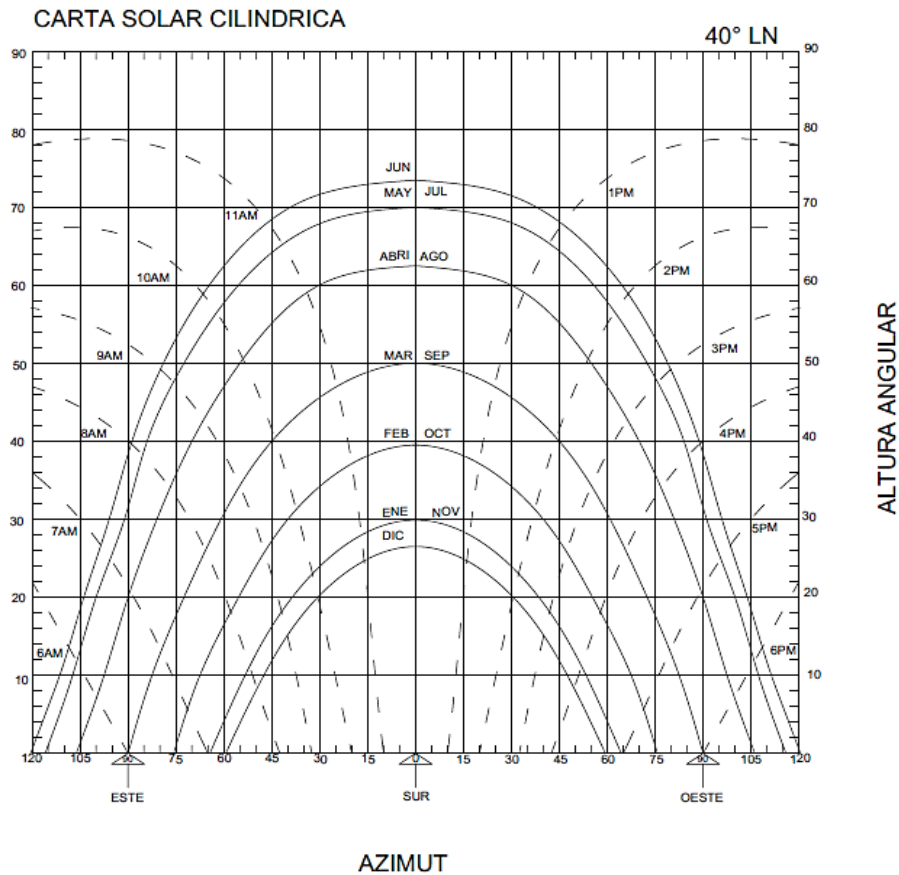
Dónde:

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima.

$|\phi|$: latitud del lugar.

2.5.3 Altura solar mínima

La altura solar mínima la calculé tomando en cuenta la carta solar (gráfica 2.2) y la formula estándar, la cual toma en cuenta la latitud del lugar, la altura máxima del sol y la inclinación de la tierra. La carta solar me sirvió para validar este dato de forma gráfica, además de tomar en cuenta los horarios en donde se aprovecha la mayor cantidad de radiación solar. En ella se muestra en líneas punteadas las horas del día desde las 6 am hasta las 6 pm y la trayectoria del sol viendo hacia el sur durante los 12 meses del año, el cruce entre estas dos curvas nos muestra el azimut u orientación del sol.



Gráfica 2.2 – Carta solar cilíndrica: aporte propio (Ref. electrónica 5).

$$\text{Altura solar mínima} = (90^\circ - |\phi|) - 23.5^\circ \quad (9)$$

$$\text{Altura solar mínima} = (90^\circ - 19.3862^\circ) - 23.5^\circ$$

$$\text{Altura solar mínima} = 47.11^\circ$$

Dónde:

90°: altura máxima del sol.

23.5°: inclinación de la tierra.



2.5.4 Separación mínima entre módulos

Fue necesario determinar la separación mínima entre módulos, destacando que este cálculo está basado en una orientación óptima (180°, azimut) y los módulos en arreglo vertical uno frente a otro. La otra herramienta que usé para validar esta separación mínima fue “sketchup” el cual me permitió ver la proyección de la sombra del sol a diferentes horas y así simular la distancia adecuada entre módulos.

$$D_{min} = L \left(\cos \beta_{opt} + \left(\frac{\sin \beta_{opt}}{\tan A} \right) \right) \quad (10)$$

$$D_{min} = 1.956 \left(\cos 17.07 + \left(\frac{\sin 17.07}{\tan 47.11} \right) \right)$$

$$D_{min} = 2.42 \text{ m}$$

Dónde:

D_{min} = Separación mínima entre módulos.

L = Largo del módulo.

A = Altura solar.

β_{opt} = inclinación óptima del módulo.

Ya con los cálculos oportunos, realicé un esquema en AutoCAD, el cual me permitió tener una idea más clara de la posición adecuada de los módulos y las distancias requeridas, así como apreciar la proyección que el sol tendría sobre el sistema.

En la imagen 2.7 se puede apreciar la vista lateral del conjunto de paneles de cinco módulos en vertical y delante de ellos el conjunto de dos módulos en horizontal, cuidando siempre que las distancias en entre cada fila sea de al menos 1.5 veces la altura de la fila delantera. De igual forma se observa la proyección del sol a partir de las 9 am con aproximadamente 33° respecto al sur y alrededor de 47° al medio día, lo cual me auxilió para validar que no existieran sombreados entre filas. En la imagen 2.8 se observa el mismo diagrama pero como los paneles de dos módulos y un módulo en vertical.

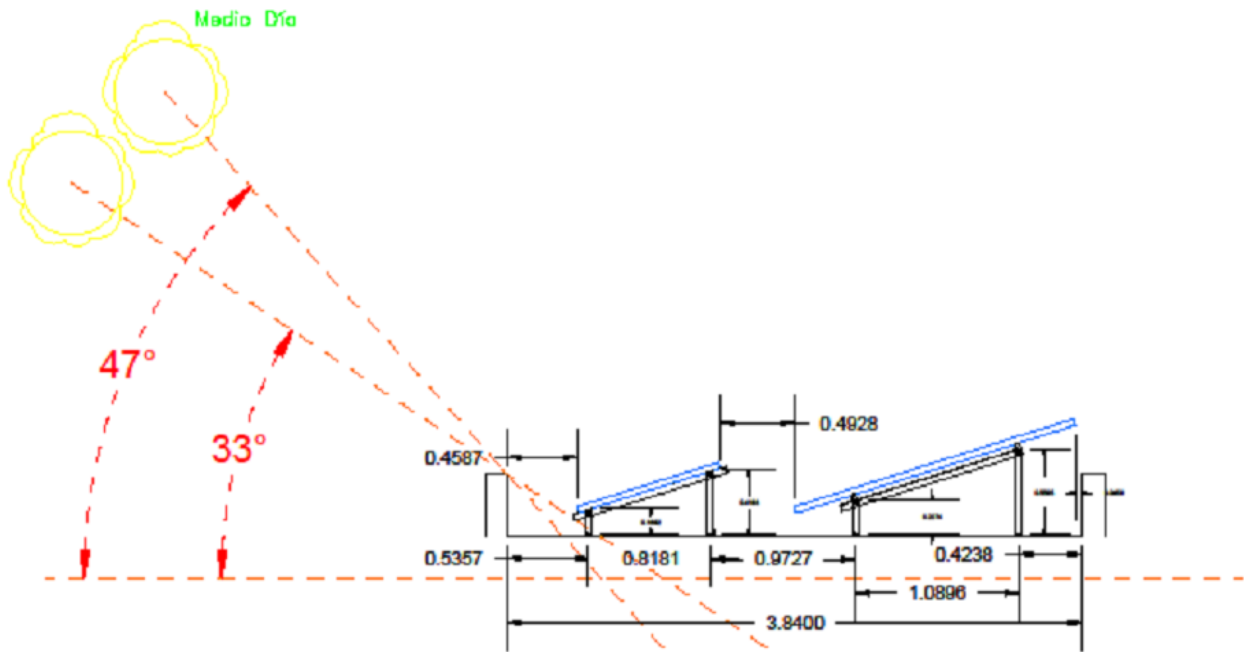


Imagen 2.7 – Distribución 1 de distancias entre módulos y radiación solar: aporte propio

La distancia resultante entre módulo y módulo según la distribución 1 fue de 1.78 m. y entre módulo y pretil fue de 0.4587 m, esta distancia resulta menor que la estimada en el cálculo de la sección anterior, debido a que consideré el módulo de la primera fila en posición horizontal.

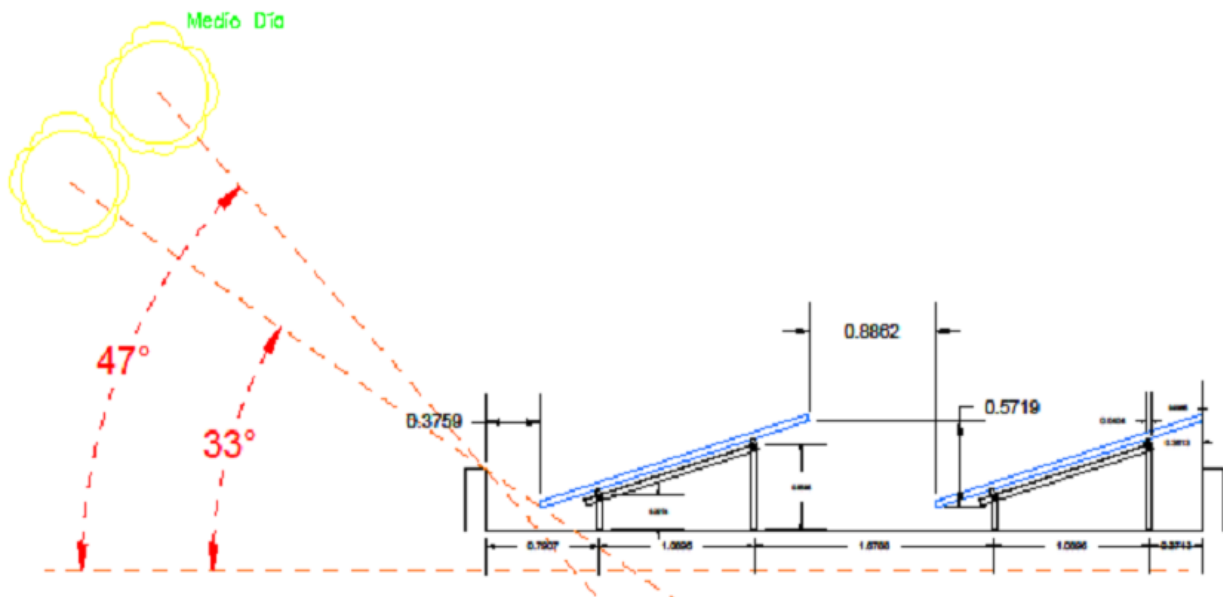


Imagen 2.8 - Distribución 2 de distancias entre módulos y radiación solar: aporte propio.

En la distribución del panel 2 pude hacer un arreglo con una distancia de 2.75 m entre módulo y módulo (30 cm más que en el resultado calculado), y 0.3759 m entre módulo y pretil.

2.5.5 Diagrama de anclajes

El diagrama de anclajes lo realicé de tal forma que pudiera ser una herramienta para la instalación de la estructura y soporte del sistema, ya que durante la instalación, este diagrama debería ser la referencia de partida. En la imagen 2.9 se observa el perímetro que delimita el área de instalación y en color verde, los puntos de anclaje de la estructura, guardando sus respectivas distancias para evitar sombreados una vez que se realizara la instalación de los módulos.

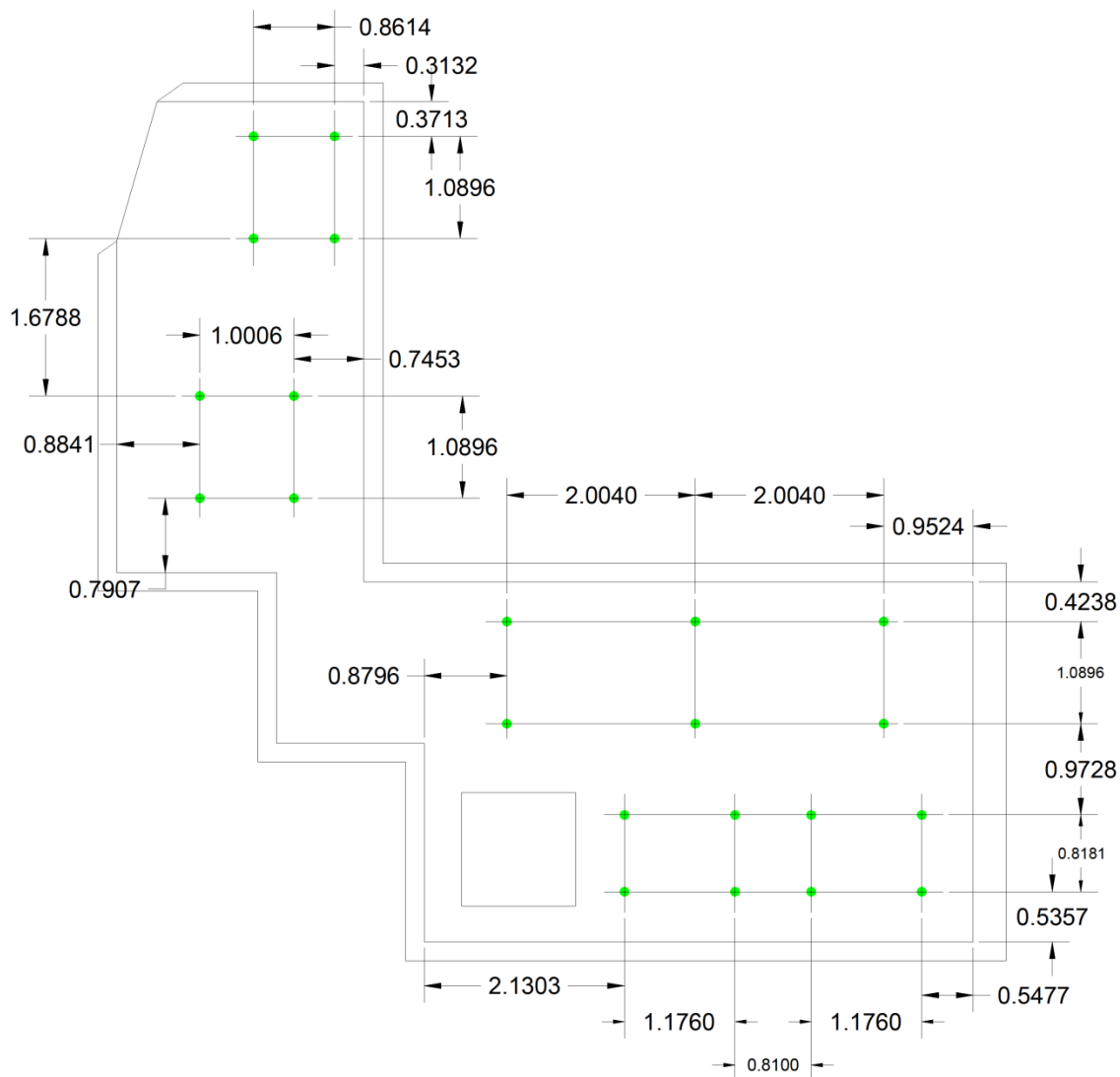


Imagen 2.9 – Diagrama de anclajes: aporte propio.

De igual forma, el diagrama de distribución del sistema que se observa en la imagen 2.10 me sirvió de apoyo visual para saber la posición exacta de cada uno de los módulos, para así reducir el rango de errores en la instalación. En este último diagrama se aprecia la distribución de los módulos en color azul indicando las distancias entre pretiles y entre filas, para de esa forma verificar que cumplí las distancias previamente calculadas.

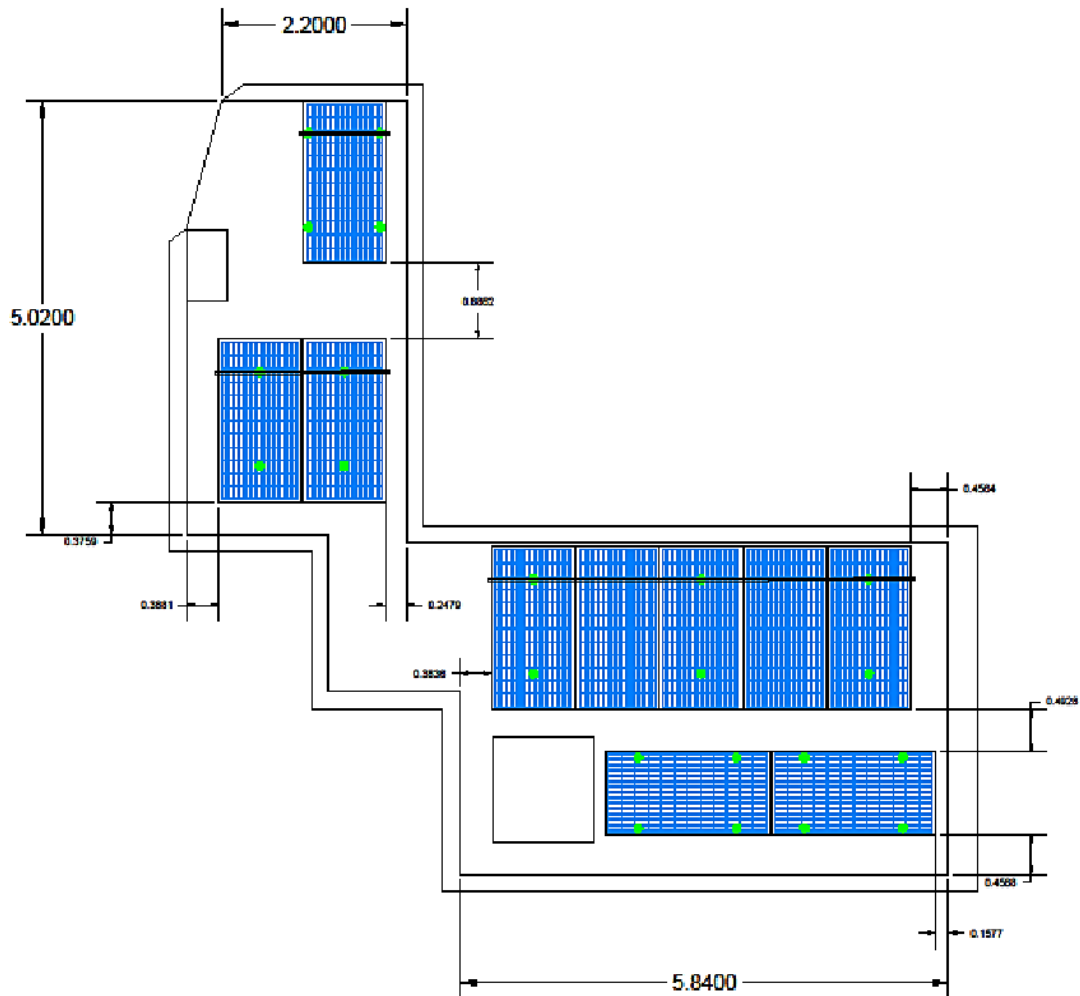


Imagen 2.10 – Plano de ubicación de módulos, vista de planta: aporte propio.

2.5.6 Dimensionamiento de cableado, protecciones y canalizaciones

Una de las partes fundamentales del dimensionamiento del sistema fue, por un lado, el uso del cable correcto ya que una buena cantidad de sistemas eléctricos fallan debido a un cable mal dimensionado o mal conectado al momento de realizar la instalación, al igual que la correcta trayectoria de las canalizaciones, ya que es la referencia principal para realizar la bajada del sistema de manera más eficiente.



A continuación, detallo el proceso que seguí:

2.5.6.1 Dimensionamiento del cableado

- De acuerdo al diagrama, ubiqué los puntos de colocación de cada caja de unión, en total 3 cajas de unión distribuidas y una caja combinadora a un costado del panel de 5 módulos en vertical.
- Según la especificación G0100-04 (Especificación para la interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW) establecida por el suministrador de servicios básicos de electricidad, es necesario usar tubería rígida para exterior (galvanizada) y de pared gruesa. El diámetro lo determiné de acuerdo al número de hilos que sería necesario trasladar en cada tramo.

Según la tabla de corrientes y coeficientes para canalizaciones que sugiere usar la NEC para sistemas fotovoltaicos, determiné el calibre del cable de la siguiente manera:

- Corriente de línea en corto circuito: 1.15 [A] (ref. electrónica 8).
- Temperatura ambiente máxima en la tubería: 36°C, coeficiente que corresponde: 0.96
- Coeficiente de saturación: 0.8 (Tabla de coeficientes de saturación para tubo conduit metálico pesado, pág. 932, referencia bibliográfica 7).
- Numero de hilos en la tubería: 5 hilos (3 fases, neutro y tierra), se proponen 4 conductores 10 AWG para fases y neutro dado que la corriente de corto circuito que nos proporcionará el sistema a la salida de los microinversores será de 11.5 [A] para minimizar pérdidas (considerando los 10 microinversores) además de que el calibre mínimo para una instalación residencial debe ser de 12 AWG según la especificación G0100-04. Por último, consideré un conductor de cobre 12 AWG desnudo para la puesta a tierra, dado que la tabla 250-95 "*Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos*" de la NEC (referencia bibliográfica no. 6) indica que el calibre mínimo para la corriente de corto circuito antes mencionada.

Por lo que la ecuación quedó de la siguiente forma:

$$\text{Corriente del cable} = (\text{corriente de línea en corto circuito}) \times (\# \text{ de microinversores}) \times (\text{coeficiente de no. De hilos}) \times (\text{coeficiente de temperatura}) \times (1.25) \quad (11)$$

El factor de 1.25 corresponde a agregar un 25% más de corriente de acuerdo a la G0100-04 para evitar el sub - dimensionamiento del cableado así como de las protecciones a usar.

Entonces:

$$\text{Corriente del cable} = 1.15 \text{ [A]} \times 10 \times 0.8 \times 0.96 \times 1.25 = \mathbf{8.83 \text{ A.}}$$



Revisé la hoja de corrientes de cables THWN para validar que el calibre propuesto soporta dicho parámetro:

Tabla 2.4 – Parámetros de cables y corrientes: aporte propio (ref bibliográfica 10).

CABLE THWN, 600 V						
Designación	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	Diámetro exterior aproximado	Capacidad de conducción de corriente [A]		
				60 °C	75 °C	90 °C
AWG/kcmil	mm ²	-	mm	60 °C	75 °C	90 °C
14	2.082	19	2.9	15	20	25
12	3.307	19	3.4	20	25	30
10	5.260	19	4.3	30	35	40
8	8.367	19	5.7	40	50	55
6	13.30	19	6.7	55	65	75

Validando en la tabla 5.2 como se muestra enmarcado en verde, vi que el cable propuesto soporta sin problemas hasta 30 [A] a 60°C, por lo cual, procedí a la utilización de este.

2.5.6.2 Dimensionamiento de tubería

Tanto los paneles, como la bajada desde la CB (caja combinadora) hasta el centro de cargas estaría conformado por 3 hilos de fase más un hilo de neutro y uno de tierra. Ahora bien, de acuerdo al calibre del cable calculado:

- Numero de hilos: 5
- Calibre del cable: 4 hilos 10 AWG, 1 hilo 12 AWG.
- Área de la sección transversal del cable 10 AWG THWN = 5.26 mm²
- Área de la sección transversal del cable 12 AWG THWN = 3.31 mm²

$$\begin{aligned} \text{Área total} &= \sum(\text{secciones transversales} * \# \text{ de cables de cada sección}) & (12) \\ \text{Área total} &= (5.26 [mm^2] \times 4) + 3.31 [mm^2] = \mathbf{24.35 mm^2} \end{aligned}$$

El factor de reducción o saturación máxima del tubo debía ser menor o igual a 40%, es decir el área total utilizada no debía rebasar el 60% del área total del tubo, me apoye en la tabla 2.5 extraída de la NOM-001-SEDE-2012 para validar el tamaño del tubo a usar. La tabla indica el tamaño comercial de diferentes tuberías y su diámetro interno para determinar cuanta área se está cubriendo en diferentes factores de reducción desde el 100% de área usada, hasta un 31%.

Tabla 2.5 – Parámetro de canalizaciones tubo conduit metálico: aporte propio (ref. NOM-001-SEDE-2012, pág. 1004).

Artículo 344 – Tubo conduit metálico pesado (RMC)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno [mm]	100% del área total [mm ²]	60% del área total [mm ²]	Un conductor fr=53% [mm ²]	Dos conductores fr=31% [mm ²]	Más de dos conductores fr=40% [mm ²]



12	¾	-	-	-	-	-	-
16	½	16.10	204	122	108	63	81
21	¾	21.20	353	212	187	109	141
27	1	27.00	573	344	303	177	229
35	1 ¼	35.40	984	591	522	305	394
41	1 ½	41.20	1333	800	707	413	533

De acuerdo a la misma NOM-001-SEDE-2012 y la G0100-04 no se recomienda usar un tubo de diámetro menor a los ¾" por lo que primero analice si era posible usar este:

$$100\% \text{ del área total} = 353 \text{ mm}^2$$

$$fr = 60\% = 212 \text{ mm}^2$$

Si se usan 24.35 mm² para los 5 cables equivale a:

$$\% \text{ de uso} = (24.35 \text{ mm}^2 \times 100) / 353 \text{ mm}^2 = 7 \%$$

Por lo tanto, fue posible usar tubería de ¾" sin problema.

2.5.6.3 Cálculo de protecciones

De acuerdo a la sección 2.5.6.1 donde dimensioné el calibre del cableado y en apego nuevamente a la G0100-04 donde se establece la metodología del cálculo de protecciones para el sistema:

- El cálculo de protecciones debe realizarse de acuerdo a la corriente del cableado, incrementando un 25% dicha corriente.

Por lo tanto:

$$\text{Corriente del cable} = \mathbf{8.83 \text{ A}}$$

$$\text{Numero de fases} = \mathbf{3}$$

$$\text{Protección} = 8.83 \text{ A} \times 1.25 = \mathbf{11.03 \text{ A, 3 polos}}$$

Esta corriente corresponde a la salida de los microinversores, por lo tanto, establecí colocar una protección termomagnética de 16 A. la razón es que tenía acceso a interruptores de 10 y 16 A que son los más cercanos a la corriente calculada, e igualmente por norma se debe establecer la protección superior más cercana a la corriente obtenida.

Esta protección se encuentra a la salida del sistema, y al no agregarse paneles adicionales, establecí colocar una protección de las mismas características entre la interconexión del sistema



y la instalación del suministrador hacia la red eléctrica, ya que no hay incrementos de corriente en toda la sección restante hasta el punto de interconexión.

2.5.7 Pérdidas del sistema

El análisis de pérdidas del sistema lo realicé a partir de la salida de corriente de los microinversores, ya que en el tramo de los módulos al microinversor se considera como despreciable por la distancia. De igual forma, el proveedor del microinversor indica este procedimiento de análisis.

Las pérdidas se dividen en tres tramos del sistema:

- **Pérdidas internas** (en el cable troncal del proveedor justo a la salida de los microinversores)
- **Pérdidas por distancia a la caja de unión** (donde acaba el cable troncal hasta donde se combinan y balancean las cargas)
- **Pérdidas por distancia desde la caja de unión hasta el medidor bidireccional.**

2.5.7.1 Perdidas internas

Están dadas por una tabla que el fabricante de microinversores proporciona, en la cual, ya se muestra el porcentaje de pérdidas y el V_{rise} o tensión de rizo predeterminados dependiendo del número de módulos y ramales totales del sistema.

Para este caso consideré la sección de V_{rise} para conexión trifásica con cable troncal de 5 hilos y un metro de largo entre cada conexión de microinversor, tal y como se muestra en la tabla 2.6 “salida interna de los cables de acoplamiento con el microinversor”. Como realicé la instalación con 10 módulos y en la tabla se indica los valores solo para 9 y 12 módulos en el ramal, consideré el peor caso, esto es con 12 módulos.

Por lo tanto, los parámetros que tomé fueron los siguientes:

- $V_{rise} = 0.73$ [V]
- % de perdidas = 0.35 %

Tabla 2.6 – Parámetros de pérdidas en el cable troncal de enphase: aporte referencia electrónica 8.

V_{rise} para 220 V_{AC} , 5 hilos, 1 m en orientación vertical, cables con enganche y alimentación por extremo central								
Microinversores por sub – rama (alimentados al centro) o por rama (alimentados por el extremo).								
# Equipos	3	6	9	12	15	18	21	24
V_{rise}	0.06	0.20	0.42	0.73	1.13	1.61	2.17	2.82
%	0.04	0.09	0.20	0.35	0.54	0.77	1.04	1.36
corriente	2.00	4.00	6.00	7.99	9.99	11.99	13.99	15.99



2.5.7.2 Pérdidas por distancia a la caja de unión

De acuerdo a la ecuación 13, las pérdidas por distancia involucran directamente la potencia de salida del grupo de microinversores a tomar en cuenta, multiplicando este valor por la longitud del cable y la resistencia por metro del mismo, dividiendo todo esto entre la tensión de fase del sistema.

Analizando el procedimiento del cálculo, me di cuenta de que tiene lógica, ya que el proceso es prácticamente el mismo que se sigue cuando se están buscando las pérdidas por distancia en muchos casos de instalaciones eléctricas convencionales.

Con los siguientes datos:

- # De microinversores: **10**
- Potencia del microinversor: **250 [W]**
- $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$ para un cable THWN AWG 10 con aislamiento = **0.004226**
- Longitud del cable: **40 [m]**

Por lo tanto:

$$V_{rise} = \frac{\left(\frac{\text{watts}}{\text{inversor}}\right)(\text{numero de inversores por circuito})\left(\frac{\Omega}{m}\right)(L \text{ del cable})}{220 [V]} \quad (13)$$

$$V_{rise} = \frac{\left(250 \left[\frac{V^2}{\Omega}\right]\right)(10 \text{ microinversores})\left(0.004226 \left[\frac{\Omega}{m}\right]\right)(40 [m])}{220 [V]}$$

$$V_{rise} = \frac{(2500)(0.169)}{220} [V]$$

- $V_{rise} = 1.92 [V]$
- % pérdidas = $\frac{1.92 [V]}{220 [V]} = 0.87 \%$



2.5.7.3 Pérdidas por distancia desde la caja de unión hasta el medidor bidireccional

De igual manera que en el recorrido del punto anterior, consideré los parámetros para la ecuación 13 cambiando únicamente la distancia considerada.

Por lo tanto:

$$V_{rise} = \frac{\left(\frac{\text{watts}}{\text{inversor}}\right)(\text{numero de inversores por circuito})\left(\frac{\Omega}{m}\right)(L \text{ del cable})}{220 [V]}$$

$$V_{rise} = \frac{(250 \left[\frac{V^2}{\Omega}\right])(10 \text{ microinversores})(0.004226 \left[\frac{\Omega}{m}\right])(2.5 [m])}{220 [V]}$$

$$V_{rise} = \frac{(2500)(0.0105)}{220} [V]$$

- $V_{rise} = 0.12 [V]$
- % perdidas = $0.12 [V] / 220 [V] = 0.054 \%$

Para que se considere que un sistema fue correctamente dimensionado en la parte de cableado eléctrico, debía estar por debajo de un 2% de pérdidas totales en el recorrido, sumando las perdidas obtuve:

Pérdidas internas	0.35%	
Pérdidas por distancia a la caja de unión	0.87%	+
Pérdidas de la caja de unión al medidor	0.054%	
	<hr/>	
	1.274%	

Por lo tanto, se cumple el objetivo.

Una vez que calculé las pérdidas realicé un análisis, el cual arroja datos de estimación de producción mensual y anual del SFV como se muestra en la tabla 2.8, apoyándome en las variables de la tabla 2.7, en la cual consideran la variación de parámetros ambientales clave como radiación solar, latitud, longitud del lugar, temperatura, velocidad del viento entre otras.



Tabla 2.7 – Meteorología de superficie y energía solar: aporte propio (ref. electrónica 10).

	Unidad	Ubicación de los datos climáticos		
Latitud	Norte	19.375		
Longitud	MI	-99.27		
Elevación	Metros	1928		
Mes	Temperatura del aire °C	Radiación solar diaria horizontal KWh/m ² /día	Velocidad del viento m/s	Temperatura de la tierra °C
enero	12.8	4.78	3.1	14.9
febrero	14.4	5.73	3.2	17.4
marzo	16.7	6.55	3.5	20.8
abril	18.9	6.5	3.4	23.5
mayo	19.5	6.24	3.1	23.6
junio	18.6	5.6	2.9	21
julio	18	5.51	2.8	20.2
agosto	18.1	5.42	2.6	20.2
septiembre	17.3	4.95	2.4	19.1
octubre	15.9	4.92	2.6	17.7
noviembre	14.4	4.81	2.9	16.1
diciembre	13	4.49	2.9	14.7

2.5.8 Estimación de generación anual del sistema

Usando los valores extraídos de la tabla 2.7 de la variación mes con mes en un año de la irradiación y las pérdidas en el sistema calculadas, pude estimar la producción de cada día, mes y anualmente para que una vez que el sistema estuviera instalado pudiera corroborar esto de forma práctica. La tabla 2.8 y 2.9 resultados de este análisis, se muestran a continuación.

Tabla 2.8 - Datos generales del sistema: aporte propio.

módulo FV; Tipo; Marca; Modelo; Potencia	módulo FV JINKO 320W JKM320PP-72	
Potencia Panel FV	320.00	W
Área m2 del Panel FV	1.96	m ²
Número de Paneles FV	10.00	piezas
M2 necesarios	23.47	m ²
Potencia Pico propuesta	3,200.00	W
Sistema Fotovoltaico Propuesto	3.20	KWp



Tabla 2.9 - Datos de generación anual estimados de acuerdo a cálculos de pérdidas: aporte propio.

PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA				
DÍAS	MES	PERDIDAS 1.274%	HORA SOLAR PICO [KWh/m ² /día]	PRODUCCIÓN FV [KWh/mes]
31	ENERO	0.987	4.78	468.01
28	FEBRERO	0.987	5.73	506.73
31	MARZO	0.987	6.55	641.31
30	ABRIL	0.987	6.5	615.89
31	MAYO	0.987	6.24	610.96
30	JUNIO	0.987	5.6	530.61
31	JULIO	0.987	5.51	539.49
31	AGOSTO	0.987	5.42	530.67
30	SEPTIEMBRE	0.987	4.95	469.02
31	OCTUBRE	0.987	4.92	481.72
30	NOVIEMBRE	0.987	4.81	455.76
31	DICIEMBRE	0.987	4.49	439.62

En la tabla 2.9 se observan los doce meses del año y el número de días que conforman a cada uno, además considere que las pérdidas se mantienen mes con mes en un factor de 1.274% (al menos en el primer año), dando como resultado la producción total mensual de la última columna, de la cual, se aprecia como los meses de marzo a mayo son los de mejor generación.

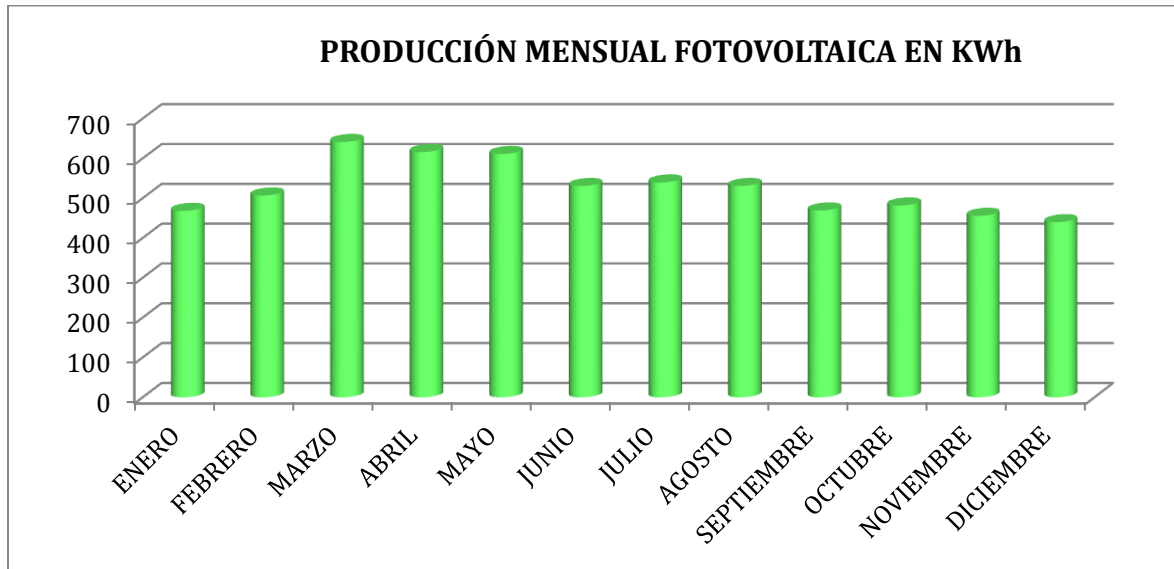
Donde el cálculo de producción FV mensual se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Producción FV} = (\text{Potencia pico}) \times (\text{hora solar pico}) \times (\# \text{ de días del mes}) \times (\% \text{ de pérdidas}) \quad (14)$$

Tabla 2.10 - Datos de generación diaria, mensual y anual estimados: aporte propio.

GENERACIÓN PROMEDIO DIARIA	17.2 KWh
GENERACIÓN PROMEDIO MENSUAL	524.1 KWh
GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL	6.3 MWh

En la tabla 2.10 presenté los resultados de generación promedio diarias, resultado de dividir la generación promedio anual entre el número de días del año, de forma análoga, la generación promedio mensual fue el resultado de dividir el valor anual entre los doce meses del año. Los datos anteriores me ayudaron a estimar cuanta energía se estaría cubriendo del total que se consumía antes de la instalación del sistema. La gráfica 2.3 es la representación visual de la tabla 2.9 observando que el mes de marzo es el de mayor generación y el mes de diciembre el de menor generación de energía.



Gráfica 2.3 - Estimación de generación anua del sistema: aporte propio.

Cabe mencionar, que estos datos estimados corresponden al primer año de generación, ya que por la misma fabricación del módulo y por efectos de degradación de todo el sistema, la producción bajará un 2.5% aproximadamente después de un año y consecuentemente un 0.5% también anualmente.

2.5.9 Render (Plano en 3D) del sistema

Realizar el render del sistema, me permitió analizar cómo sería la instalación del sistema FV. Realicé el plano en sketchup, una plataforma de trabajo la cual permite diseñar como un modelo en 3D cualquier tipo de objeto, con el fin de desarrollar cualquier tipo de proyecto de obra civil, arquitectura, construcción o electricidad, entre otros, de manera virtual para luego llevarlo al mundo real.

Este plano en 3D, tuvo principalmente los siguientes propósitos en cuanto a la parte técnica del proyecto:

- Conocer la distribución de manera real de los módulos y validar las zonas de colocación.
- Obtener esquemas de sombreado para determinar que ningún pretil afectaría la generación diaria y a lo largo del año.
- Obtener un diagrama básico del ruteo de canalizaciones.
- Obtener el método de conexionado más adecuado para las cajas combinadoras y la caja de desconexión de SFV.

La explicación anterior se refleja en las imágenes 2.11 a 2.14 donde se muestra la residencia desde la fachada y los diferentes ángulos de observación aérea de la distribución del sistema en la zona de la azotea.

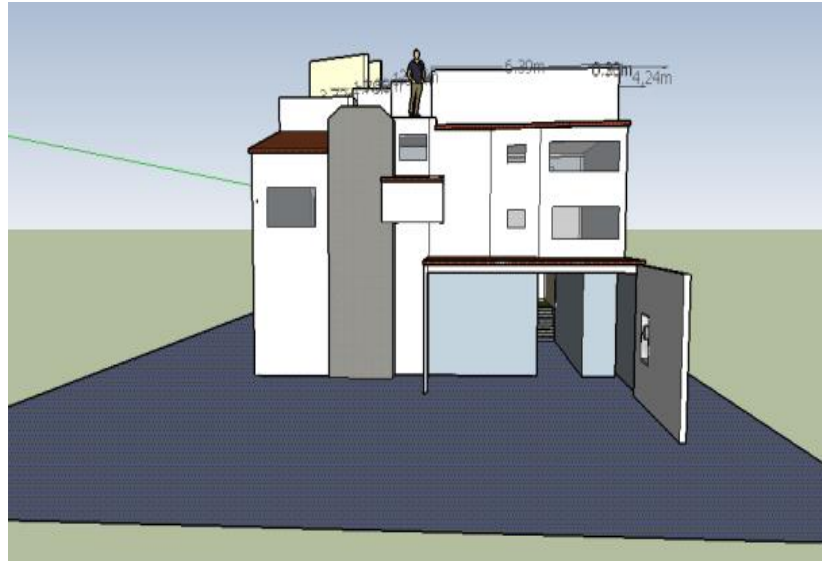


Imagen 2.11 – Plano 3D, vista frontal del sitio: aporte propio.

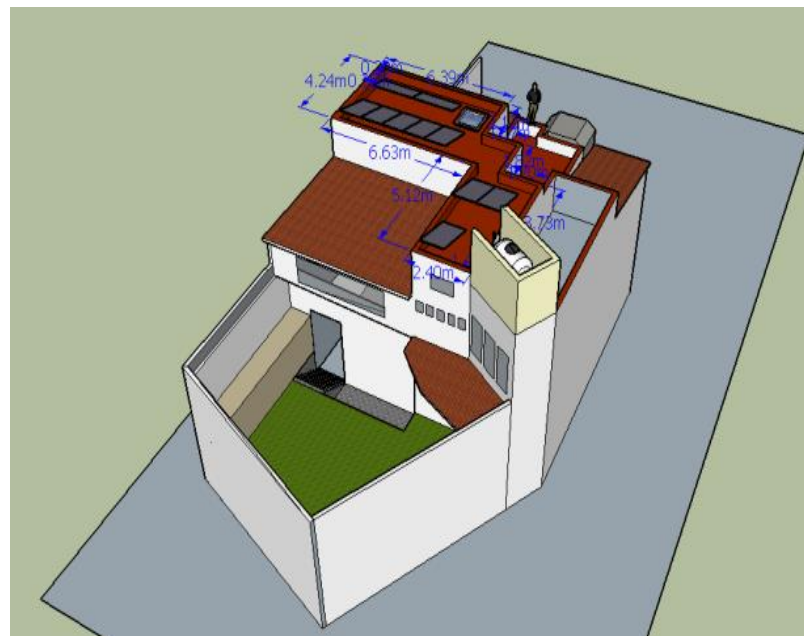


Imagen 2.12 – Plano 3D, vista superior: aporte propio.

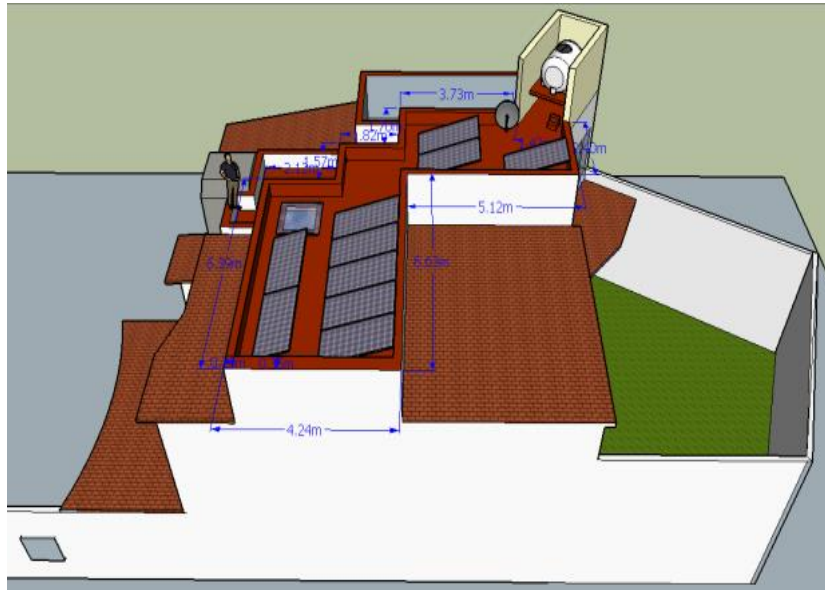


Imagen 2.13 – Plano 3D, Vista lateral derecha: aporte propio.

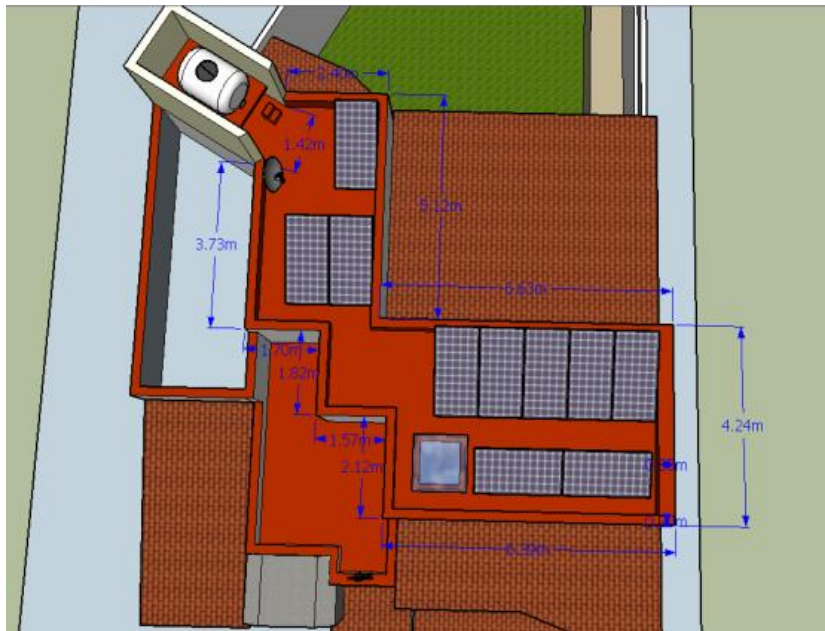


Imagen 2.14 – Plano 3D, vista de planta: aporte propio.

2.5.9.1 Diagrama de canalizaciones

Para el diagrama de canalizaciones, separé las tuberías en dos colores para identificar el uso de tubo rígido o tubo flexible como lo muestro a continuación:

- Tubería en color amarillo: tubería rígida de pared gruesa.
- Tubería en color verde: tubería flexible.

Todos los diámetros de tuberías fueron de $\frac{3}{4}$ " y vienen escalados en las imágenes 2.15 a 2.21, tal y como se obtuvo en la sección de dimensionamiento de tuberías.

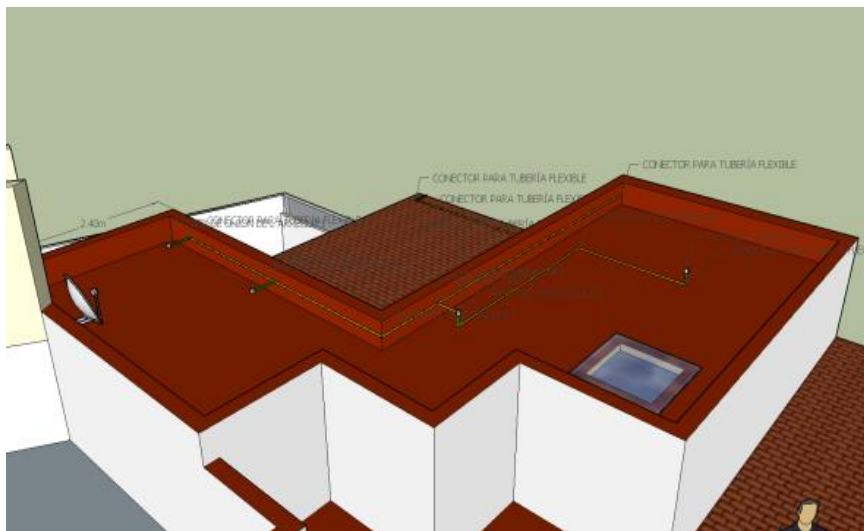


Imagen 2.15 – Plano 3D de Ruta de tubería, vista 1: aporte propio.

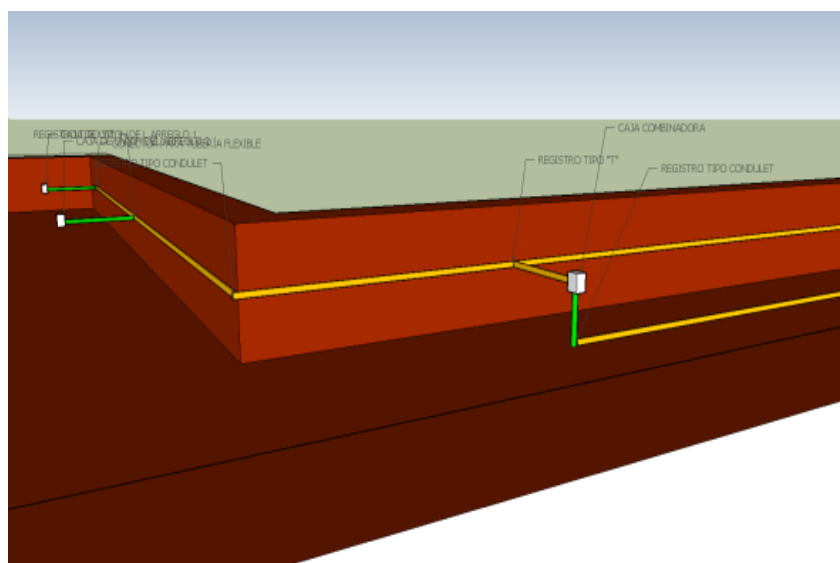


Imagen 2.16 – Plano 3D de Ruta de tubería, vista 2: aporte propio.

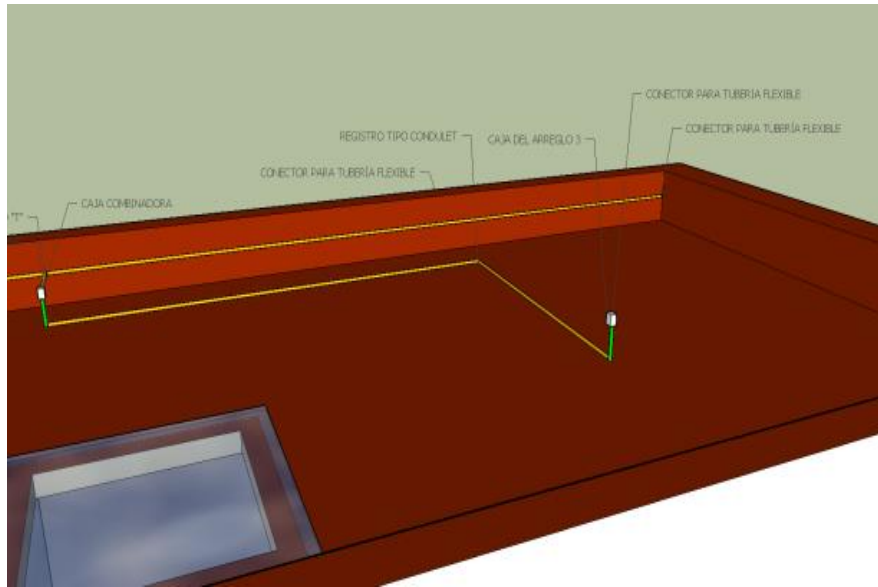


Imagen 2.17 – Plano 3D de ruta de tubería, vista 3: aporte propio.

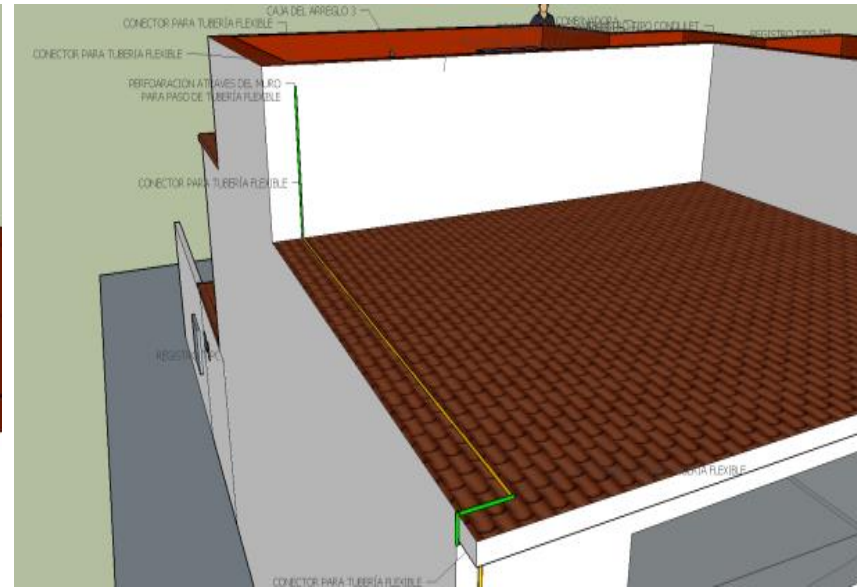


Imagen 2.18 – Plano 3D de ruta de tubería, vista 4: aporte propio.

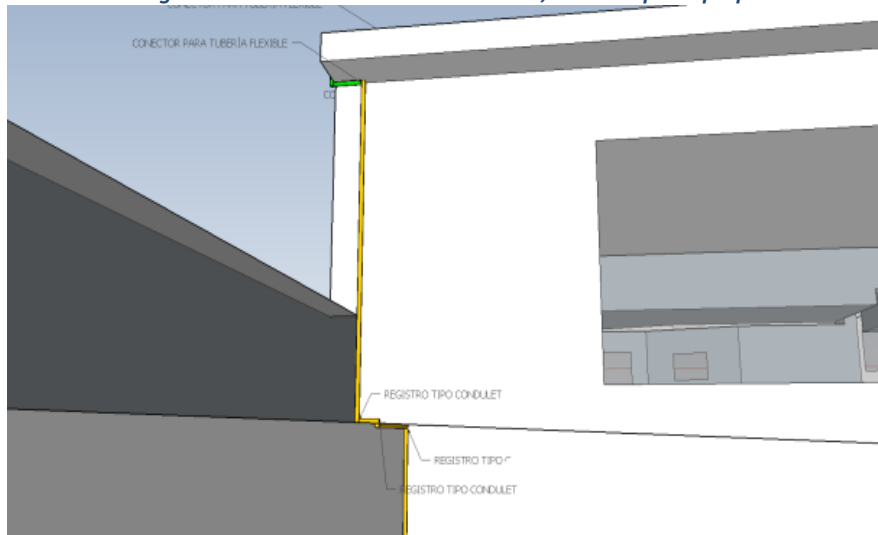


Imagen 2.19 – Plano 3D de ruta de tubería, vista 5: aporte propio.

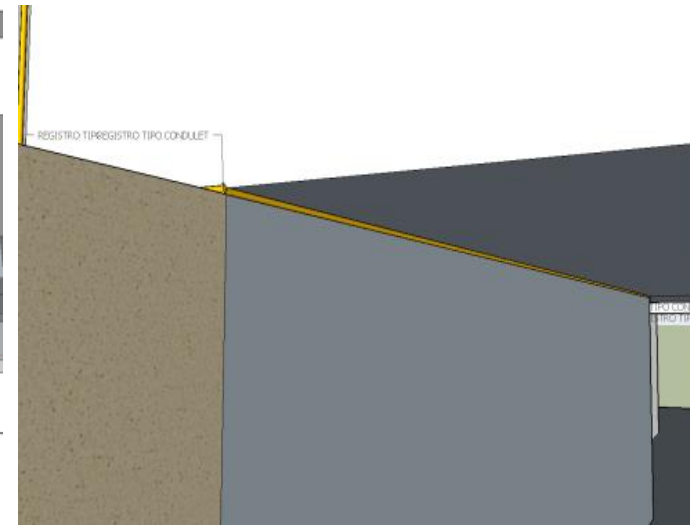


Imagen 2.20 – Plano 3D de ruta de tubería, vista 6: aporte propio.

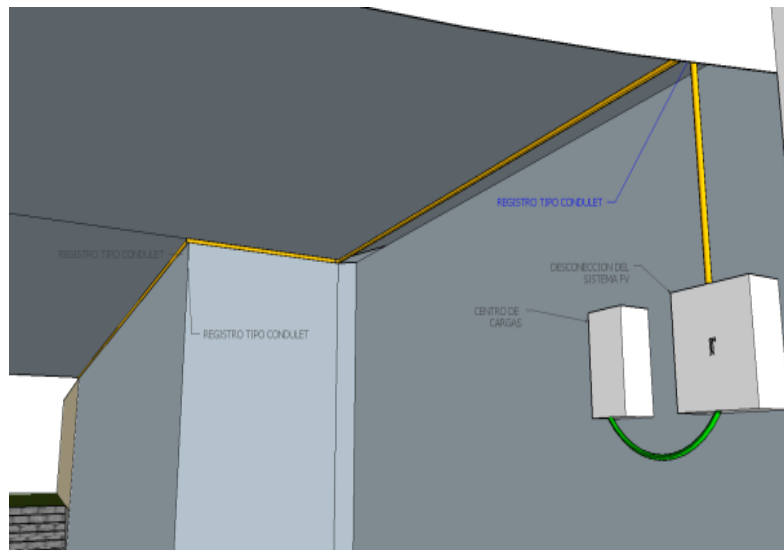


Imagen 2.21 – Plano 3D de ruta de tubería, vista 7: aporte propio.

En las imágenes 2.15 a 2.17 se observa la distribución de la tubería en la losa, de acuerdo al acomodo de los módulos indicando en color blanco la ubicación de las cajas de unión y la ruta que seguiría para comenzar a bajar por la estructura de la residencia, lo cual se muestra desde la imagen 2.18 hasta 2.20, terminando en la imagen 2.21 donde se muestra como se llega a la caja de protección del sistema, misma que alojaría el monitoreo, para finalmente, conectar terminar en el interruptor principal con la tubería flexible marcada en color verde.

2.5.10 Planos eléctricos

Los planos eléctricos fueron parte fundamental para el proceso de instalación, ya que son el mapa completo para el conexionado de todas las partes eléctricas, además de que validar esta fase antes de la instalación me ayudó a visualizar posibles errores de conexión antes de que fueran hechos en campo. También formaron parte de la memoria de instalación, que sirve de apoyo durante y después del proceso de ejecución del proyecto. En los siguientes apartados se describen los diferentes planos y diagramas que elaboré.

2.5.10.1 Diagrama unifilar

El diagrama unifilar me fue de gran utilidad para observar el esquema del diseño y tener siempre claros los equipos, protecciones y cableado principales que se instalarían en su momento, además de que indica los datos principales del proyecto para así llevar un control adecuado de



las fases a ejecutar. El diagrama 2.1 muestra el unifilar de la instalación completa, el cual, comienza desde la parte superior indicando el número de módulos y la potencia de cada uno, para después conectar un microinversor en cada módulo, se puede observar que antes de continuar con el cableado de corriente alterna se unen los módulos 1,2 y 3 en una caja de unión (JB), y de la misma manera se unen los módulos 9 y 10.

En color rojo se puede apreciar el tendido de cable para la fase de corriente alterna, indicando el diámetro de la tubería a usar, el calibre del cable, la caída de tensión y el código de colores del mismo. Indiqué el punto de interconexión en el centro de carga, siendo muy específico con la indicación de conectar en el lado de la carga. Por último se muestran los sistemas de monitoreo ubicados en la caja de desconexión del sistema justo antes de llegar al punto de interconexión.

DIAGRAMA UNIFILAR GENERADOR FOTOVOLTAICO 3.2 KW

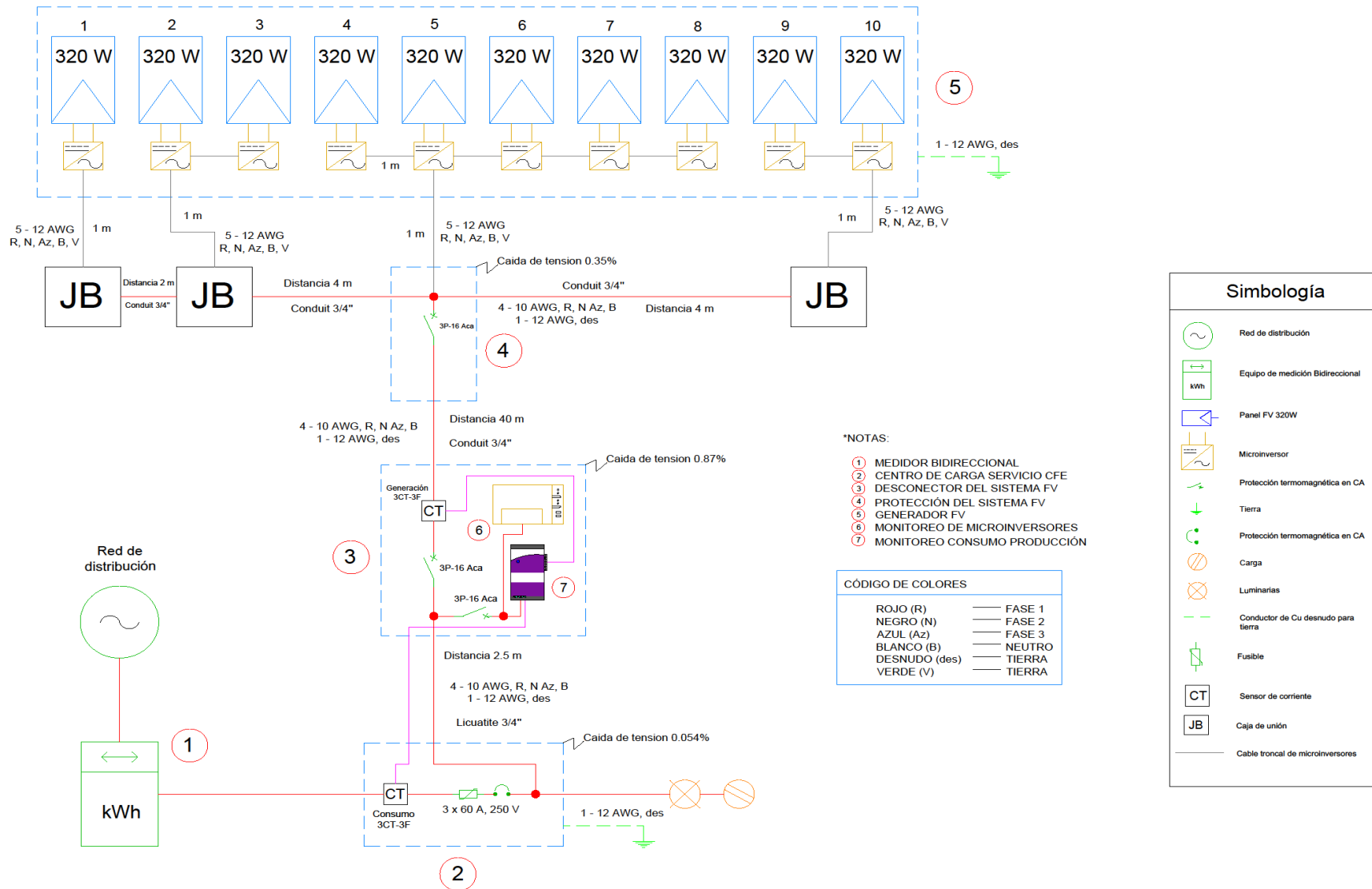


Diagrama 2.1 – Diagrama unifilar del generador FV: aporte propio.

2.5.10.2 Diagrama de conexiones

Este diagrama es muy similar al unifilar pero con un mayor detalle, además de que su propósito principal fue para que antes, durante y después del proceso de instalación, pudiera seguirlo y así realizar las conexiones de manera correcta.

El diagrama de conexiones tuvo cuatro aportaciones importantes para este proyecto:

- Confirmar número de módulos, así como el agrupamiento de los mismos.
- Conexión de las cajas de unión.
- Conexión de la caja combinadora.
- Conexión de la caja de desconexión del SFV y punto de interconexión.

a) Conexión de las cajas de unión

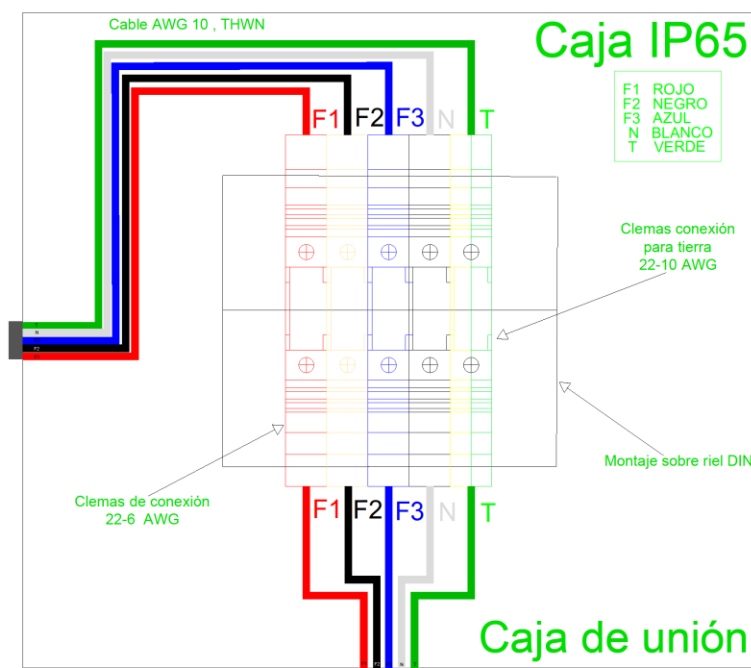


Diagrama 2.2 – Conexión de la caja de unión: aporte propio.

Como su nombre lo indica, esta caja fue la encargada de “unir” el ramal que es parte del cable troncal, para continuar la instalación hacia la caja combinadora. En el diagrama 2.2 se puede apreciar en la parte superior cómo los 5 hilos del cable troncal (3 fases en color rojo, negro y azul, neutro en gris y tierra en color verde) llegan a las clemas para cable 10 AWG, para luego unirse con otro grupo de paneles y continuar en la parte inferior de la caja.

b) Conexión de caja combinadora

En el diagrama 2.3 se muestran las conexiones de este registro:

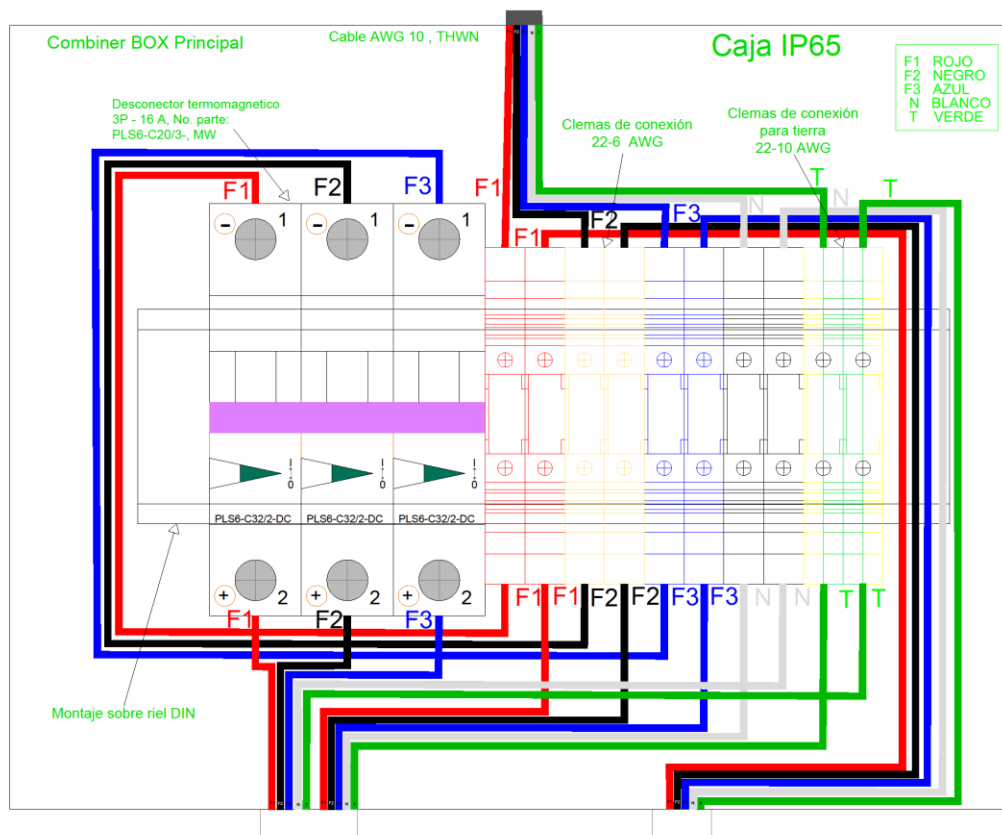


Diagrama 2.3 – Conexión de la caja combinadora: aporte propio.

La función principal de esta caja es la de concentrar todas las cajas de unión, que estas a su vez, concentran a los 4 grupos de paneles. Por el número de módulos instalados, me fue posible reunir todos los paneles llegando con las tres fases de cada uno y salir únicamente con un solo hilo por fase al igual que con los cables de tierra y neutro, para después instalar el interruptor termomagnético y proteger contra sobre corrientes a todos los paneles.

c) Conexión de la caja de desconexión del SFV y punto de interconexión

La caja de desconexión del SFV, fue ubicada en el punto más cercano a la caja de interconexión con el suministrador, tratando de realizar un correcto dimensionamiento, esto para reducir pérdidas y que, al mismo tiempo, el sistema interactúe con la red de una forma más eficiente.

Adicionalmente, tiene el propósito de contar con un medio de desconexión rápido y seguro sin necesidad de subir a la caja combinadora.

Por otro lado, fue muy importante establecer el punto de interconexión adecuado, es decir, el punto donde se unen las fases del SFV y la red eléctrica, ya que una vez más, de acuerdo a especificaciones de la G0100-04 se deben conectar las fases del lado de las cargas para que de esta manera el interruptor ya existente en la instalación de la residencia funcione como protección en caso necesario, aislando el sistema de la red eléctrica al presentarse variaciones de tensión, corriente o frecuencia. El diagrama 2.4 muestra la conexión de esta caja:

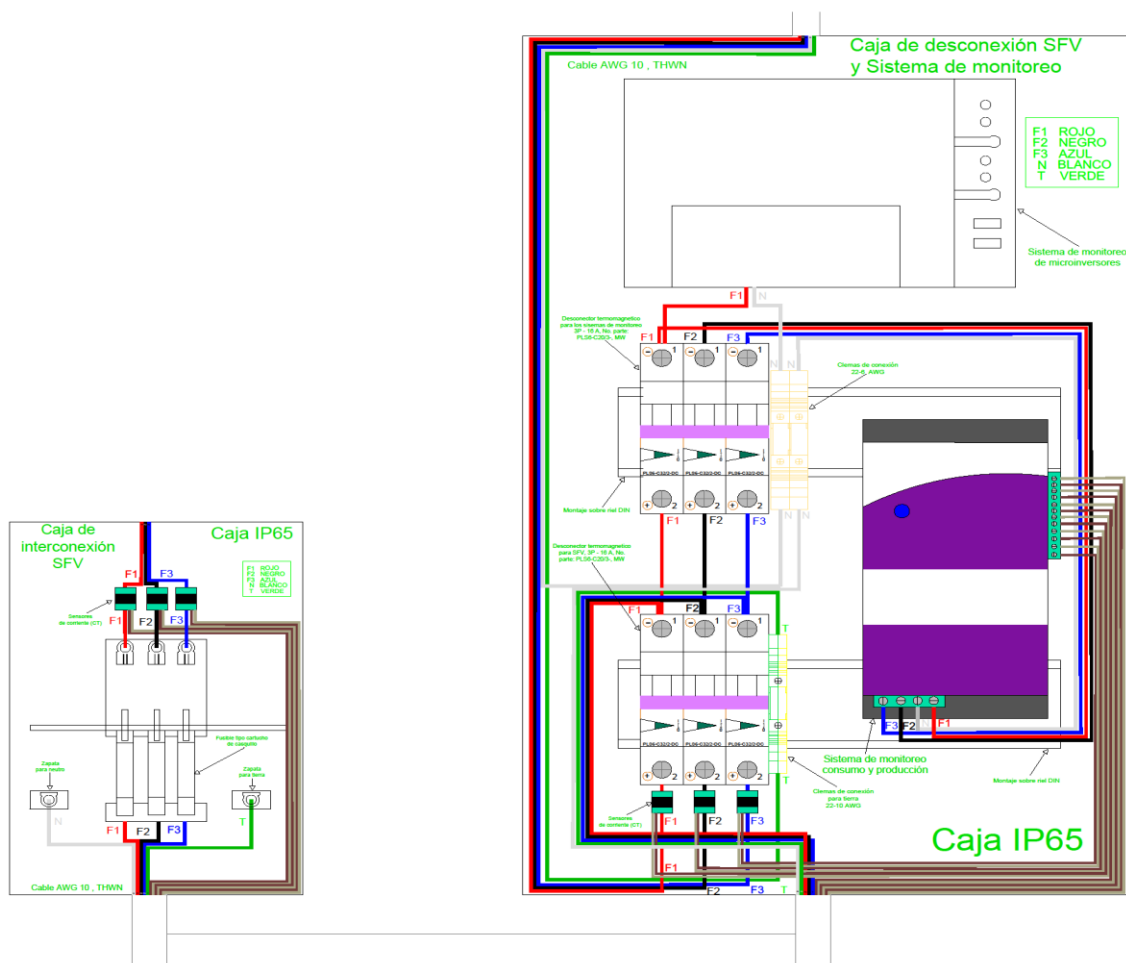


Diagrama 2.4 – Conexión de caja de desconexión del SFV y pto. de interconexión con la red: aporte propio.

En resumen, en el diagrama eléctrico detallé la posición de cada una de las cajas y componentes dentro de ellas, tales como clemas, protecciones o interruptores, indicando con la mayor precisión posible la ubicación y ruteo de los cables siguiendo el código de colores establecido. Es



posible ver el diagrama de conexiones completo en el diagrama 2.5 – “*Conexión general del SFV*”: el cuál está integrado por los diagramas 2.2, 2.3 y 2.4 explicados anteriormente.

En este último diagrama integré todas las cajas y agregue el acomodo de los paneles para que sirviera como diagrama auxiliar en el momento de la instalación y ubicar las cajas de manera adecuada.



DIAGRAMA DE CONEXIONES 3.2 KWP

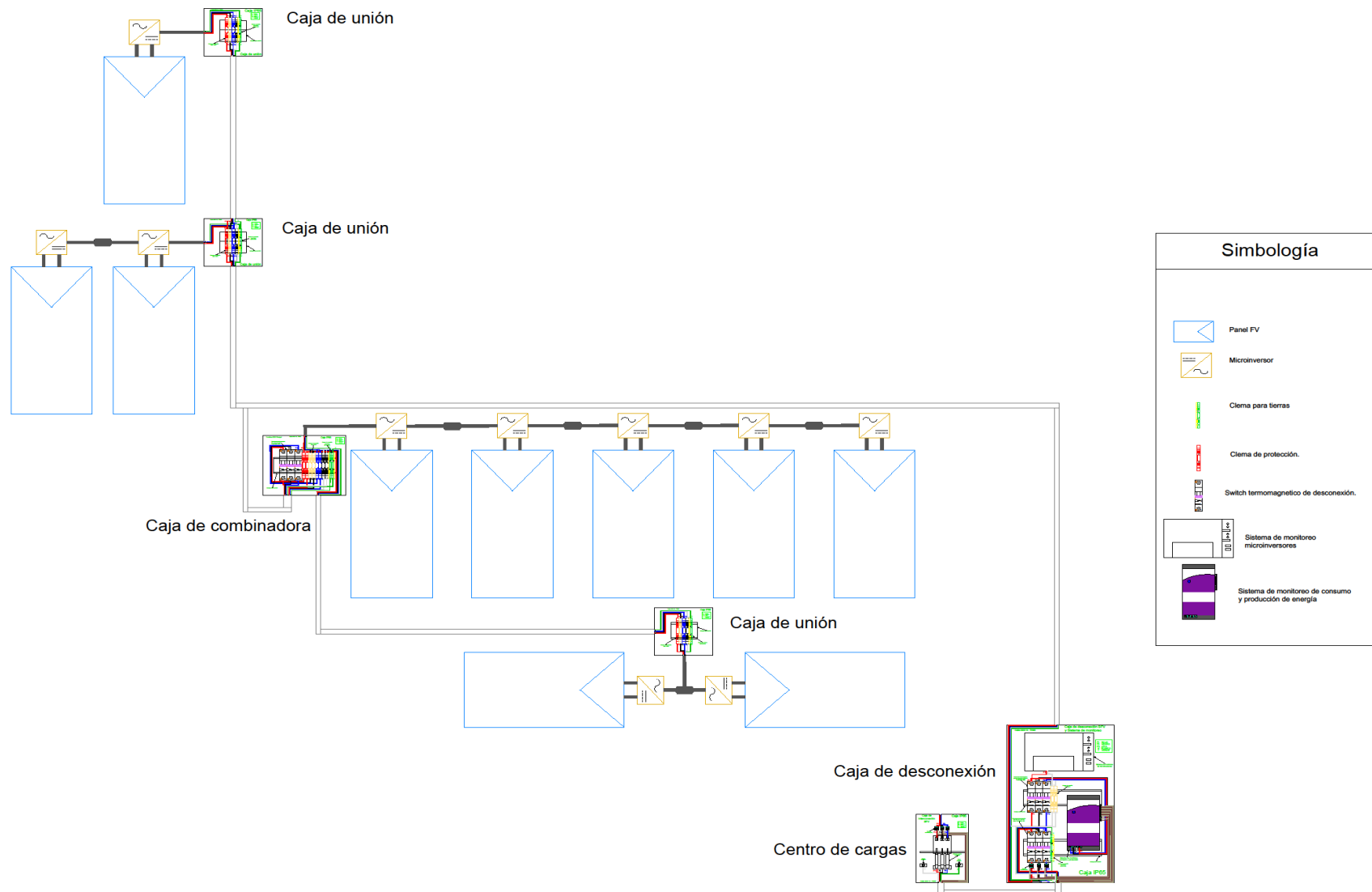


Diagrama 2.5 – Conexión general del SFV: aporte propio.



3 Instalación del sistema

3.1 Lista de materiales

Un aspecto de gran relevancia fue la realización de la lista de materiales, este proceso vino después de haber revisado a detalle que los diagramas y planos anteriormente indicados estuvieran correctos; de acuerdo al proceso de dimensionamiento, ya que de aquí fue importante que contemplara el 100% de materiales a utilizar. En la tabla 3.1 se observan los materiales básicos que utilicé, muchos de ellos como el cableado y protecciones resultado de los cálculos realizados en las secciones anteriores.

De lo anterior, es importante mencionar que realizar esta lista tuvo las siguientes ventajas en el proceso:

- Reducir tiempos de instalación: ya que teniendo el 100% de materiales disponibles evitó retrasos en el aspecto de tener que comprarlos, conseguirlos o hacer una reingeniería en el proceso.
- Tener un control de los materiales al momento de realizar la adquisición de todos los equipos y accesorios.
- Referente al punto anterior, tomar en cuenta los diversos proveedores y realizar la comparativa de precios antes de adquirirlos.
- Tener un control de los materiales y cantidades cuando fue el momento de recibirlos en el sitio de la instalación, en la bodega o almacenes destinados a ello.

Tabla 3.1 – Lista de materiales para cableado y estructura del proyecto: aporte propio.

ESTRUCTURA	
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Perfil P6 AL 6061 6.1 m.	4
Tornillos para fijación de omegas	100
End Clamp 40 mm	20
Mid Clamp 40 - 46 mm	10
Almohadilla de butilo 4" x 2"	11
Tramo 3.66 m. ángulo de aluminio 1 1/2" x 1 1/2" x 1/8"	7
Tornillo cabeza hexagonal 5/16" x 1"	50



Tornillo cabeza hexagonal 5/16" x 3/4"	100
Tuerca de seguridad 5/16"	150
Rondana plana 5/16"	150
Tornillo cabeza hexagonal 3/8" X 4"	30
Rondana plana 3/8"	30
Tuerca de seguridad 3/8"	30
Tornillo de coche 5/16" x 1"	30
Tornillo de coche 5/16" x 3/4"	30
Bolsa de 100 pzas. c/u de cinchos con clave: 701200279	200
Tubo de Epóxico para concreto	1
galón de impermeabilizante Rojo	1

CABLEADO	
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Rollo 100 m. de cable Negro AWG 10, THWN	1
Rollo 100 m. de cable Azul AWG 10, THWN	1
Rollo 100 m. de cable Rojo AWG 10, THWN	1
Rollo 100 m. de cable gris AWG 10, THWN	1
Rollo 100 m. de cable verde o desnudo AWG 12, THWN	1

3.2 Obtención de materiales y equipos

Antes de iniciar la instalación del sistema, el siguiente paso fue el de realizar el proceso de obtención de materiales y equipos. Con ayuda de la lista de materiales empecé con la preparación de todos los materiales.

La logística para obtener los materiales la determiné de la siguiente manera:

- **Equipos prioritarios:** son todos aquellos equipos o materiales que tienen un mayor tiempo de entrega (de una a dos semanas) por lo cual primero solicité la adquisición de estos (para este proyecto: módulos FV, microinversores y perfiles para la estructura).
- **Materiales secundarios:** Son aquellos materiales en los cuales el tiempo de entrega es relativamente corto (3 a 5 días) y pueden ser recibidos directamente en el sitio o por cuestiones de dimensiones y peso de los mismos, deben ser recibidos en otro tipo de locación (ángulos de aluminio, tuberías, cables, soportería).



- **Materiales de entrega inmediata:** a diferencia de los dos primeros campos, estos materiales los clasifiqué de esta forma ya que son más fáciles de conseguir y en un tiempo muy corto, este sería el material base para comenzar con la instalación (tornillería, accesorios, herramientas, cajas, protecciones, clemas, interruptores, etc.).

3.2.1 Revisión completa de materiales

Para este proyecto en especial y apoyado del proceso de levantamiento, determiné que lo mejor era coordinar la entrega de los siguientes materiales directamente donde se realizaría la instalación ya que se contaba con un espacio de almacenaje. A su vez, se ahorraría tiempo y costos de traslado, estos materiales fueron:

- Módulos FV
- Microinversores
- Perfiles y ángulos de aluminio
- Tubería y canalización.

Posteriormente, determiné la entrega en otra locación del resto del material, ya que al ser de menores dimensiones y mayor cantidad se facilitaría la recepción de los mismos por cuestiones de conteo y revisión y al mismo tiempo el traslado a sitio. Estos materiales fueron:

- Tornillería
- Cajas y protecciones
- Material eléctrico
- Accesorios de herramientas
- Cable

Para llevar el mejor control posible, realicé una lista de recepción de materiales, la cual se muestra en la tabla 3.2 donde se constata que todo llegó en orden y completo, o por el contrario, supiera de forma oportuna si algún material llegó dañado o incompleto. Cabe aclarar, que este formato es de autoría propia, mediante un análisis que hice de los aspectos más importantes a considerar para realizar la recepción y conteo de materiales adecuado.

Tabla 3.2 – Lista de recepción de materiales: aporte propio.

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">- Se recibe material en sitio.- Se notifica oportunamente la entrega de material en sitio.- Se toma evidencia de recepción de material (fotos de material y alrededores donde se resguarda)- Se contabiliza material.- Material llega completo, incompleto, roto, dañado, pzas. Faltantes. (Especificar).- Se revisa la zona de almacenaje del material (bodega, almacén, etc.).- Se retira de sitio material para resguardo (Cable de cobre, microinversores, pastillas, etc.).- Se entrega copia en la residencia del material recibido. |
|---|



3.3 Proceso de instalación

La metodología de forma cronológica que seguí para la instalación del sistema es la siguiente:

- a) Analizar y afinar detalles de diagramas y planos de instalación para tener un proceso con los menores errores posibles.
- b) Trazo y puesta de anclajes.
- c) Preparación de la estructura.
- d) Armado de la estructura.
- e) Canalizaciones y tendido eléctrico.
- f) Preparación y montaje de cajas combinadoras y cajas de protecciones.
- g) Adaptaciones eléctricas en el tablero principal y caja combinadora.
- h) Montaje de inversores.
- i) Montaje de módulos.
- j) Puesta en marcha preliminar.
- k) Inspección física de todos los elementos del sistema.
- l) Pruebas de continuidad y tensiones.
- m) Subir interruptores y corroborar el funcionamiento.
- n) Realizar configuraciones de monitoreo.
- o) Limpieza de paneles FV y áreas involucradas en el proceso de instalación.

3.3.1 Revisión de diagramas y planos eléctricos

Fue importante realizar un análisis en sitio el primer día de la instalación, ya que en ese momento revisé y afiné los detalles del proyecto. Fue necesario revisar todos los planos y diagramas (diagrama unifilar, eléctrico, de tuberías, plano de estructuras, y principalmente el diagrama de anclajes).

Una vez que estuve en sintonía con todos los diagramas y procedimientos que seguiría, me di a la tarea de comenzar la instalación. Las ventajas que obtuve después de realizar esta acción fueron:

- Delegué de manera correcta las diferentes tareas, ya que se tenía bien en mente el resultado de la instalación.
- Hubo menos errores cometidos, ya que tuve a la mano siempre los diagramas para cualquier consulta.
- Se disminuyó el tiempo de instalación gracias a que ya se conocía bien el sistema antes de comenzar a colocarlo.

3.3.2 Trazo y puesta de anclajes

Una vez que revisé a fondo los diagramas y las diferentes fases del proyecto, procedí a indicar el trazado y marcado de los puntos de anclaje.

El anclaje, el cual se muestra en la imagen 3.1, es el punto o puntos donde se determinará la fijación de la estructura que sostendrá a los módulos, microinversores, cajas, cables de módulos, cables de microinversores y algunas canalizaciones. En este punto, no fue necesario realizar cálculos adicionales a los indicados en los apartados anteriores, a continuación, describo el proceso:

- Perforación en losa de concreto de 7 cm de profundidad mediante broca de 1/2"
- Uso de químico epóxico para la fijación del taquete.
- Uso de taquete de 3/8" considerando dejar sobre la superficie 1.5 cm para la fijación de escuadras de aluminio.

Una vez que seguí los pasos anteriores, procedí a repetirlos en los 21 puntos restantes para tener en total 22 taquetes para la posterior fijación de la estructura.

Fue necesario dejar fraguar por 24 horas para dar tiempo al químico de fundirse con el concreto y tener la máxima fijación.



Imagen 3.1 - Anclaje a losa de concreto con resina epóxica: aporte propio.



Una vez que el epóxico obtuvo la dureza adecuada retiré el material sobrante que se puede apreciar en la imagen 3.1, además de que eso le dio calidad al trabajo, fue necesario para mejorar la superficie de contacto entre la losa y el material de neopreno que coloqué para proteger no solo a la losa, sino también la pata de aluminio anodizado que fijé a este taquete.

3.3.3 Preparación de la estructura

De acuerdo al diagrama estructural, el primer paso fue realizar los cortes del perfil de aluminio. El esquema de la imagen 3.2 muestra en total 10 cortes diferentes de tal forma que queden dos acomodados a lo ancho de cada panel de módulos.

Para el caso de la preparación de las patas o soportes de aluminio, se utilizó ángulo de 1 ½" y los cortes se ajustaron en sitio a diferencia del perfil, ya que debido a los desniveles que presentaba la azotea fue necesario realizar la nivelación sobre la marcha.

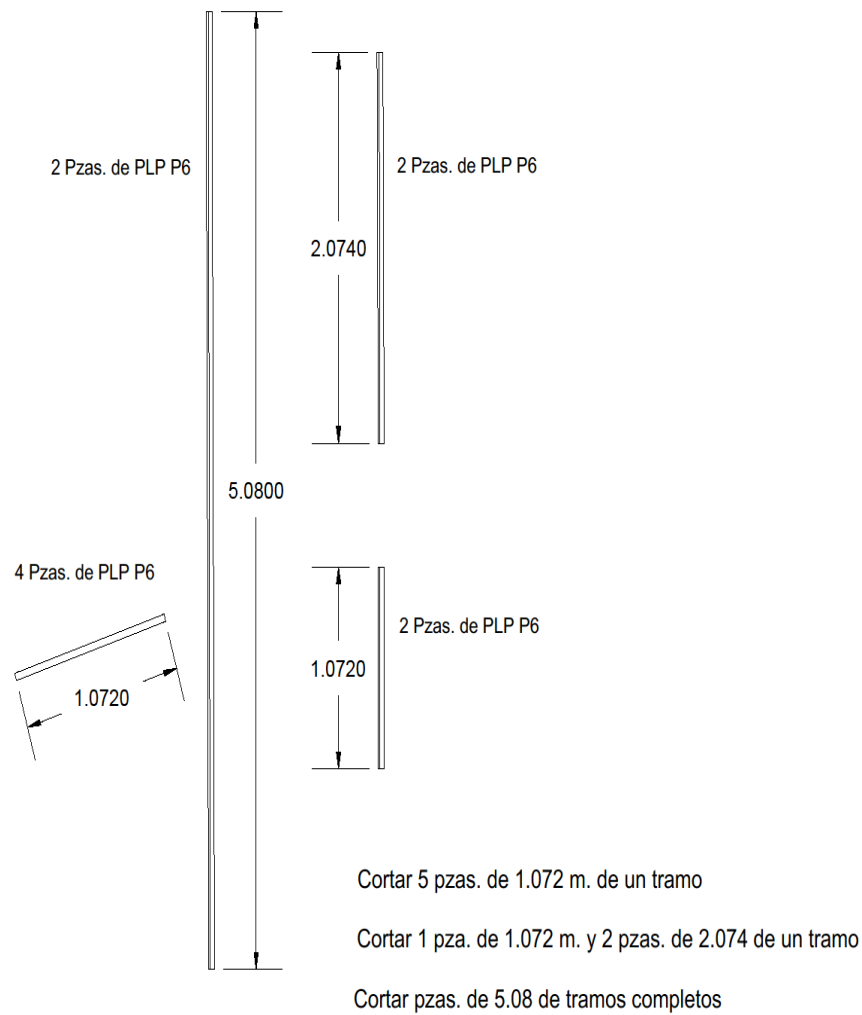


Imagen 3.2 - Corte de perfiles: aporte propio.

3.3.4 Armado de la estructura

Para el proceso de armado de la estructura, el procedimiento que realicé fue el siguiente:

- Retiré el exceso de químico que se secó alrededor del anclaje sobre el piso.
- Corté un trozo de neopreno de las mismas dimensiones que el ángulo de aluminio que va atornillado a la losa (1 ½”), con el fin de proteger tanto al ángulo de aluminio (contacto con el anodizado) como a la losa (raspaduras en el impermeabilizado).

- Coloqué sobre el neopreno el ángulo de aluminio y lo fijé mediante una rondana y una tuerca de seguridad de acero inoxidable ambos de 3/8”
- De acuerdo a la altura máxima de toda el área de instalación, se ubica el anclaje más cercano a dicho punto y se coloca un tramo de perfil de aluminio de 1 ½” con la altura indicada en el diagrama, para después en referencia a esa altura nivelar las demás patas de aluminio colocadas en cada punto. El proceso hasta ahora explicado se muestra en la imagen 3.3



Imagen 3.3 – Presentación de soportes para los travesaños de aluminio: aporte propio.

- Una vez que realicé la colocación de las patas delanteras y traseras niveladas, continué con la fijación de los travesaños de acuerdo a la separación entre pata delantera y trasera, como se ve en la imagen 3.4.



Imagen 3.4 – fijación de soportes para travesaños: aporte propio.

- Por último, en el panel de cinco módulos en vertical coloqué dos ángulos de 1 ½” desde la parte inferior de cada pata final trasera hasta el punto más alto e intermedio del panel, esto como refuerzo lateral debido a los movimientos por efecto vela que se pudieran llegar a producir.

3.3.5 Canalización y cableado

Una vez que la estructura quedó montada, proseguí a la canalización desde cada uno de los paneles hasta el punto de interconexión, tal y como lo mostré en el diagrama de canalizaciones y en el de conexiones. En las imágenes 3.5 y 3.6 se muestra como seguí el mismo ruteo respetando el número de cables indicado y siempre fijando de forma correcta el tubo a la estructura del sitio (en este caso, mediante el uso de omegas) tal y como se especifica en la G0100-04 de del suministrador:

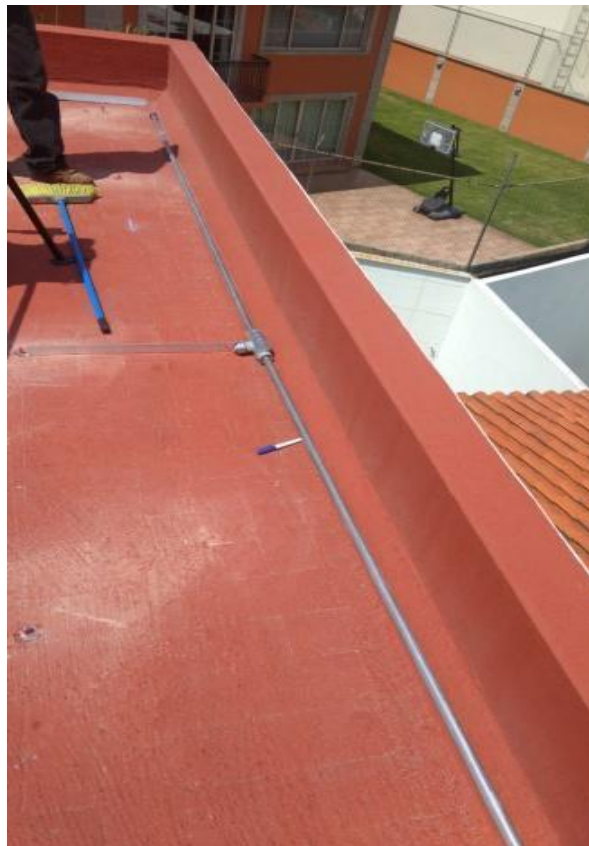


Imagen 3.5 – Canalización que une el arreglo de un módulo y el panel dos módulos en vertical: aporte propio.



Imagen 3.6 – Canalización hasta la caja combinadora: aporte propio.

3.3.6 Preparación y montaje de cajas de unión, caja combinadora y caja de desconexión del sistema al centro de cargas

Una vez que el tendido eléctrico estuvo listo, realicé la preparación de las cajas de unión (en total fueron tres), la caja combinadora y la caja al centro de cargas o de desconexión del sistema. El modo de preparación que realicé fue el siguiente:

- **JB (Junction box – caja de unión) del arreglo de un módulo:** consideré las cinco conexiones del cable troncal del microinversor hacia cinco clemas diferentes indicadas por el color de cada fase, tierra y neutro para poder continuar con el cableado hacia el panel de dos módulos en vertical, las clemas fueron montadas sobre riel DIN dentro una caja IP65 (grado de protección mínimo para uso a prueba de intemperie).
- **JB del panel de dos módulos en vertical:** los 5 cables del panel anterior llegan a esta caja para juntarse y seguir hacia la CB (Caja combinadora) las características de las clemas y caja son las mismas que en el punto anterior.
- **JB del panel de dos módulos en horizontal:** realicé la misma preparación del panel de un módulo en vertical, para luego conducir los cables hacia la caja combinadora.

En la imagen 3.7 se observa la instalación de la caja combinadora de los dos módulos en vertical que continúan con la canalización hacia la caja combinadora.



Imagen 3.7 – Canalización hacia la caja de derivación: aporte propio.

- A la caja combinadora (CB) que se muestra en la imagen 3.8, llegaron los 5 cables del arreglo de un módulo y del panel de dos módulos en vertical, los 5 cables del panel de dos módulos en horizontal y los 5 cables troncales del panel de cinco módulos en vertical. En esta caja (IP65) preparé las clemas y la protección de 16 A para combinar todos los cables mencionados y bajar solo con las 3 fases, tierra y neutro hacia la caja de desconexión del sistema que da al centro de cargas. En la imagen 3.9 se observa la caja instalada ya terminada y cerrada.

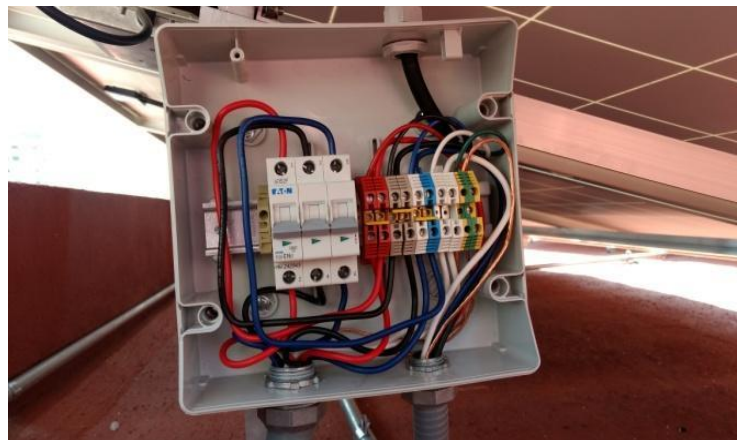


Imagen 3.8 – Conexiones en caja combinadora: aporte propio.

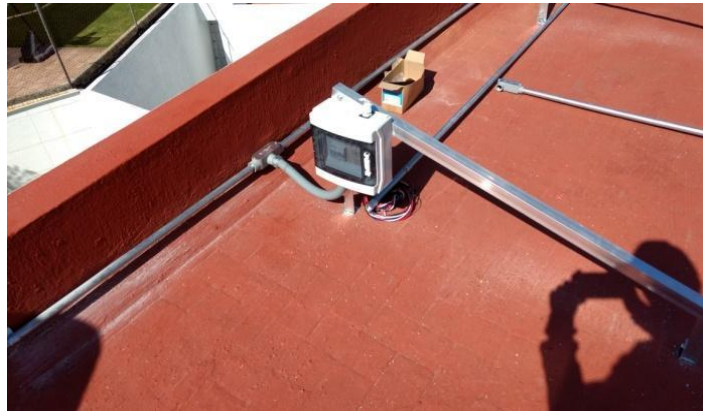


Imagen 3.9 – Canalización y fijación de la caja combinadora: aporte propio.

- Por último, preparé la caja de desconexión del sistema que se aprecia en la imagen 3.10 la cual contenía los siguientes elementos:
 - Monitoreo de microinversores para la comunicación con los microinversores y el envío de datos de generación vía internet.
 - Monitoreo de consumo y producción de energía, para el censado de los datos netos entregados y generados del sistema hacia la red eléctrica y hacia las cargas de la residencia, este monitoreo consta en este caso, de 3 sensores de corriente (para cada fase) para el consumo y 3 para la generación, además de la instalación de un router auxiliar para la conexión a internet para el envío de datos.



Imagen 3.10 – Cableado de sistemas de monitoreo y protecciones del GFV: aporte propio.

- En la imagen 3.10, se observa una protección termomagnética de 16 A en la parte inferior de la caja, de la cual, salen las tres fases en color rojo, azul y negro hacia la izquierda, para luego conectarlas junto con el neutro y el cable de tierra a la caja principal de conexión con la red eléctrica (imagen 3.11), fase uno con fase uno, fase dos con fase dos y fase tres de igual forma. En la imagen 3.12 se observa la instalación terminada hasta el punto de interconexión en el interruptor principal del lado izquierdo.



Imagen 3.11 – Instalación de CT's de corriente: aporte propio



Imagen 3.12 – Interconexión del GFV a la red eléctrica: aporte propio.

3.3.7 Montaje de microinversores

Con la instalación eléctrica terminada, pude comenzar con la colocación de microinversores sobre los rieles de aluminio como se muestra en la imagen 3.13. La fijación la realicé mediante tornillos tipo coche de 3/4" x 5/16" de acero inoxidable para evitar el par galvanizado. Los microinversores tenían ya una placa preparada para su montaje.



Imagen 3.13 – Montaje de microinversores del panel de 5 módulos en vertical: aporte propio.

A su vez, procedí a conectar el cable del microinversor al cable troncal, tal y como se puede apreciar en la imagen 3.14.

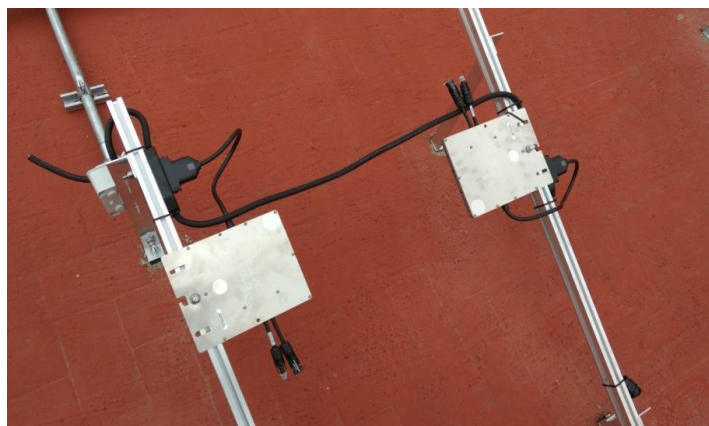


Imagen 3.14 – microinversores montados en panel de dos módulos en horizontal: aporte propio.

3.3.8 Montaje de módulos

El proceso de instalación, culminó con el montaje de los módulos fotovoltaicos, la manera correcta de manejar los módulos fue la siguiente:

- Siempre tomé los módulos del marco de aluminio teniendo cuidado de no abollarlos y siempre verificando que los cables que salen de la caja de unión estén en la dirección u orientación del montaje de los microinversores.
- Usé dos mecanismos de prefabricación en conjunto con la estructura para fijar los módulos a la misma, estos accesorios son llamados comercialmente como “mid clamp” y “end clamp” que en español se puede traducir como “Abrazadera intermedia” y “Abrazadera final”. El mid clamp, tiene la función de fijar la parte media del marco de aluminio entre un módulo y otro, coloqué un par, aproximadamente a 30 cm de la esquina del marco de cada lado en el borde largo del módulo (distancia indicada por el fabricante del módulo para un mejor ajuste y evitar daños al marco).

Por otro lado, los end clamp fueron colocados al final de cada panel o fila donde termina el perfil de aluminio para fijar el módulo y no tienda a recorrerse del mismo. En la imagen 3.15 se observa el proceso de fijación de los módulos, los cuales, deben estar correctamente nivelados y alineados.



Imagen 3.15 – montaje de grupos de módulos en vertical: aporte propio.

- Una vez que anclé correctamente los módulos, procedí a realizar la conexión entre los MC4 (bornes para conectar los módulos) de los módulos y los de los microinversores de manera que no existiera juego para evitar cualquier desconexión y posibles fallas o daños al sistema.

El proceso de instalación como tal, lo concluí con la instalación de los módulos solares. Después de la instalación, tuve que realizar el proceso de puesta en marcha el cual se detalla en la siguiente sección. La imagen 3.16 refleja el generador completamente terminado, con todos los módulos colocados y alineados, de igual forma, se observa cómo se aplica de manera adicional una capa de impermeabilizante en color terracota para asegurar que no existan filtraciones hacia la residencia, por último, esta fotografía resultó de utilidad para realizar la gestión con el suministrador de servicios de electricidad.



Imagen 3.16 – Montaje de módulos completo: aporte propio.



4 Puesta en marcha del sistema

4.1 Revisión de los elementos del sistema

Antes de proceder a encender el sistema, es necesario como proceso obligatorio, y no solo para sistemas de generación fotovoltaica a pequeña escala, sino para cualquier planta de generación, realizar una inspección detallada de toda la instalación.

Este proceso fue sumamente vital, en un principio como medida de seguridad para evitar cualquier percance al encender el interruptor ya que cualquier conexión mal hecha pudo llevar a algún accidente. El proceso de revisión que seguí se detalla de la siguiente manera:

- a) **Revisión detallada del cableado, fases y conexiones:** fue necesario revisar el apriete de los cables que llegaban y salían de las protecciones y clemas para validar que no estuvieran flojos o presentaran algún corto entre ellos, esto último con apoyo del multímetro.

El procedimiento con el multímetro, lo realicé de la siguiente manera:

- Establecí en el multímetro el modo de prueba de continuidad.
 - Coloqué una de las puntas del multímetro en una de las fases y con la otra punta censé las otras fases, tierra y neutro para validar posibles cortos circuitos.
 - Repetí este paso con las otras dos fases tanto en la caja de unión como en la caja de desconexión del sistema.
- b) **Revisión de protecciones:** siempre es necesario revisar que las protecciones dimensionadas estén en el punto del sistema indicado ya que si se coloca una protección, por ejemplo, de 20 A donde debía ir una de 80 A puede provocar desde la falla del sistema hasta un accidente al momento de activar el GFV. Por lo que procedí de manera detallada a realizar esta revisión.

4.1.1 Pruebas de continuidad y tensiones (parámetros de módulo)

- 1) **Puesta a tierra:** fue necesario revisar el cable puesto a tierra, así como el cableado de puesta a tierra, la diferencia entre estos dos, es que el primero es el cable o circuito que va desde el centro de cargas hasta el circuito de puesta a tierra (electrodos, picas, mallas, etc.) y el segundo es el cable que conecta todos los elementos metálicos del sistema (estructura, cajas, racks, soportes, etc.) al cable puesto a tierra.



Una forma de validar la puesta a tierra es con ayuda del multímetro, se puede verificar la tensión entre el cable puesto a tierra y el borne del neutro, si no hay tensión o es muy baja (entre cero y 1 Volt), la puesta a tierra esta correcta.

- 2) **Pruebas de V_{OC} e I_{CC} :** fue fundamental realizar las pruebas de I_{CC} y V_{OC} en cada módulo. Esto consistió en abrir las conexiones de positivo y negativo que van del módulo al microinversor y con ayuda de un probador FV verificar que estos dos parámetros no superaran los indicados en la hoja de datos del fabricante.
- 3) Por último, revisé las tensiones entre fases que estaba entregando la red eléctrica en el centro de cargas, donde estaba el punto de interconexión, estas tensiones debían estar en el rango de los $220\text{ V} \pm 10\%$, lo cual estaba correcto.

4.1.2 Energización del sistema

Una vez que todas las pruebas y revisiones anteriores me arrojaron valores positivos, proseguí a la activación de interruptores. El orden correcto para subirlos, fue empezando por el interruptor más cercano al punto de interconexión con la red y después el interruptor colocado en la CB.

El proceso para validar el correcto funcionamiento de manera inicial fue el siguiente:

- a) Validé el tiempo de sincronización del GFV con la red, de manera estándar este fabricante de microinversores y en general la mayoría de fabricantes recomiendan un mínimo de 5 minutos para asegurar la correcta sincronización del sistema, en este caso, el tiempo fue de 6 min para que todos los microinversores indicaran un status correcto.
- b) Verifiqué que las tensiones entre fases y de fase a tierra se mantuvieran en el rango correcto.
- c) El microinversor tiene ubicado un led en la parte inferior el cual indica lo siguiente dependiendo del status de ese led:
 - **Led rojo:** no hay sincronización con la red, generación desactivada
 - **Led ámbar:** hay sincronización con la red y la generación esta activada pero no hay comunicación con el sistema de monitoreo.
 - **Led verde:** sincronización con la red correcta, microinversor entregando energía, comunicación establecida con el monitoreo.

En este caso, el status que obtuve a los 6 minutos en todos los microinversores fue el led en verde, lo que indicó que todo estaba en orden.



La última validación del sistema y una de las más importantes fue el funcionamiento del sistema en modo anti-isla. Esta protección es de vital importancia para los generadores FV, al momento en que existe una falla en la red y por ende una variación mayor al 10 % en tensiones de fase, entre fases y neutro y un rango de frecuencia diferente de 60Hz, el sistema debe desconectarse de manera inmediata (en un tiempo menor a los 16 ms, es decir un ciclo completo o menos) para proteger a la red de alguna falla mayor, al usuario de alguna situación de riesgo y al sistema de daños mayores.

Al momento de realizar esta prueba, el sistema se desconectó de manera correcta sin ningún problema.

4.2 Configuraciones de monitoreo

Uno de los objetivos del proyecto que realicé, fue el contar con un sistema de monitoreo, el cual permitiera poder saber en todo momento el estado del sistema sin tener que estar en el sitio en todo momento. En total instalé dos sistemas que se complementaron de una manera positiva. Uno de los dos sistemas, es propio del fabricante de microinversores ya que es el dispositivo que permite la comunicación entre estos y el envío de datos a internet.

4.2.1 Sistema de monitoreo de microinversores

El proceso de configuración del sistema se describe a continuación:

- Una vez activado el sistema, continué con la función de extracción de datos de todos los microinversores, este proceso fue muy sencillo apoyándome en la aplicación proporcionada por el proveedor, la cual se observa en la imagen 4.1, mediante wifi permite conectar un smartphone con el equipo de monitoreo y configurarlo paso a paso.

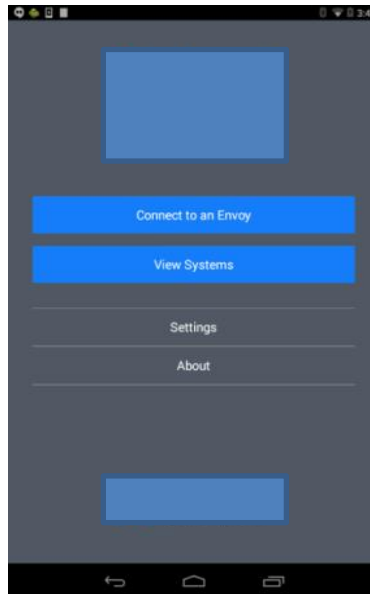


Imagen 4.1 - Instalación sistema de monitoreo, Pantalla de inicio: aporte propio.

- Una vez conectado el teléfono por wifi fue necesario introducir los datos del sistema (nombre del sistema, ubicación, ID del sistema, etc.). para identificar el número de serie del equipo de monitoreo con el sistema instalado como se ve en la imagen 4.2. Borré los datos del usuario por motivos de protección de datos personales.

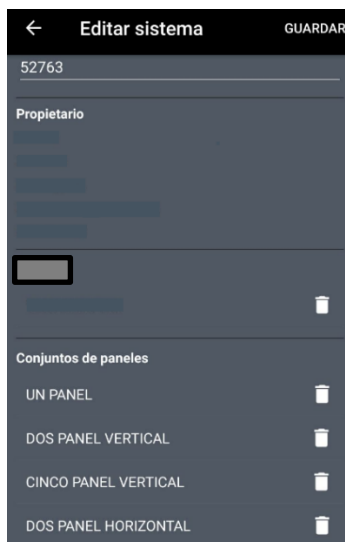


Imagen 4.2 – Registro de datos del usuario, # de serie del monitoreo y conjunto de módulos: aporte propio.

- El siguiente paso se muestra en la imagen 4.3 el cual, consistió en introducir la cantidad de microinversores que el sistema tenía que detectar, una vez hecho esto el monitoreo busca mediante PLC (Por sus siglas en inglés Power Line Communications) todos los dispositivos que envían datos por la red eléctrica, lo que recibió el monitoreo en primera instancia, fue el número de serie de cada microinversor y el estado en que se encontraba.

Imagen 4.3 – Registro de parámetros del módulo: Aporte propio.

- Una vez hecho lo anterior, activé la comunicación entre los microinversores y el sistema de monitoreo, activé el “perfil de red” mostrado en la imagen 4.4, este perfil se refiere a los parámetros y tiempos de desconexión del microinversor al momento de interactuar con la red eléctrica. Los datos y números de serie fueron borrados como medida para proteger los datos del usuario.

Imagen 4.4 – Emisión de reporte de configuración: Aporte propio.



- Una vez que todos los microinversores estaban enviando información al equipo de monitoreo, tenían establecidos los parámetros de red y estaban entregando la potencia adecuada, procedí al armado del mapa virtual, el cual no es más que un bosquejo en vista de planta del acomodo real de los paneles, como imagen de fondo cargue el plano que realice en AutoCAD y acomodé los módulos de acuerdo a su número de serie y la posición real en la azotea de la casa.
- Por último, fue necesario ingresar el tipo de montaje, el modelo de módulo instalado, la potencia en DC instalada, las pérdidas totales del sistema (calculadas en la sección de dimensionamiento, pérdidas = 1.274%) y cargar la estación meteorológica más cercana para que tomara en cuenta los valores de irradiación anual.

Toda la información que configuré en el punto anterior tuvo como objetivo que el sistema estimara la generación diaria, semanal, mensual y anual para comparar esos datos con los datos de generación real y siempre verificar que el sistema no tenga déficits de generación, y a su vez, saber siempre que el sistema se encuentra sin fallas ni errores. Los datos obtenidos y la comprobación del correcto funcionamiento del sistema se describen en la sección de resultados.

4.2.2 Sistema de monitoreo de consumo y producción de energía

Este sistema de monitoreo lo propuse para complementar el sistema con el que ya cuentan los microinversores, ya que este equipo me ayudó a poder ver el consumo de las cargas y no solo la generación del sistema.

Una más de las ventajas de este sistema de monitoreo, fue que pude obtener conteos netos de energía (consumo menos producción fotovoltaica). El proceso de configuración se detalla a continuación.

- Este sistema cuenta también con conexión a internet y una interfaz que no necesita de licencias adicionales por lo que antes de poderlo conectar a la web fue necesario configurarlo vía Ethernet mediante una IP estática.
- Una vez que se le dio acceso remoto vía internet, lo configuré considerando los sensores o CT's instalados. Tres sensores de consumo con capacidad máxima de 50 A y tres sensores de producción con capacidad máxima de 30 A. la interfaz de configuración se muestra en la imagen 4.5.



Transformadores potenciales (PT):

L1 -120V:120V L2 -120V:120V L3 -120V:120V

Transformadores de corriente (CT):

CT1		CT2	SCT 19mm/0.75" 50A	X1	CT3	SCT 19mm/0.75" 50A	X1	CT4	SCT 19mm/0.75" 50A	X1
CT5	SCT 19mm/0.75" 50A	X1	CT6	SCT 19mm/0.75" 30A	X1	CT7	SCT 19mm/0.75" 30A	X1	CT8	
CT9		CT10		CT11		CT12				

Dispositivos remotos:

Nombre del dispositivo: Protocolo: Dirección del dispositivo:
Agregar dispositivo

Registros (7 de 16 en uso):

Nombre:	Valor/fórmula registrados:	
Grid	$P \times (-CT2 \times L1) + (-CT3 \times L2) + (-CT4 \times L3)$	Agregar componente
Solar	$P \times (-CT5 \times L1) + (-CT6 \times L2) + (-CT7 \times L3)$	Agregar componente
Regreso a la red	$P \times (-CT2 \times L1) + (-CT3 \times L2) + (-CT4 \times L3)$	Agregar componente

Agregar registro

Registros totales y virtuales:

Uso	$+ \text{Grid} - \text{Regreso a la red} + \text{Solar}$	Agregar registro
Generación	$+ \text{Solar}$	Agregar registro
	$+ \text{Grid}$	Agregar registro
	$+ \text{Regreso a la red}$	Agregar registro

Agregar registro virtual

Guardar Reiniciar

Incluso después de todo este tiempo, el sol nunca le dice a la tierra "estás en deuda conmigo" --- Hafiz, poeta persa del año 1300

Imagen 4.5 – Configuración de parámetros de sensores (CT's) de corriente: aporte propio.

- Como se observa en la ventana de configuración, fue necesario formular los sensores de acuerdo a los siguientes criterios:
- Los tres sensores de consumo, los configuré multiplicando el valor que arroja por la tensión de la línea donde estaba conectado este, es decir CT1 X L1 (CT equivale a la corriente que fluye a través de ese cable de fase y L1 se refiere a la tensión del mismo cable) esto es, multipliqué la corriente a través del sensor 1 por la tensión de la línea 1 para poder obtener la potencia.
- Este proceso se repite en todos los sensores, tanto de consumo como de producción y después sumé la potencia de las tres fases de consumo y de las tres fases de producción para obtener de manera individual los datos de consumo y producción.
- El conteo neto lo obtuve de restar la energía total consumida menos la energía generada, y la grafiqué como "consumo de la red" y "entregado a la red", donde el primero indica la cantidad de energía que se está consumiendo de la red y el segundo, la energía que se entrega a la red cuando en periodos del día se está generando más de lo que se consume en las cargas.



Los datos obtenidos se muestran en la sección de resultados, donde se especifica cómo se validó el correcto funcionamiento del generador fotovoltaico y el censado correcto del consumo en la residencia.

Una vez terminada la instalación, validada y verificado que todo estuviera en orden, además de configurado el monitoreo, para, de igual forma corroborar el funcionamiento correcto del sistema, realicé la limpieza del lugar.

Dejar en las mejores condiciones el lugar de trabajo no solo sirve para obtener una buena imagen, sino que también como supervisor de la instalación adquirí una buena impresión y ser visto como alguien que realizó un trabajo de forma profesional.

Realicé la limpieza de las áreas donde se instalaron los paneles retirando rebabas del aluminio, embalaje de los equipos, soportería inutilizable y demás sobrantes producto de la instalación, así como la limpieza de todo el trayecto hasta el centro de cargas.

4.3 Elaboración del manual de usuario

Entre el proceso de trámite de interconexión y la activación definitiva del sistema, me di a la tarea de realizar el manual de usuario, este es un documento de vital importancia ya que ahí se describen las características principales del sistema, como operar el sistema siendo usuario, como realizar el mantenimiento entre otros datos relevantes.

La información que reuní para la elaboración del manual fue la siguiente:

Fotografías de:

- Generador FV (vista de todos los paneles que conforman el sistema).
- Inversor utilizado (en este caso microinversor).
- Caja del interruptor de desconexión del GFV (gabinete donde se aloja la protección que va antes del centro de cargas donde se interconecta el sistema).
- Caja del interruptor de protección del GFV (Gabinete donde se encuentran las protecciones termo magnéticas a la salida del GFV).
- Monitoreo (en este caso dos monitoreos, de microinversores y el monitoreo de consumo y producción de energía).

Las fotografías mencionadas, tienen como objetivo mostrar los elementos principales del sistema y, a su vez, identificar cada elemento en el diagrama unifilar, el cual fue otro de los documentos que conformaron este manual.



El manual de usuario también está conformado por los siguientes elementos:

- **Mapa virtual de la instalación:**

Este mapa muestra la relación del número de serie del microinversor con el módulo que fue instalado por motivos de una rápida identificación del equipo en caso de necesitar aplicar la garantía de producto en un futuro o sustitución del propio equipo.

- **Hoja de datos del módulo, inversor, monitoreos y accesorios principales**

Anexar las hojas de datos de los elementos principales fue importante ya que con esto se sabe de manera exacta qué equipos se están instalando y así sustituir alguno en un futuro, esto de ser necesario.

- **Certificados de garantía:**

Antes de definir los equipos que conformarían el sistema, analicé cuales eran las garantías de los equipos principales (microinversores y módulos fotovoltaicos), por ende, una vez que el sistema estuvo terminado debí respaldar cada garantía con el certificado correspondiente.

4.4 Proceso de interconexión

Después de que la instalación se concluyó, el siguiente paso que realicé fue el de dar seguimiento al trámite de interconexión ante el suministrador de servicios básicos para establecer el nuevo contrato de interconexión ya que sin este no es posible generar energía de forma legal para después ser enviada a la red.

Por ende, fue importante que se dejaran los interruptores apagados hasta terminar este trámite y el suministrador indicara luz verde para encender el sistema, en primera instancia, para evitar inconvenientes legales por generar energía y exportarla a la red como se mencionó en el párrafo anterior, pero también para evitar recargos en la facturación ya que mientras el suministrador no reprogramme o cambie el medidor existente a modo “bidireccional”, por las propias características del medidor, este estará censando la energía entregada como si fuera energía consumida en ciertos momentos del día.

Fue importante recabar de forma completa la documentación para agilizar este proceso, ya que éste puede tardar desde 15 días hasta varios meses de acuerdo a la disponibilidad del suministrador para atender el servicio, así como del generador (empresa instaladora del GFV) de entregar en tiempo y forma la documentación.



4.4.1 Trámite con el suministrador de servicios básicos

Para que pudiera realizar el trámite de interconexión con el suministrador, tuve que cumplir con la documentación requerida, la cual se puede consultar de manera detallada según la actualización al mes de marzo de 2018 publicado en el diario oficial de la federación para interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW.

Una vez recabados todos los documentos, comencé con los trámites a realizar ante el suministrador (entrega de formatos), a su vez, daba seguimiento de todo el proceso hasta su finalización. El proceso se resume en la tabla 4.1 “bitácora de proceso de interconexión”, la cual cabe señalar que fue de autoría propia, realizada como herramienta para llevar a cabo de la mejor manera este proceso de vital importancia para el proyecto. La tabla muestra desde el paso uno donde se solicitan los documentos al usuario, pasando por la elaboración de una carta poder en el paso 4, al realizarse este trámite por un tercero, es necesario tramitar este documento, se describen dos contratos en los puntos 8 y 9, uno de ellos, se refiere a la parte de interconexión del sistema, donde se especifica que el usuario está formando parte de la red de distribución eléctrica como generador de energía, y por último, el convenio de contraprestación habla sobre cómo funciona la modalidad asignada al usuario, al fungir como generador, y como se realizarán los cobros y beneficios al comenzar a entregar energía hacia la red eléctrica.

Fue de gran relevancia dar seguimiento al proceso, ya que desde el punto en que se entregan los documentos de forma completa hasta la visita del suministrador para el cambio de medidor o la reprogramación del mismo, este (el suministrador) tiene 15 días para responder y otros 15 días como máximo para liberar el contrato y dar luz verde para encender el GFV. De esa forma, iniciar el siguiente periodo de facturación ya generando y entregando energía a la red.



Tabla 4.1 – bitácora de proceso de interconexión: aporte propio.

Proceso de trámite de interconexión con el suministrador de servicios básicos de energía eléctrica	
Proceso	Observaciones
1) Solicitud de documentación.	Se realiza en tiempo y forma, 1 día.
2) Recepción de documentación (Vía correo electrónico).	Se realiza en tiempo y forma, 1 día.
3) Llenado de documentos de forma correcta.	Se realiza en tiempo y forma, 1 día.
4) Entrega de Solicitud de interconexión, carta poder y carta petición de medidor (En algunos casos también se firma el convenio de interconexión.).	Se entrega en tiempo y forma, se retrasa el proceso por ausencia de titular del contrato de compra de energía, 5 días.
5) Realizar tramite de cambio de propietario (De requerirlo) 5.1 Firma de carta poder. 5.2 Entrega de documentación a oficinas.	Se realiza de forma inmediata para agilizar el trámite de interconexión, 3 días.
6) Entrega de documentación al suministrador	Se entrega en tiempo y forma, 1 día.
7) Visita de personal del suministrador al sitio para revisar que se cuente con la preparación del medidor bajo norma, de ser así, se realiza reprogramación o se coloca uno nuevo en caso de no contar con uno bidireccional o reprogramable.	El suministrador realiza en tiempo y forma, 2 días.
8) Préstamo de convenio de interconexión para ser firmado. (en caso de no ser entregado en el punto 4).	Se para la firma y se entrega al suministrador en tiempo y forma, 1 día.
9) Devolución de convenio de interconexión al suministrador, queda en espera de la firma de apoderado por parte del mismo.	El suministrador retrasa la entrega del convenio y contrato firmados, tiene un tiempo de 15 días para la devolución, 25 días.
10) Cierre de trámite, entrega de convenio de interconexión firmado.	Se entrega el convenio de interconexión firmado por ambas partes, 1 día.



5 Participación profesional

En primera instancia, cualquier ente consumidor de energía eléctrica ya sea residencial comercial o industrial, evalúa muy minuciosamente una inversión económica en un sistema fotovoltaico para tener ahorros considerables en los pagos bimestrales por dicho concepto de energía eléctrica. En este caso, me dediqué a la resolución de este problema mediante el uso de tecnologías de generación renovable para encontrar una solución a este caso.

En primera instancia, mi problema principal fue el de determinar qué solución se adaptaba mejor para disminuir el consumo de energía, esto apegándome a los equipos, software y normas adecuados técnicamente.

Los puntos clave que consideré fueron los siguientes:

- Consideré una residencia con cierto consumo bimestral que cuenta con un contrato de energía por parte del suministrador de servicios básicos que actualmente ofrece este servicio en el país.
- Para una residencia, tenía que conocer los equipos que se adaptaban a las condiciones de la misma y a las condiciones del sitio (ubicación, condiciones atmosféricas, etc.).
- A su vez, tenía que saber las normas que regulan el uso de dichos equipos, como se instalan, materiales permitidos, y hasta donde era posible reducir el consumo.
- Un parámetro más que tuve que considerar, fue el factor económico, ya que actualmente existe un valor medio para la solución con estos sistemas destinado al ahorro en consumo de energía, por lo que fue necesario apegarme a ello lo mejor posible.

En un principio, tuve que conocer la gama de equipos con los cuales contaba para resolver este tipo de problemas de ahorro de energía, módulos solares, inversores, cableado, protecciones, materiales y estructuras.

Un aspecto importante al principio, fue el de tener y obtener conocimientos básicos, de generación de energía, como se transmite y de instalaciones eléctricas, todo esto bien cimentado ya que el trabajo realizado tenía que ser completamente profesional.

En relación al alcance que tuve en la resolución del problema, fue desde la fase de adjudicación del proyecto, realizando las estimaciones técnicas y económicas adecuadas.

Por otro lado, después de lo comentado, la responsabilidad total para la resolución del problema fue dirigida hacia mí, ya que dependiendo de cómo dimensionara los materiales y equipos, como haría la logística para la completa y correcta entrega de materiales, como dirigiría el desarrollo



del proyecto, como configuraría y pusiera en marcha el sistema, eran lo que determinaría si la solución sería satisfactoria o no.

De los puntos anteriores, uno de aspectos profesionales que tuve que desarrollar fue el de relacionarme con personal dedicado a instalaciones de este tipo, ya que eso llevó a supervisar el trabajo que realizaban, esto por una parte, y por otro lado, el tener una relación con ellos lo suficientemente profesional para que realizaran el trabajo y al mismo tiempo transmitir de manera correcta los puntos críticos a considerar para la instalación.

Un proceso, y a su vez un problema que se derivó de intentar resolver el objetivo principal fue el de la realización del trámite ante el suministrador de servicios básicos, para poder realizar la interconexión del sistema propuesto, ya que este paso conllevó a saber el proceso administrativo que ellos siguen para este fin. Desde conocer los documentos necesarios, como llenar dichos documentos, a que oficinas llevarlos y la persona a quien van destinados.

Por otro lado, pero siguiendo el camino del proceso de interconexión, fue necesario tener en cuenta los tiempos que tardan los trámites, que al mismo tiempo, ocasiona el problema de dar un seguimiento constante al avance de este proceso para comenzar a inyectar energía a la red eléctrica lo antes posible y en tiempo y forma.

En última instancia, el alcance que tuve para la resolución del problema fue meramente en la parte del consumo de energía eléctrica, ya que no fue posible intervenir en otros campos, tales como el cobro por derecho de alumbrado público, el IVA o el cobro mismo por el servicio.



6 Resultados y aportaciones

Los resultados que obtuve, los clasifiqué en cuatro categorías:

- Resultados del monitoreo de microinversores.
- Resultados del monitoreo de consumo y producción.
- Resultados de comparación entre ambos monitoreos.
- Resultados económicos.

Las cuales fueron los puntos medulares de los objetivos del proyecto, al mismo tiempo que fungieron como los parámetros con los cuales se validó la correcta ejecución del mismo

6.1 Resultados del monitoreo de microinversores

Como indiqué en el apartado de instalación y configuración del sistema, una vez que estuvo completa la instalación tuve que validar el funcionamiento de la misma de manera general, tal y como se indica a continuación:

6.1.1 Lectura de datos y funcionamiento del sistema

Uno de los objetivos principales de instalar el monitoreo, fue el poder revisar día con día de manera remota que tanto los módulos solares, como los microinversores, estuvieran funcionando de manera correcta, por lo que desde la activación del sistema revisé que todos los módulos estuvieran generando potencia a los valores nominales indicados por el fabricante, tales como:

- Tensión en el punto máximo V_{mpp} :** se refiere a la tensión que alcanza el módulo en el punto de máxima potencia, la cual fue importante verificar ya que según los parámetros del microinversor, esta tensión no debe rebasar los siguientes valores:
 - 48 V a la entrada del microinversor en todo momento.
 - Para una potencia óptima, entre 27 y 39 V a la entrada del microinversor.
 - Para el funcionamiento del microinversor, al menos 16 V a la entrada de este.
 - Potencia de salida del microinversor 250 Wp.
 - Tensión de CA a la salida del microinversor 220 V $\pm 10\%$.
- Corriente en el punto máximo I_{mpp} :** de forma análoga a la tensión, se refiere al valor máximo de corriente que debe entregar el módulo y que soporta el microinversor para su correcto funcionamiento, los valores que intervienen en este parámetro son:

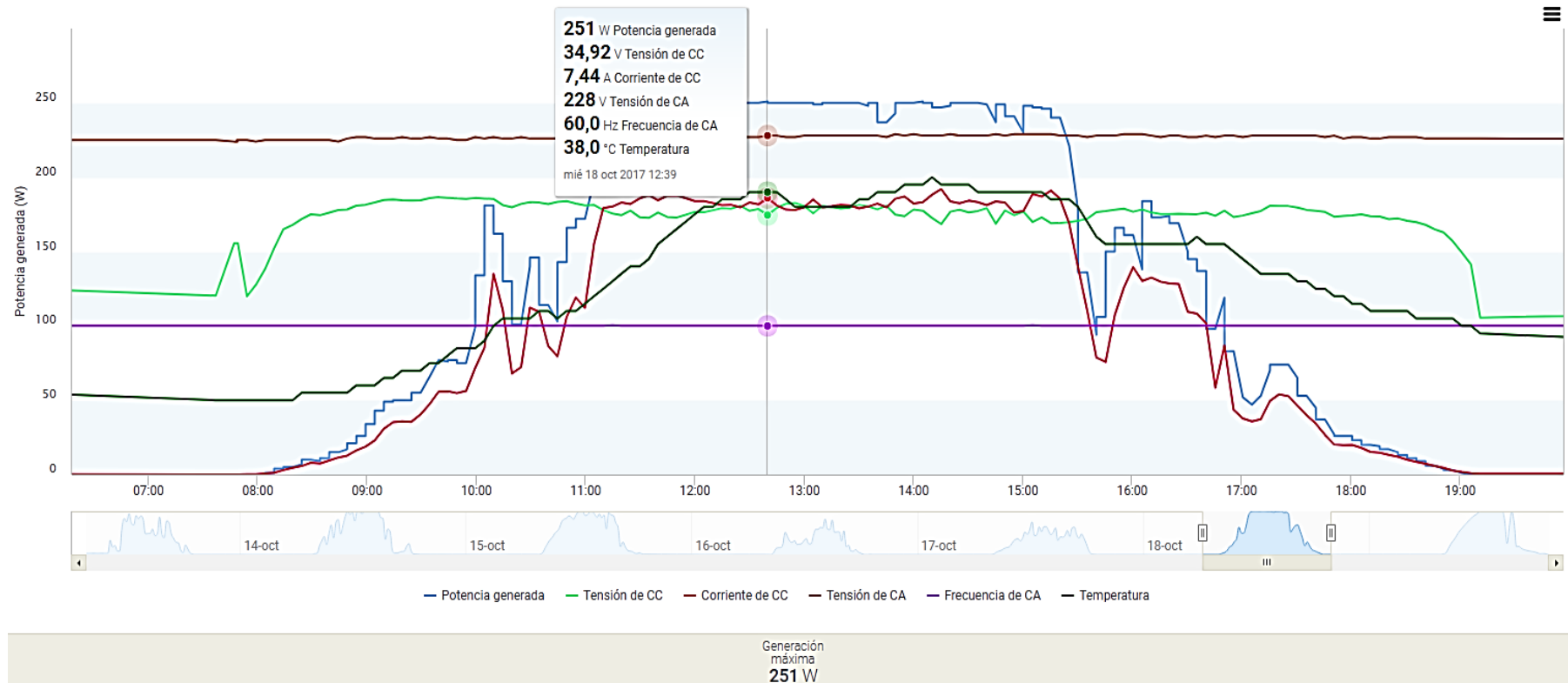


- Una corriente máxima de 15 A en CC (Corto circuito)
- Corriente en el punto máximo de potencia 8.56 A
- Corriente nominal de salida del microinversor de 1.15 Aca.

c) **Frecuencia y temperatura de operación:** uno de los parámetros críticos que validé, fue que la frecuencia de la red se mantuviera en el intervalo establecido en la configuración del perfil de red ya que esa es una de las principales causas por las que el sistema puede desconectarse de la red eléctrica, el intervalo debió mantenerse entre los 57 y los 60.5 Hz.

Por último, la temperatura es un factor vital en cualquier dispositivo eléctrico electrónico ya que, una alta temperatura puede afectar directamente el rendimiento y eficiencia o inclusive el funcionamiento correcto del mismo, en este caso debí corroborar que se mantuviera una temperatura de entre -40 y 65° C.

En la siguiente gráfica se muestran los valores reales que obtuve luego de encender el sistema de manera definitiva para comenzar a entregar energía a la red, cabe aclarar que estos valores los validé para los 10 módulos y microinversores, pero para fines de este reporte solo se indican las lecturas de un par de ellos:



Gráfica 6.1 – Parámetros del módulo censados con el sistema de monitoreo: aporte propio.

Como se aprecia en la gráfica 6.1, todos los parámetros leídos están dentro de los intervalos establecidos para un correcto funcionamiento del sistema en el punto máximo de potencia, por lo que, puede determinar que el funcionamiento es correcto, tal y como se refleja a continuación:

- Potencia máxima alcanzada 251 W, potencia máxima esperada de acuerdo a fabricante 250 W.
- Tensión de corriente continua 34.92 V, esperada por el fabricante entre 27 y 39 V.
- Corriente continua 7.44 A, indicada por fabricante 8.56 A (I_{mpp}).
- Tensión de CA 228 V entre fases, la correcta de acuerdo al perfil de red es de 220 V $\pm 10\%$.
- Frecuencia 60 Hz, lo que indica la frecuencia óptima.
- Temperatura 38°C, temperatura de operación de acuerdo a la ficha técnica entre -40 y 65° C.

6.1.2 Eficiencia y energía entregada por el sistema

Una más de las herramientas que me permitió validar el correcto funcionamiento del sistema fue el “mapa virtual”, ya que este monitoreo realiza lecturas cada 15 minutos y este mapa muestra el estado de panel de manera muy visual indicando en color azul que hay generación, por ende, el funcionamiento correcto y también el valor de la energía entregada hasta la hora de la última actualización, tal y como se muestra en la siguiente imagen:

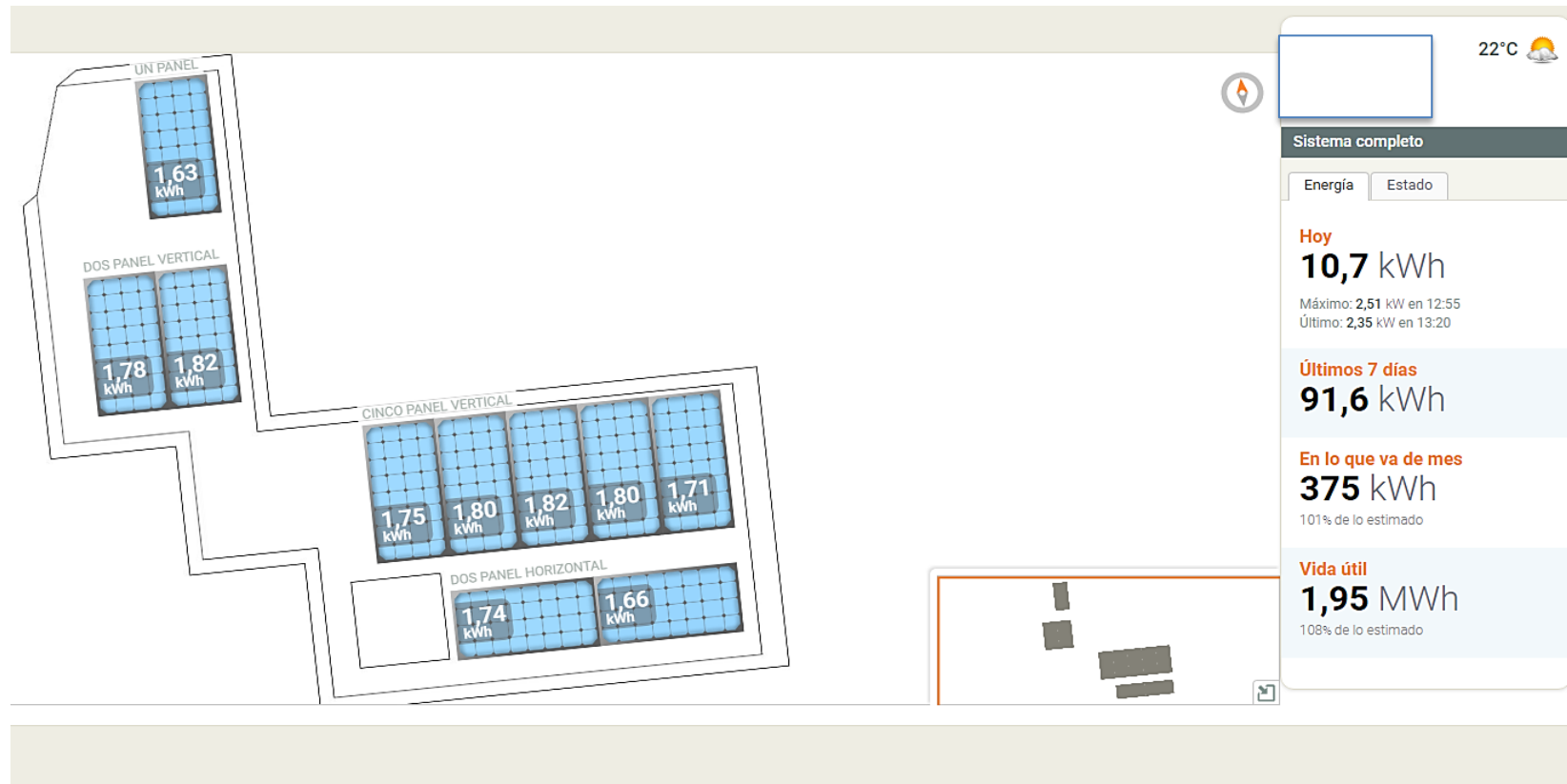


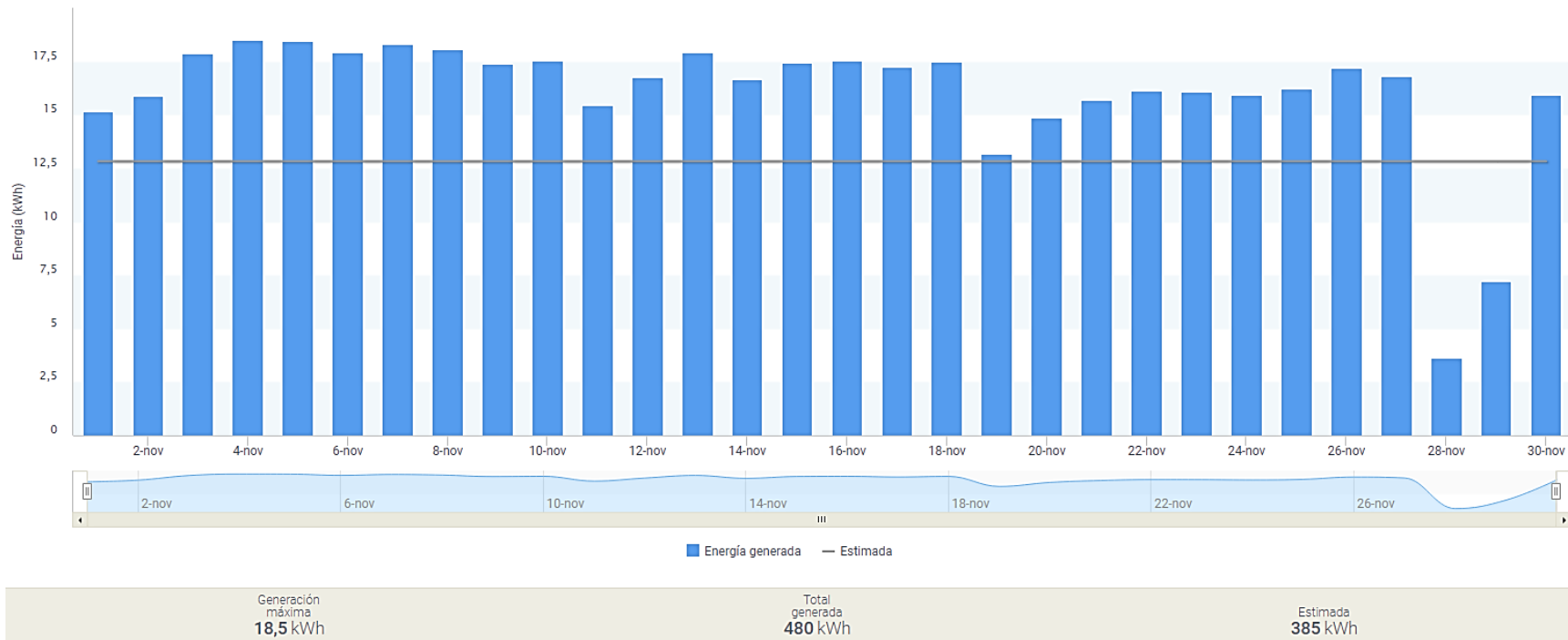
Imagen 6.1 - Energía generada panel a panel en intervalos diferentes de tiempo: aporte propio

En la imagen 6.1 se puede apreciar que todos los paneles están en color azul claro lo que indica que a lo largo del día todos generaron de forma correcta y que ninguno tuvo algún error o desconexión de la red.



También pude analizar este rendimiento tanto en un día, como en cualquier intervalo desde el inicio de las lecturas tomadas por el monitoreo, por lo que me auxilié de esta herramienta para obtener los datos de cuanto está generando cada módulo de forma individual y del sistema completo. En la Gráfica 6.2 coloqué el muestreo del mes de noviembre en total donde obtuve los siguientes datos:

Generación máxima (en el mejor de los días): 18.5 KWh.
Energía generada en el periodo (1 – 30 de Noviembre): 480 KWh.
Energía estimada: 385 KWh.



Gráfica 6.2 - Muestreo de generación del SFV en el mes de noviembre de 2017: aporte propio.

Para obtener la generación promedio diaria estimada (por módulo) en el mes de noviembre:

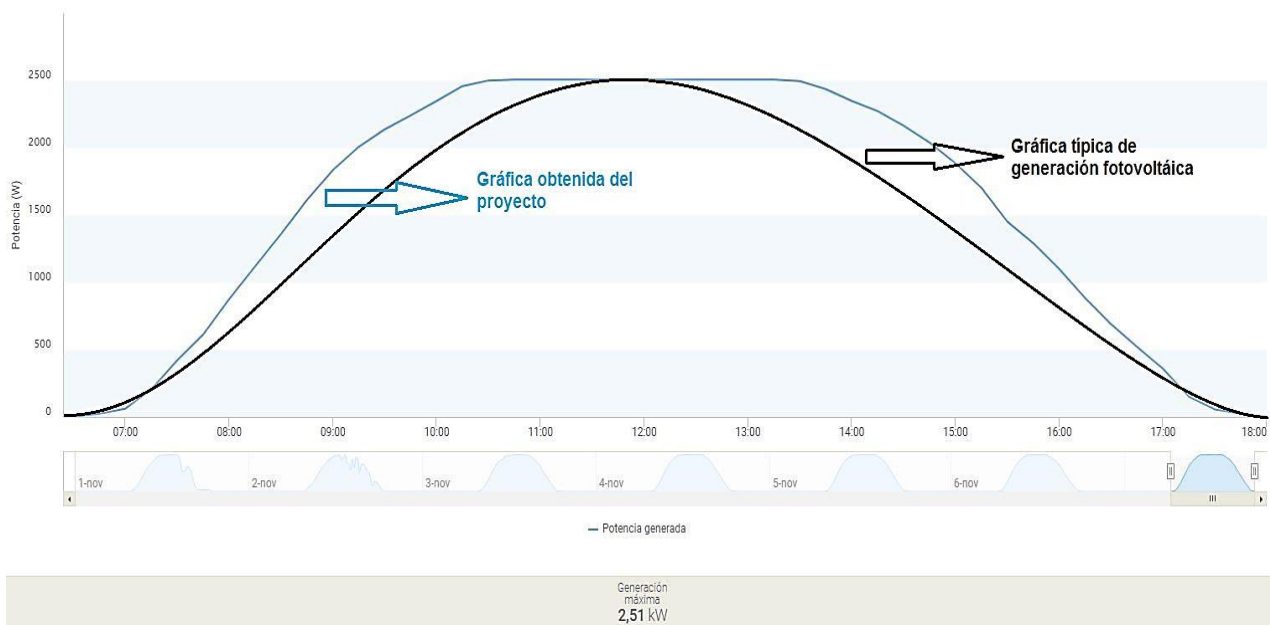
$$\begin{aligned} \text{Generación promedio diaria} &= \text{generación en noviembre} / 30 \text{ días} / \text{número de módulos} \\ &= 455.76 \text{ KWh} / 30 / 10 \\ &= \mathbf{1.51 \text{ KWh/día (por módulo)}}. \end{aligned}$$



Según el monitoreo la generación máxima en ese mes fue de 18.5 KWh por todo el sistema, esto entre los diez módulos obtenemos 1.85 KWh/día, lo que significa que el dimensionamiento del sistema puede llegar a ser hasta un 22.5% más eficiente de lo esperado.

Ahora bien, la energía generada real fue de 480 KWh, realizando la misma operación que para obtener la generación promedio diaria obtenemos 1.6 KWh/día por lo que en realidad se está generando un 6% más de energía de lo esperado, lo cual es un resultado muy bueno en referente al estimado por lo que pude establecer que se superaron las expectativas del funcionamiento.

La razón de esta diferencia la plasmé mediante la gráfica 6.3, teóricamente se puede interpretar de acuerdo a que dimensioné con una relación CA/CD de alrededor 1.33, esto es 33% más potencia del módulo en relación a la potencia del microinversor, por lo que se está topando la potencia de salida por más horas a un máximo, a su vez de que llega a dicha potencia máxima más rápido, lo que se traduce en una mayor energía por hora que con una gráfica tradicional en forma de campana.



Gráfica 6.3 - Comparación de comportamiento de SFV tradicional VS SFV con microinversor: aporte propio



Las lecturas se tomaron en la fecha 18/08/2017 alrededor de las 11:30 am, mismo día de la toma de datos del monitoreo de microinversores, los datos que validé fueron los siguientes:

- Frecuencia: 60.02 Hz - - - correcto
- Tensiones en las tres fases: 129 V en promedio - - - correcto
- Potencia dividida por fase: 815.76 W en promedio.

Este datos lo validé con las lecturas de corriente en cada fase del sistema FV, siendo en promedio 6.43 A, multiplicada por la tensión promedio de 129 V, obtuve 829 W de potencia promedio por fase, por lo que es un dato correcto.

Según la carta solar, alrededor de las 11 am tenemos una altura solar de 28° con respecto al sur, lo cual es un 99.3% de la altura máxima solar en el mes de octubre, así como un azimut de alrededor de 192°, por lo que de las medidas censadas, tuve que haber obtenido que el sistema estaba en la potencia máxima de generación, es decir, 2.5 KWp menos 1.274% de pérdidas, es decir, tuve que medir alrededor de 2.468 KWp.

Ahora bien, de los datos de la tabla 6.1 sumé la potencia de las tres fases para obtener la potencia total del sistema:

Potencia total = 730.3 W + 858 W + 859 W = 2.447KWp.

Por lo que el resultado obtenido está acotado correctamente.

Analizando el mismo intervalo de tiempo (00:00 – 24:00 del mismo día), obtuve los siguientes valores:

- **Generación del sistema FV:** 15.5 KWh
- **Energía total usada (SUMINISTRADOR + FV):** 9.57 KWh
- **Neta:** 5.97 KWh

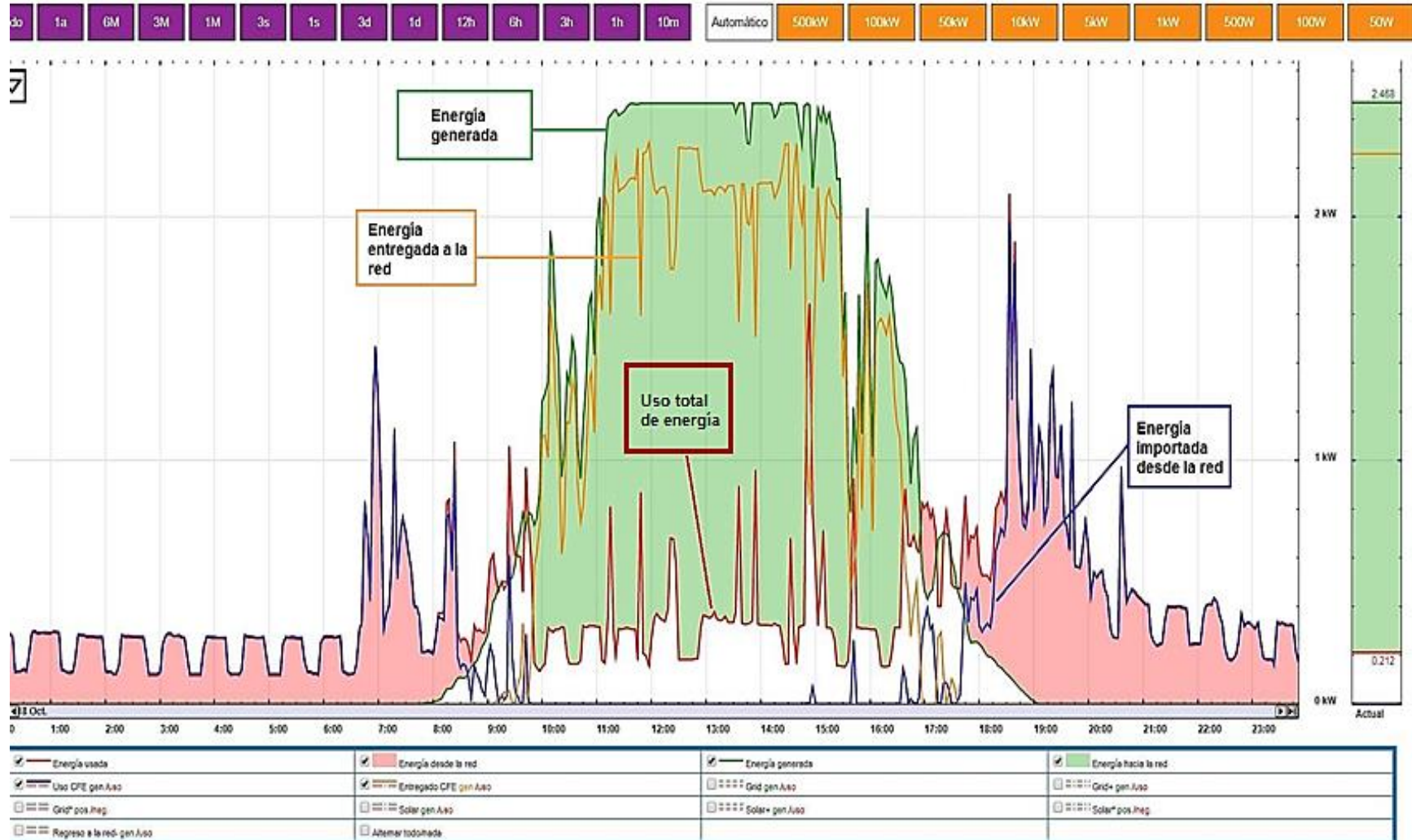
Según el estudio de consumo derivado de la factura del suministrador, el consumo diario promedio del sitio es de 8.24 KWh, sin considerar las cargas extras que se colocarían posteriormente por lo que el resultado está en un intervalo aceptable.

La generación del sistema en el mes de octubre, según los cálculos que estimé de la tabla 2.7 sería de:

481.72 KWh/mes ÷ 31 días = 15.53 KWh/ día, en promedio

De igual forma, comparando con el resultado de 15.5 KWh del monitoreo, el resultado es muy bueno de acuerdo a lo que estimé.

Además de validar estos datos con el monitoreo, me permitió saber de forma precisa cuanta energía se usó de la red y cuanta energía se exportó a la misma, este concepto se visualiza en la gráfica 6.4.



Gráfica 6.4 - Interpretación del sistema de monitoreo consumo – producción: aporte propio.



En la gráfica 6.4 se puede observar la interacción del sistema con la red eléctrica, y con el consumo en la residencia en un periodo de 24 horas. En color rojo, se despliega el comportamiento del consumo de energía eléctrica en la residencia, la línea en azul, refleja cuanta energía se está usando de la red eléctrica, la cual, es evidente que disminuye su uso al incrementar la generación del sistema FV, en color verde se aprecia el comportamiento de la generación del sistema observando que se llega a mantener en su potencia máxima por entre 3 y 4 horas en el día, por último, se observa en color amarillo la energía que se manda hacia la red de distribución, siendo evidente que cuanta menos energía se usa en la residencia y mayor es la generación, se devuelve una mayor cantidad de energía.

Observando los datos de la tabla 6.2:

Tabla 6.2 – Parámetros del sistema obtenidos del monitoreo en el periodo mostrado: aporte propio.

18/10/17 0:00:00 – 18/10/17 23:58:00 (Un día)				
Registro	Tiempo ponderado	Unidad	Promedio	Unidad
Uso	9.58	kWh	399	W
Generación	15.54	kWh	648	W
Entregado suministrador	11.97	kWh	499	W
Grid	5.95	kWh	248	W
Grid*	23.49	kVAh	980	VA
Grid+	6.02	kWh	251	W
Regreso a la red-	11.97	kWh	499	W
Solar	15.54	kWh	648	W
Solar*	17.7	kVAh	738	VA
Solar+	15.6	kWh	650	W
Uso suministrador	6.02	kWh	251	W

Ahora bien, analizando los datos más relevantes de la siguiente manera:

- **Entregado suministrador:** 11.97 kWh ---Es la diferencia entre lo que se generó y el consumo total, es decir lo exportado hacia la red.
- **Uso suministrador (Grid +):** 6.02 kWh --- Es la cantidad de energía que se usó solamente de la red eléctrica.

De los datos anteriores pude obtener lo siguiente:

- Se exportó a la red un 70% de la generación total, esto se debe a que dimensioné el sistema para cubrir no solo el consumo reflejado en la factura, sino también para poder alimentar las cargas extras que se agregarían posteriormente.



- Del consumo total, se usó poco menos del 40% del sistema FV, lo que es lógico de acuerdo al punto anterior.

El último dato validó que el dimensionamiento que realicé fue una buena aproximación, ya que las cargas adicionales al consumo en ese momento, reflejaban un aumento a futuro del consumo del 42%. Es decir se usará aproximadamente un 82% de la energía total del sistema cuando las cargas adicionales se agreguen y tendremos un sobrante de energía para los futuros meses donde se genere menos debido a la baja radiación solar, recordando que estos datos los extraje del mes de octubre siendo los peores meses diciembre y enero.

6.3 Validación y comparación de monitoreos

Una de las ventajas de contar con ambos monitoreos, fue que pude validar los datos de generación y tener el 100% de certeza de que el sistema está arrojando datos válidos ya que la probabilidad de que ambos monitoreos arrojen los mismos datos y estos sean erróneos es muy baja.

En la gráfica 6.5, se ve la cantidad de energía generada en KWh por el SFV en un periodo de tiempo de 3 meses (Noviembre 2017 – Enero 2018) ya que al tener la mayor cantidad de datos y compararlos mejoré la fiabilidad de los mismos.

Según la gráfica, pude apreciar que uno de los monitoreos indicó 1.31 MWh en el periodo establecido, por otra parte el segundo muestra 1.28 MWh. Esto quiere decir que hubo un 2.3% de diferencia entre cada uno de ellos lo que me indicó que la configuración y lecturas tienen una muy buena aproximación entre ambos monitoreos, lo cual, refleja fiabilidad en los datos.

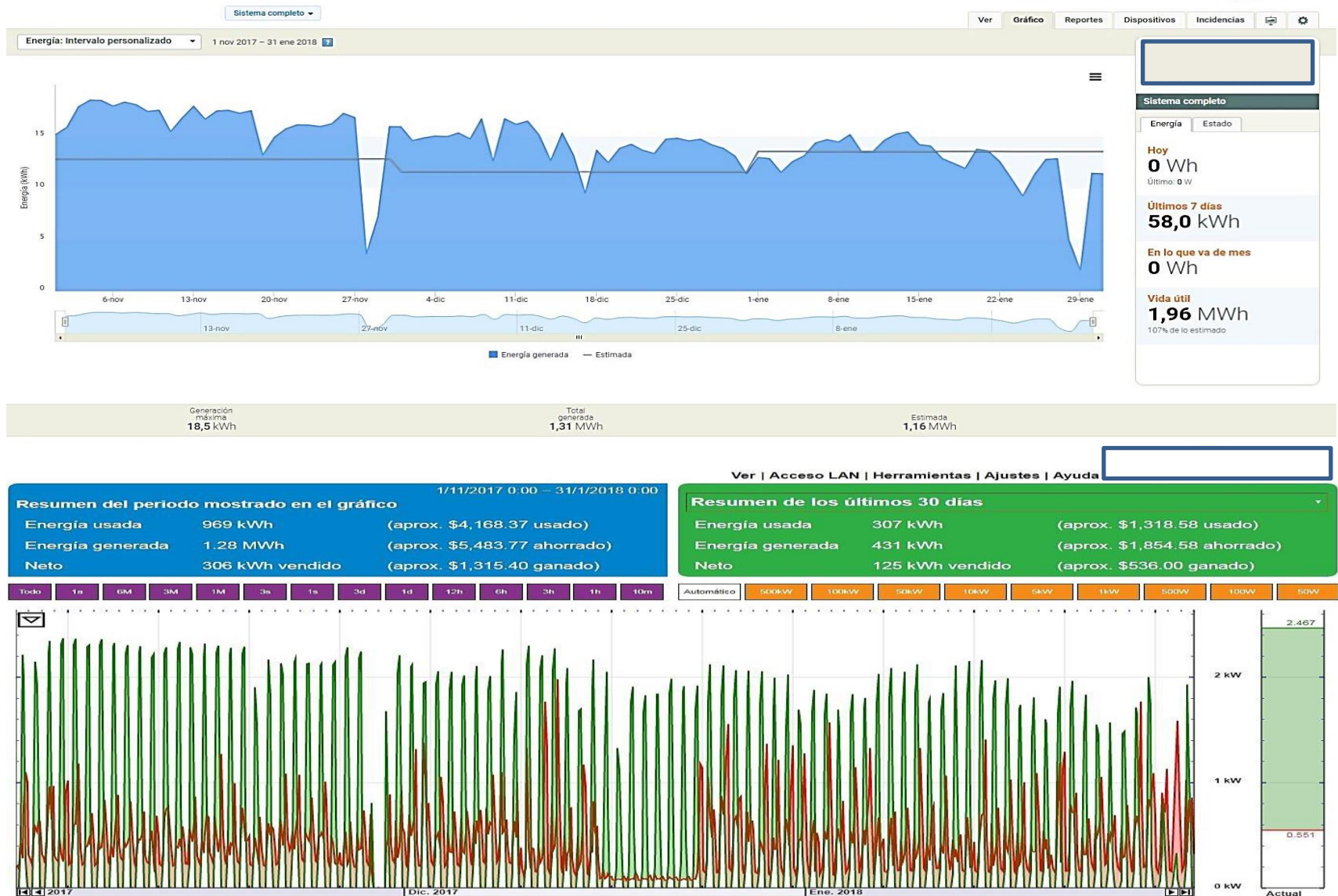
La diferencia de mediciones se debe al margen de tolerancia que tiene cada uno de ellos, ya que cada uno tiene alrededor de un 5% de margen. Este margen de tolerancia, se debe a que los sensores transforman el campo magnético generado por la corriente que fluye por los cables de cada una de las fases en una tensión más baja, que a su vez, el monitoreo interpreta y traduce guiado por un factor de conversión, y el dato que el monitoreo toma va a depender de la calidad y precisión de cada uno de los sensores.

A pesar de lo anterior, está claro que las lecturas son las indicadas y que conté con una gran certeza de las mediciones que tomé mes con mes.



Implementación de generador fotovoltaico interconectado a la red eléctrica y con sistema de monitoreo

6. Resultados y aportaciones



Gráfica 6.5 - Resultados de generación VS consumo en el trimestre noviembre 2017 – enero 2018: aporte propio.

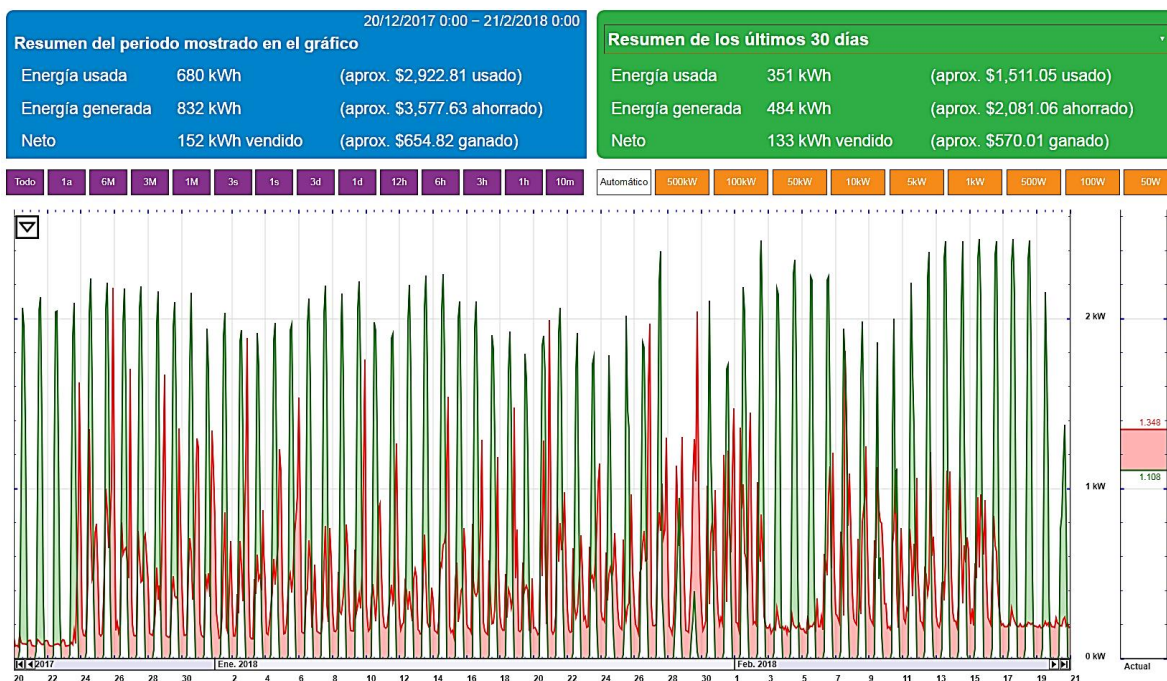
6.4 Resultados económicos

Uno de los objetivos secundarios, pero de gran relevancia, fue que disminuyera el gasto por concepto de energía eléctrica en al menos un 90%.

De acuerdo al análisis del primer bimestre de facturación después de que el sistema entró en funcionamiento obtuve los siguientes resultados:

- a) Periodo de facturación analizado: **20 de diciembre de 2017 – 21 de febrero 2018.**

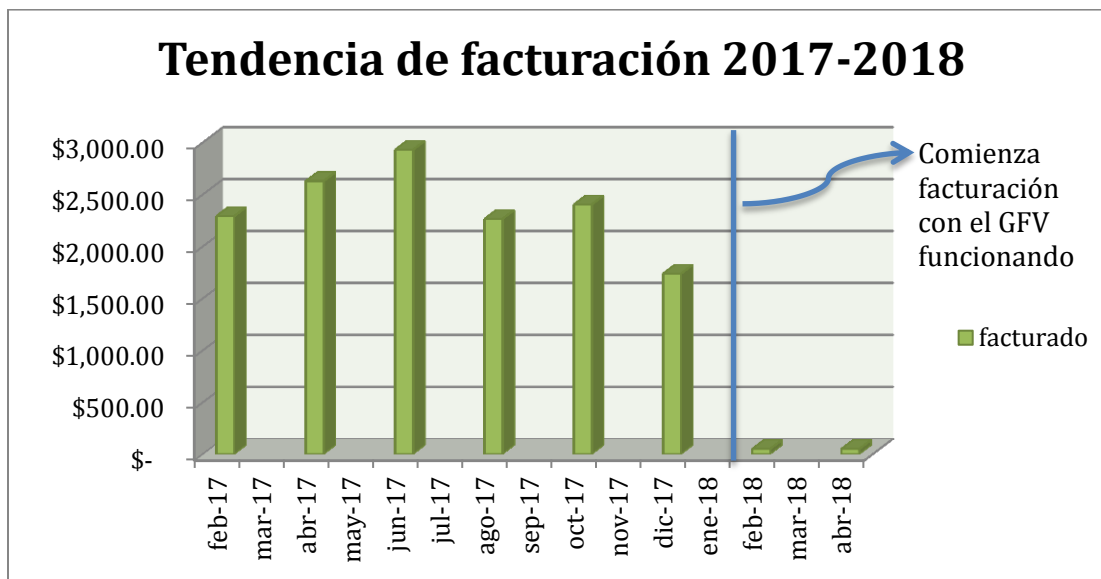
En la gráfica 6.6, se observa el periodo analizado con la tendencia de consumo (color rojo) y generación (color verde), siendo evidente que la generación del sistema es mayor que el consumo total, lo cual se indica de forma numérica en el recuadro azul como energía usada y generada, siendo el neto a favor del usuario.



Gráfica 6.6 – Análisis del periodo de facturación mostrado: aporte propio.

Observé que la energía generada supera en 152 KWh a la consumida, esto significa que se regresó energía a la red y por ende la factura en ese periodo analizado debería haber disminuido hasta el mínimo cobro por servicio (Derecho de Alumbrado Público), esto es de \$45 a \$50.

Ahora bien, comparando el histórico de facturaciones antes de realizar el proyecto contra las facturas emitidas después de que el sistema entregó energía a la red obtuvo los resultados de la gráfica 6.7.



Gráfica 6.7 – Comparación de facturación antes y después del GFV: aporte propio.

Es evidente la diferencia en el pago realizado ya que se pasó de un pago promedio de \$ 2,400 bimestrales al pago mínimo posible de \$ 50, es decir, un ahorro del 99% en la primera facturación. Así mismo, comparando los datos de consumo pude validar que se ahorró el 100% de energía, es decir, se cubrió el total de la energía consumida, además de que se exportó a la red aproximadamente un 18% de la energía generada.

6.5 Análisis LCOE (Level Cost Of Energy)

Para hacer un estudio un poco más completo, en el área de eficiencia energética existió un análisis financiero que permite, entre otras cosas, tener un panorama claro y preciso de cuáles son los beneficios económicos a largo plazo (20 a 25 años, que es el tiempo de vida promedio de un sistema FV interconectado a la red) de instalar este tipo de sistemas.

El “LCOE” o análisis del “Nivel de Costo de la Energía” en español, permite obtener los siguientes resultados:

- **LCOE – Nivel de costo de la Energía.**
- **ROI – Retorno de la inversión.**
- **NPV – Valor Presente Neto.**

Para obtener estos parámetros consideré variables como el costo total del proyecto, desglosando los campos principales de este, como es el costo de módulos solares (considerando el costo en



USD/Watt), costo del o los inversores, estructura y BoS (Componentes eléctricos y mecánicos). A su vez, consideré la eficiencia del sistema, los costos anuales de mantenimiento y operación, garantías y tiempo de vida del sistema, inflación anual y el aumento anual del costo de la energía por parte del suministrador de servicios básicos de energía eléctrica.

Los parámetros que mencioné en el párrafo anterior son solo los básicos, ya que existen muchas otras variables que por motivos del objetivo de este informe no son parte del estudio de ingeniería como tal, sino más bien es tan solo un análisis de apoyo para poder demostrar los resultados económicos del proyecto.

En las siguientes tablas se observan los parámetros considerados en el estudio, más no los cálculos o procedimientos para obtener los resultados, ya que como mencioné anteriormente, este apartado es solo como apoyo a la comprobación de resultados, por lo cual no es posible detallar minuciosamente todos y cada uno de ellos aunque cabe aclarar que si detallé los más relevantes.

Tabla 6.3 - Desglose de costos del sistema: aporte propio.

Inversión de capital	\$/W DC	Total \$
Módulos y estructura	\$0.63	\$2,020
Inversor, mat. eléctrico y mecánico , monitoreo	\$0.73	\$2,340
Ingeniería, instalación, entre otras	\$0.15	\$468
Gastos generales, contingencias, servicio e impuestos.	\$0.38	\$1,213
Total	\$1.89	\$6,041

Una parte importante antes y después de un proyecto fotovoltaico es el análisis de cómo se distribuyen los costos en los diferentes campos del sistema, es decir, cuanto capital es asignado a cada equipo, componente o inclusive a la mano de obra.

En la tabla 6.3 vacié los datos de la inversión de capital donde se muestran los equipos y recursos humanos que ocupé para la implementación del sistema FV, de aquí pude analizar que por ejemplo, la inversión en Ingeniería, instalación entre otros conceptos, están por debajo del rango promedio de la industria para sistemas de menos de 10 KWp, ya que en conjunto ocupan un 7.7% de la inversión total, esto ya que este valor por lo general está alrededor del 13 o 14%.

Por el contrario el inversor, material eléctrico y monitoreo ocupan un 38.7% estando este valor por arriba del promedio en el mercado, el cual indica que para estos campos se destina alrededor del 20 al 25%. Este valor más alto se debe al costo de los microinversores ya que estos suelen incrementar el costo de un sistema tradicional con inversor central en un 10 o 12% aunque esto se ve compensado gracias a que estos sistemas con microinversor llegan a entregar hasta un 7 u 8% más de energía que los centrales.



Tabla 6.4 - Rendimiento y eficiencia del sistema: aporte propio.

Rendimiento y eficiencia del sistema	
Parámetros principales de pérdidas en el sistema:	
Eficiencia del inversor (CEC)	96.5%
Variaciones del módulo por manufactura	100.0%
Variaciones de temperatura del módulo	100.0%
Sombreado	100.0%
Suciedad/Nieve	99.4%
Cableado DC	100.0%
Cableado AC	98.0%
Disponibilidad del sistema	99.8%
Rendimiento neto del sistema	93.8%
Irradiación anual antes de las pérdidas (kWh/kW/año)	1,989
Factor de producción anual (kWh/kW DC)	1,866
Degradación del módulo (Anual)	-0.50%

Tabla 6.5 – Parámetros financieros que impactan al sistema: aporte propio.

Garantías y estimaciones financieras	
Garantía estándar	10
Extensión de garantía	NA
Costo de extensión de garantía	NA
Año de reemplazo de módulo	0
Costo de reemplazo de inversor (% de unidad nueva)	100%
Costo de reemplazo (mano de obra)	\$11
Tiempo de reemplazo (horas)	0.5
Costo de transporte	\$11
Número de camiones para transporte de nuevo equipo	0
Costo de la energía (tarifa DAC) [kWh]	\$0.22
% de consumo	100%
Aumento anual del costo de la energía	10.0%
Tasa de interés	4.0%
Inflación anual estimada	5.0%

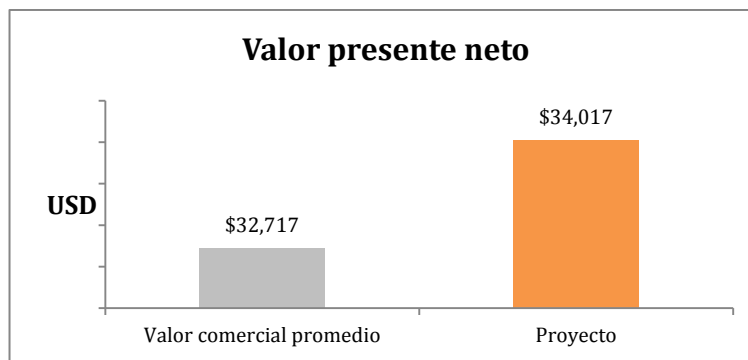
En las tablas 6.4 y 6.5 reflejé el comportamiento y eficiencia del sistema y a su vez, las garantías y estimaciones financieras que impactan directamente en el comportamiento del sistema al pasar de los años.

Por una parte, el rendimiento y eficiencia del sistema determina qué tanta energía se va a generar a lo largo del tiempo de vida del sistema, el cual, para fines financieros se fija en los 20 años, pudiendo extenderse hasta los 25 años o más. Este parámetro es vital ya que simple y sencillamente entre más energía generes más ahorros tienes y su vez, la inversión inicial que se

realizó se recupera más rápido ya que aseguras que se usará menos energía por lo tanto el pago por la misma disminuye.

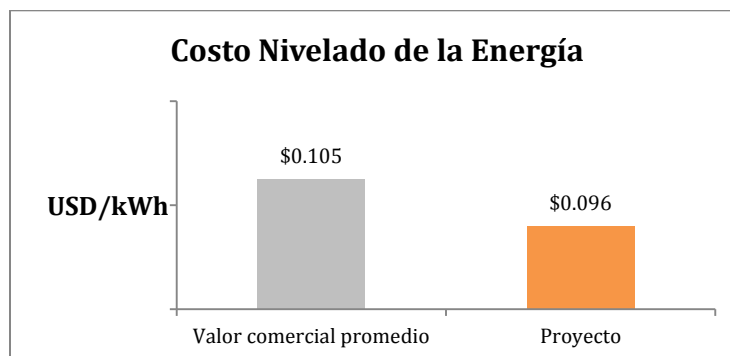
Ahora bien, las garantías y costos de O&M (por sus siglas en inglés “Operation and maintenance”) son un parámetro más que define el valor que tiene el sistema instalado, ya que entre más garantía tenga el sistema y menos sean los costos de mantenerlo funcionando aseguras un mayor ahorro.

Ambas tablas reflejan que el sistema que dimensione e instalé tiene un rendimiento que está casi un 10% por arriba del promedio debido al uso de microinversores y evitando la mayor cantidad de pérdidas. Por otro lado, las garantías son más extensas que los sistemas tradicionales y a su vez los costos de operación y mantenimiento se reducen gracias a la garantía de 10 años en los equipos de inversión eléctrica, siendo esta garantía, en el 90% de los equipos del mercado de 5 años.



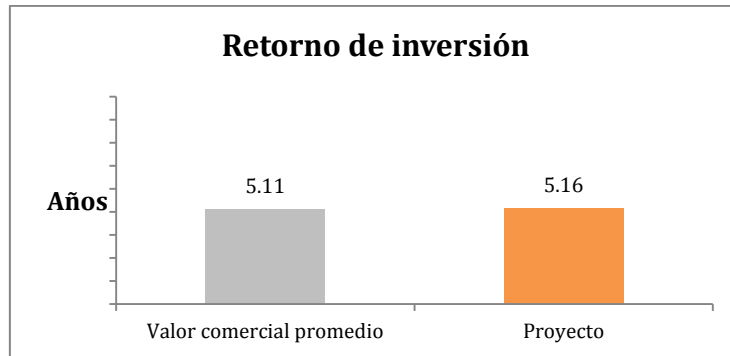
Gráfica 6.8 – Comparación del NPV del sistema con un sistema residencial promedio con inversor central: aporte propio.

La gráfica 6.8 refleja el valor del sistema que instalé en color naranja, esto traído a un valor en la actualidad considerando todos los factores mencionados en las tablas de inversión de capital, rendimiento y garantías. Del lado izquierdo se muestra el valor de un sistema promedio en el mercado, estando el sistema del proyecto un 6% por encima debido.



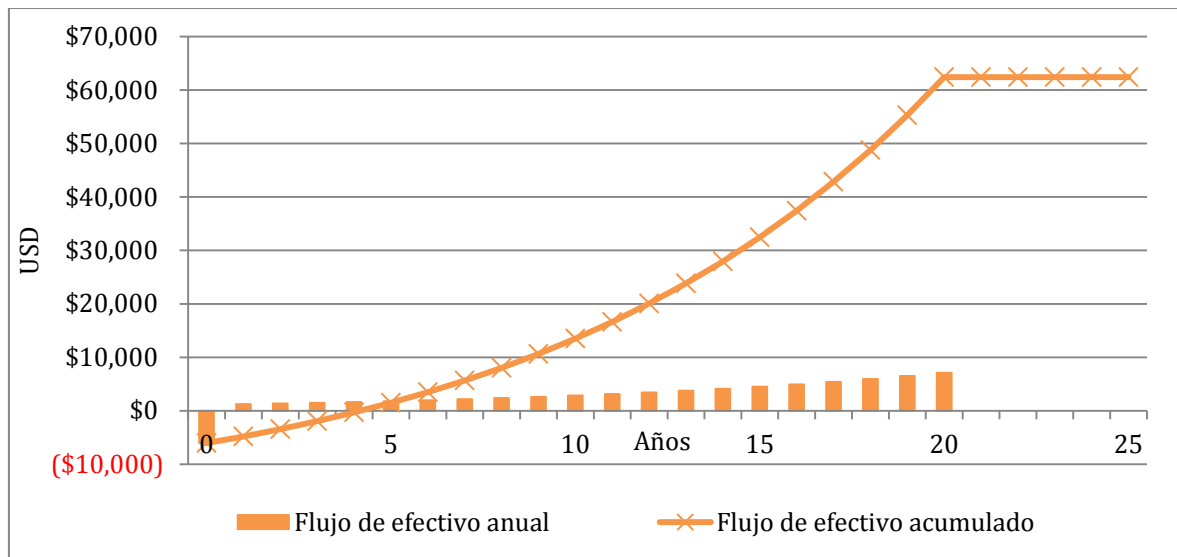
Gráfica 6.9 – Comparación del LCOE del sistema con un sistema residencial promedio con inversor central: aporte propio.

La gráfica 6.9 muestra la comparación del costo nivelado de la energía que se genera con el proyecto y el valor comercial promedio con diversas tecnologías similares, el resultado arroja que el sistema estará produciendo energía a un menor costo. Este tipo de análisis es de mucha utilidad cuando se realizan estimaciones financieras en proyectos de gran escala, lo cual indica que una planta puede vender su energía a precio comercial con mayores ganancias ya que el costo de producción de dicha energía es menor que el promedio comercial.



Gráfica 6.10 – Comparación del ROI del sistema con un sistema residencial promedio con inversor central: aporte propio.

Las gráficas 6.10 y 6.11 muestran el resultado del análisis del retorno de la inversión que tendrá el sistema, en este caso el balance se obtendrá en un tiempo de 5.16 años, lo cual indica que resulta una buena inversión siendo este el promedio aceptable para sistemas FV a nivel residencial, después de ese periodo de tiempo el usuario verá ganancias por alrededor de 15 años más, derivadas de su inversión.



Gráfica 6.11 – Análisis del ROI del sistema en un lapso de 20 años: aporte propio.



Conclusiones

Se logró dimensionar e instalar un sistema de generación eléctrica con base en módulos fotovoltaicos y de acuerdo a los resultados obtenidos, esto se obtuvo satisfactoriamente haciendo un proyecto con alta calidad tanto en diseño, instalación, funcionalidad y beneficios.

Gracias a los conocimientos adquiridos, me fue posible desempeñar y llevar a cabo el proyecto de principio a fin, aplicando temas de gran aporte en la carrera de ingeniería y en las estadías profesionales, desde el uso de software computacional para interpretar datos en el sector de electricidad, hasta realizar cálculos de potencia y energía.

Se logró satisfacer el objetivo económico del sistema, el cual buscaba tener un ahorro importante en los gastos de energía eléctrica al generar ahorros por el 97% de la factura y teniendo la certeza de que este ahorro se mantendrá por todo el año al utilizar los excedentes de energía en los peores meses, concluyendo así, que en los mejores el ahorro será del 100% y de manera continua. En perspectiva a estos resultados, considero que es correcto decir que se superaron los alcances y objetivos generales planteados. Las razones fundamentales de que se buscaran estos ahorros en primera instancia, fue el incremento en las tarifas eléctricas en México, las cuales a pesar de que podría afirmar que no son las más caras en el mundo, si han sufrido un incremento considerable de tal forma que se volvió un problema para muchos usuarios residenciales, inclusive también para los consumidores comerciales e industriales.

Logré integrar un sistema especializado de monitoreo, el cual me permitiera tener la certeza del correcto funcionamiento del proyecto y de acuerdo a esto, el objetivo se cumplió, ya que fueron dos los sistemas instalados, los cuales arrojaron datos positivos y sobre todo precisos lo que reiteró de mejor forma el primer objetivo, el cual fue dimensionar correctamente este sistema.

Los resultados numéricos obtenidos en la parte de funcionamiento y rendimiento del sistema indicaron que el desarrollo técnico fue hecho de manera adecuada. Los parámetros eléctricos de salida del módulo se encontraban dentro del rango teórico estimado, hablando tanto de los valores en circuito abierto, así como de los valores en funcionamiento. De igual manera, el comportamiento de los parámetros eléctricos de los microinversores fueron los esperados, estando estos dentro de los intervalos indicados por el fabricante para tener un buen desempeño. Por otra parte, los resultados obtenidos en generación del sistema, reflejaron que se puede obtener desde un 6% hasta un 10% extra de energía de un sistema dimensionado correctamente y a su vez usando el tipo de tecnología adecuada.

Algunos de los logros obtenidos más relevantes, desde mi punto de vista, fueron el establecer el tipo de materiales tanto eléctricos como mecánicos y dirigir a un grupo de instaladores para que el proyecto se desarrollara con estándares de calidad y de acuerdo a las normas solicitadas por el suministrador de servicios básicos para así realizar la interconexión.



Pude aprender a detalle estas normas, tales como la NOM-001-SEDE-2012 en su artículo 690 la cual habla específicamente de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red y de esa forma saber las características necesarias de los equipos que dimensioné. Aprendí que existe una amplia gama de equipos en la actualidad para realizar esta clase de proyectos y del avance que ha tenido esta industria, además de hacia dónde se dirige a futuro.

Pude obtener habilidades para relacionarme directamente con un usuario real y de esa forma obtener experiencia de contacto directo con ellos, lo que me sirvió no solo para atacar las problemáticas de manera directa y eficiente, sino también, para tener una mente enfocada a la resolución de un problema desde varias perspectivas.

Hablando de los resultados económicos, en contraste con los resultados de comportamiento del sistema, pude concluir que, por un lado, un sistema puede tener un costo más alto en un principio, pero, es correcto decir que el estudio económico de este tipo de sistemas debe analizarse desde un enfoque a largo plazo (de 20 a 25 años) ya que derivado de la variación de diversos parámetros es como se puede saber si una inversión de este tipo es viable o no. Estos parámetros abarcan un marco muy completo en diversas áreas tanto de ingeniería tales como el tiempo de vida del sistema, la eficiencia, los costos de mantenimiento, la generación anual por módulo o la degradación del sistema hasta conceptos financieros como la tasa de inflación anual, la estimación en el aumento de los costos de la tarifa de suministro de energía eléctrica, costos de transporte para mantenimientos, entre otros.

En este caso, pude demostrar que un sistema residencial promedio puede tener un costo más alto usando tecnología de mayor calidad, pero con el beneficio de que se generará mayor cantidad de energía, lo que se traduce en un menor tiempo de retorno de la inversión inicial. Por otro lado, pude reflejar en los resultados económicos que deben ser considerados varios conceptos al momento de decidir qué tipo de sistema comprar y con qué fabricante hacerlo, esto gracias a las gráficas del valor presente neto y el costo nivelado de la energía, los cuales son parámetros que todo usuario debe analizar antes de invertir.



Bibliografía

- 1.- “Sistemas de energía solar fotovoltaica (FV) Conectados a la red. Cumplimiento de la NOM-001-SEDE-2012”. Asociación de Normalización y Certificación (ANCE). L. Ángel Estévez Tapia. Enero 2014. México. CDMX.
2. “FOTOVOLTAICA, Manual de diseño e instalación”. Solar Energy International. PO. Box 715. Carbondale California. Printed in Canada. First printing May 2007.
- 3.- “El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos”. Gilberto Enríquez Harper. México. LIMUSA. 2011. 368 pp.
- 4.- “Productos de baja tensión, catálogo general”. ABB de México. 2012/2013.
- 5.- “Metales Díaz S.A. de C.V., Catálogo de productos”. Grupo Saldi, división de metales. José Antonio Torres No. 509, Col. Vista Alegre. México, CDMX. Febrero 2007.
6. - “Understanding NEC requirements for SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS, based on the 2014 NEC”. Mike Holt Enterprises, Inc. Mike Holt. Mike Culbreath. Madalina Lordache-Levay. Cathleen Kwas. 2014. USA.
- 7.- “Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, instalaciones eléctricas (utilización)”, Secretaría de Energía.
- 8.- “Mercado de energía fotovoltaica de baja escala, generación distribuida”, ABM (Asociación de Bancos de México), CDMX, 2017.
- 9.- “G0100-04: Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de Sistemas fotovoltaicos”, Comisión Federal de Electricidad.
- 10.- “Catálogo de alambres y cables Viakon THWN/THHN 600 V, 75/90°C”, Conductores Monterrey S.A. de C.V., 2012.

Referencias electrónicas (páginas WEB y documentación electrónica)

1. [Página web de la empresa.](#)
2. <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>
3. <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/09/inclinacion-optima-de-placas-fotovoltaicas/>
4. <http://astronomia.net/cosmologia/lec117.htm>
5. <http://scsarquitecto.cl/wp-content/uploads/2016/08/Carta-Solar-Cil%C3%ADndrica.png>
6. [http://ww.ucol.mx/content/publicacionesenlinea/adjuntos/Prontuario-solar-de-Mexico-\(noviembre-de-2015\)_6.pdf](http://ww.ucol.mx/content/publicacionesenlinea/adjuntos/Prontuario-solar-de-Mexico-(noviembre-de-2015)_6.pdf)
7. <http://www.weatherbase.com/weather/weather.php3?s=989038>
8. <https://enphase.com/en-us>
9. <https://www.jinkosolar.com/ftp/EN-JKM320M-72.pdf>
10. <https://power.larc.nasa.gov/>