

Dimensionamiento y ejecución de un sistema fotovoltaico interconectado en la Universidad Tecnológica de San Juan del Río, potencia nominal: 79.20 kWp

Dimensioning and execution of a photovoltaic system interconnected at Universidad Tecnológica de San Juan del Río, nominal power: 79.20 kWp

RESENDIZ - BADILLO, Ramiro†* & MARROQUÍN- DE JESÚS, Ángel

Universidad Tecnológica de San Juan del Río

ID 1^{er} Autor: *Ramiro Resendiz-Badillo*

ID 1^{er} Coautor: *Ángel, Marroquín-De Jesús* / ORC ID: 0000-0001-7425-0625, Researcher ID Thomson: I-4382-2018, CVU CONACYT ID: 81204

Recibido 30 de Junio, 2018; Aceptado 30 Septiembre, 2018

Resumen

Se realizó un dimensionamiento y ejecución de un sistema fotovoltaico interconectado a la red en la Universidad Tecnológica De San Juan Del Río, de potencia nominal: 79.20 KWP, el cual tiene como principal objetivo el impulsar los distintos tipos de energías renovables para poder reducir los altos costes energéticos que se han presentado a lo largo de los años de operación de la Universidad y aunado a la posibilidad de contribución el cuidado del medio ambiente. El proyecto se efectuó en el edificio 'K' de la ya mencionada institución, el cual es usado exclusivamente para laboratorios de las carreras profesionales de: Química farmacéutica, Química industrial y Energías Renovables. Para el dimensionamiento del proyecto se realizaron distintos estudios tales como: estudios de emplazamiento, estudios energéticos, así como también la elaboración de una memoria de cálculo eléctrico y una memoria de cálculo de rendimiento. Dichos estudios y cálculos ayudaron a desarrollar el proyecto y como resultados preliminares directos se puede argumentar con evidencias sólidas y concisas que hasta la fecha se ha visto un ahorro económico de aproximadamente \$113,654.51 MN. Estos datos se pueden ver reflejados en los recibos de pago de la Comisión Federal De Electricidad y del monitoreo inteligente que se tiene el proyecto en forma digital.

Sistema Fotovoltaico, Dimensionamiento, Memoria de Cálculo, Eléctrico, Rendimiento, Costos

Abstract

It was carried out a sizing and execution of a photovoltaic system interconnected to the network in the Technological University of San Juan Del Río, Rated Power: 79.20 KWP, which has as main objective the promotion of the different types of renewable energies to be able to reduce the high Energy costs that have been presented throughout the years of operation of the university and combined with the possibility of contribution the care of the environment. The project was carried out in the building 'K' of the aforementioned institution, which is used exclusively for professional careers laboratories: Pharmaceutical Chemistry, industrial chemistry and renewable energies. For the dimensioning of the project, different studies were carried out such as: Site studies, energy studies, as well as the elaboration of an electrical calculation memory and a performance calculation memory. These studies and calculations helped to develop the project and as preliminary direct results can be argued with solid and concise evidence that to date has seen an economic savings of approximately \$113,654.51 MN. These data can be seen reflected in the Federal Electricity Commission's payment receipts and the intelligent monitoring of the project in digital form.

Photovoltaic System, Sizing, Memory Calculation, Electrical, Performance, Costs

Citación: RESENDIZ - BADILLO, Ramiro & MARROQUÍN- DE JESÚS, Ángel. Dimensionamiento y ejecución de un sistema fotovoltaico interconectado en la Universidad Tecnológica de San Juan del Río, potencia nominal: 79.20 kWp. Revista de Energías Renovables 2018. 2-6:1-16

*Correspondencia al Autor (Correo Electrónico: dr.ramirorb96@gmail.com)

† Investigador contribuyendo como primer autor.

Introducción

En la Universidad Tecnológica de San Juan del Río, se tiene muy claro y presente que el uso de las energías renovable es muy eficiente y redituable para reducir los costos y contribuir al medio ambiente. Desde hace varios años se han impulsado proyectos que promuevan las energías renovables a tal grado de poder ofertar una carrera como tal.

El proyecto de dimensionamiento y ejecución de un sistema fotovoltaico interconectado a la red en la Universidad Tecnológica De San Juan Del Río, potencia nominal: 79.20 kWp, es un claro ejemplo en el cual la Institución se interesa bastante en el uso de ese tipo de energías. Este proyecto surge de la necesidad de implementar un sistema de ahorro y eficiencia energética el cual en un lapso puede beneficiar la economía de la Universidad y por ende el restante económico se pueda utilizar para fomentar actividades académicas en el interior de la institución.

Este proyecto tiene la peculiaridad de ser un proyecto en el cual se ha invitado a los alumnos de la carrera de energías renovables, tanto del nivel técnico superior universitario a nivel ingeniería, a poder participar en el desarrollo del proyecto, esto con el fin de consolidar sus conocimientos adquiridos en sus formaciones profesionales y sobretodo el poder concursar para obtener la certificación en el EC0586 , el estándar de certificación que describe las funciones críticas que realiza un instalador de sistemas fotovoltaicos (SFVI) en residencia, comercio e industria en baja tensión, hasta 2000 V y sin respaldo de baterías.

Este dimensionamiento y desarrollo tecnológico cuenta con las siguientes principales características:

- Conexión a la red eléctrica de la Comisión Federal de Energía.
- Aprovechamiento de la arquitectura del edificio "K", el cual ayuda a no diseñar y desarrollar una estructura.
- Estilización de las instalaciones eléctricas y mecánicas.
- Compra e implementación de equipos en donde se pueda monitorear las 24 horas del día, durante el día y poder realizar estudios posteriores.

- Ser un proyecto en el cual los alumnos y docentes de la carrera de energías renovable puedan realizar análisis y pruebas técnicas.
- Contribución a la economía de la Universidades.
- Ayudar al cuidado del medio ambiente en la región.

Con la implementación de la instalación fotovoltaica en el edificio "K" hace que el coste energético de la Universidad Tecnológica de San Juan del Río se reduzca, como por ejemplo; en el mes de enero de 2018 (último con suministro eléctrico convencional) el pago del servicio eléctrico era de \$ 88, 646.00 MN y en febrero de 2018 (primer mes con el respaldo del sistema fotovoltaico) pago fue de \$ 27, 177.00 MN, por lo que se ha ahorrado una cantidad de \$ 61,469.00 MN.

A lo largo del documento se presentará todas las etapas del proyecto tales como:

- Estudio de emplazamiento del lugar.
- Memoria de cálculo eléctrico
- Memoria de cálculo de rendimiento
- Resultados y evidencia
- Anexos
- Etc.

Estudio de emplazamiento del lugar

Como punto primordial del dimensionamiento del proyecto de debe hacer un estudio de la ubicación, localización, recurso solar, clima, meteorología del lugar ya que gracias a estos análisis se pude formular los cálculos y detalles técnicos que estructuren en la instalación fotovoltaica además de tener un rendimiento muy alto para que los resultados finales tengan un peso tecnológico y científico muy valioso (Verónica Hung González, 2011).

En la siguiente tabla de resumen de manera concreta el estudio de emplazamiento del proyecto.

Datos geográficos	
Ubicación del sitio	Vista Hermosa, Municipio de San Juan del Río, Qro.
Latitud	20.369°
Longitud	-100.010°
Altitud	1,978msnm
Datos climáticos y meteorológico	
Horas solares pico	6.19 kWh/m ² /día
Radiación solar promedio	5.6 kW/m ²
Temperatura promedio, mes cálido	25.6°C
Temperatura promedio, mes frío	7.45°C
Temperatura promedio anual	19.0°C (a 10m de la superficie)
Régimen de precipitación anual	586 mm

Tabla 1 Resumen de datos geográficos, climáticos y meteorológicos para el estudio de emplazamiento del dimensionamiento y ejecución del proyecto

Fuente: 'DAVIS VANTAGE PRO2 6152

Todos los datos anteriormente mostrados fueron consultados y posteriormente analizados en la estación meteorológica de la Universidad Tecnológica de San Juan del Río, la cual es de la marca y modelo: "DAVIS VANTAGE PRO2 6152". Lo notable es que esta estación meteorológica pertenece al conjunto de sistema de estaciones meteorológica automáticas (EMA'S) administradas por la Comisión Estatal de Agua del ESTADO de Querétaro en coordinación con el Servicio Meteorológico Nacional y la agencia meteorológica Weather Underground.

A continuación se muestran los gráficos climáticos y meteorológicos más importantes para el dimensionamiento del proyecto.

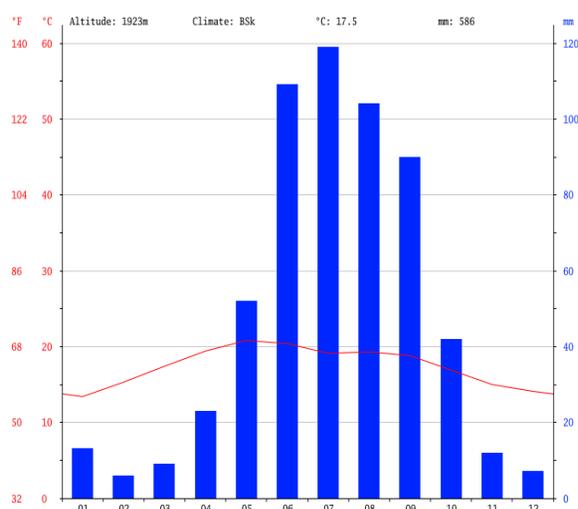


Figura 1 Comportamiento de temperaturas medias y precipitaciones en la Universidad Tecnológica de San Juan del Río

Fuente: 'DAVIS VANTAGE PRO2. 6152Escobedo

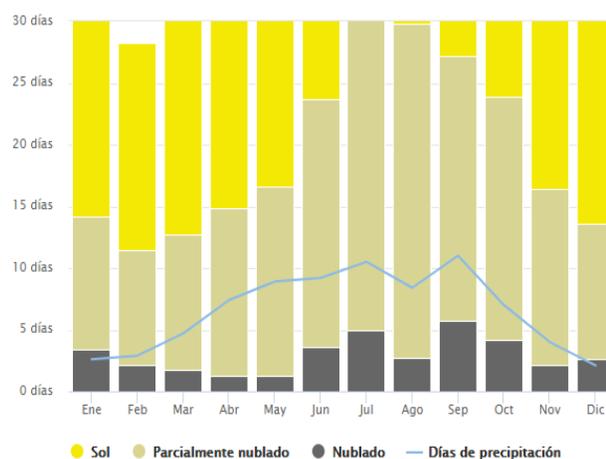


Figura 2 Comportamiento: cielo nublado, sol y días de precipitación en la Universidad Tecnológica de San Juan Del Río

Fuente: 'DAVIS VANTAGE PRO2 6152

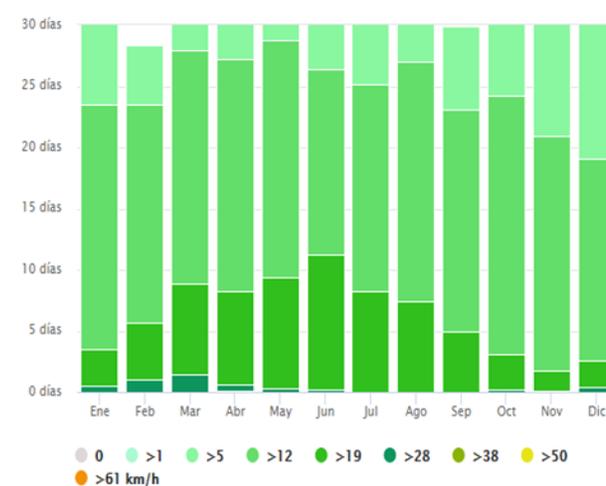


Figura 3 Comportamiento de la velocidad del viento en la Universidad Tecnológica de San Juan Del Río

Fuente: 'DAVIS VANTAGE PRO2 6152

Para detallar más el estudio, lo siguiente que se muestra es una imagen aérea de la Universidad Tecnológica de San Juan del Río, la cual indica la ubicación del edificio "K".



Figura 4 Vista aérea de la Universidad Tecnológica de San Juan Del Río, en donde en el círculo amarillo se encuentra el edificio "K"

Fuente: Google Earth PRO

Memoria de cálculo eléctrico

Cuando se efectuó el estudio de emplazamiento de la instalación eléctrica se pasó directamente a la formulación del cálculo eléctrico, en el cual se dimensiona y se diseña todo el sistema fotovoltaico y sus respectivas adecuaciones eléctricas conforme a lo establecido en las normas.

Características del módulo para cálculo:

Potencia nominal STC	330W
Voltaje a máxima potencia pico V_{mp}	37.80 V
Corriente a máxima potencia pico I_{mp}	8.74 A
Voltaje a circuito abierto V_{oc}	46.90 V
Corriente en corto circuito I_{sc}	9.14 A
Coefficiente de temperatura para voltaje a circuito abierto TC_{voc}	-0.30 %/°C
Cantidad total de módulos:	240 pzas; 79,200 W

Tabla 1 Datos relevantes de las características del módulo solar a utilizar

Parámetros del módulo ajustados por temperatura

a. Por coeficiente de temperatura del módulo

$$Vt = Voc + (TC \cdot \Delta Temp \cdot Voc) \quad (1)$$

Donde:

Temp. Mínima que se registra en el sitio = 0°C (Vista Hermosa, San Juan del Rio, Qro.)

Vt = Voltaje de salida a temperatura diferente a 25°C

TC = Coeficiente de temperatura

$\Delta Temp$ = Diferencial en temperatura

$$Vt = 46.90V + (-0.0030/^{\circ}C \cdot (0-25^{\circ}C) \cdot 46.9V) \quad (2)$$

$$Vt = 46.90V + 3.5175V \quad (3)$$

$$Vt = 50.4175 \sim 50V \quad (4)$$

Selección de inversor

Inversor seleccionado: Fronius symo 15.0-3 208/220. Potencia nominal del inversor: 15,000 w.

Voltaje máximo MPPT	850 v; 850/50= 17 módulos
Número de módulos por rama seleccionado	= 16
Número de ramas o strings	15,000W/330W = 45.45/16 = 2.84 ~ 3 Strings

Tabla 3 Datos para el acondicionamiento del arreglo para los paneles solares

Se seleccionó la opción de 3 ramas de 16 módulos cada una:

- V_{oc} de la rama o string ajustado por temperatura : 50 V x 16 = **800V**
- I_{sc} de la rama o string: 9.14 A
- I_{sc} ajustado por factor para: En los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la ampacidad o capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1.56 veces la corriente de corto circuito, I_{sc} del módulo, panel o arreglo fotovoltaico (NOM-001 SEDE 2012, Art.690-8).

Cálculo de conductores ($I_{sc} \times 1.56$)	de	= 14.26 A	(NOM-001-SEDE-2012, 690-8 (a)(1),(b) (1))
Cálculo de protecciones ($I_{sc} \times 1.25$)	de	= 11.43 A	(NOM-001-SEDE-2012, 690-8 (b) (1))

Tabla 4 Calculo de conductores y protecciones para el proyecto en base a en la NOM-001-SEDE-2012

b. Factores de corrección por temperatura ambiente

Para temperaturas ambiente que excedan de 30°C, la capacidad de conducción de corriente debe corregirse, reduciendo su valor, con los factores dados por la NOM-001-SEDE 2012.

- Cálculo de conductores ($I_{sc} \times 1.56$):
- 14.26 A (NOM-001-SEDE-2012, 690-8 (a) (1), (b) (1)).
- Rango de temperatura del cable: 75°C.
- Temperatura máxima ambiente: 25.6 °C + 22°C= 47.6°C (22°C se suman de la tabla 310-15 (b) (3) (c) de la NOM-001-SEDE-2012.

c. Ajuste de la temperatura por canalizaciones expuestas a la luz del sol sobre azoteas

Cuando los conductores o cables se instalan en canalizaciones circulares expuestas a la luz solar directa en o por encima de azoteas, los valores que se indican en la NOM-001-SEDE-2012 se deben agregar a la temperatura exterior para determinar la temperatura ambiente correspondiente para la aplicación de los factores de corrección.

- Factor de corrección: Ampacidad / 0.75 (para temperatura ambiente ajustada de 47.6°C) *Tabla No. 310-15(b)(2)(a) de la NOM-001-SEDE 2012*) $4.26a / 0.75 = 19.01$ a ampacidad total a considerar para el cálculo de conductores cd

- d. Ajuste de ampacidad por número de conductores en una canalización

Más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. Cuando el número de conductores portadores de corriente en una canalización o cable es mayor de tres, o cuando los conductores individuales o cables multiconductores se instalan sin conservar su separación en una longitud continua mayor de 60 centímetros y no están instalados en canalizaciones, la ampacidad permisible de cada conductor se debe reducir como se explica en (*NOM-001-SEDE 2012* en la Tabla 310-15(b) (3) (a)).

Cada conductor portador de corriente de un grupo de conductores en paralelo se debe contar como un conductor portador de corriente. Este ajuste no aplica ya que se tienen máximo tres conductores portadores de corriente en una misma canalización.

- Ampacidad de los conductores ajustada a temperatura por a) hasta d): 19 A

Resumen de cálculos obtenidos para seleccionar conductores

- Ampicidad del conductor: 156% de la corriente máxima para el circuito ya calculada según (690-8 *NOM-001-SEDE-2012*) Ampicidad del conductor: $9.14 \text{ A} \times 1.56 = 14.26 \text{ A}$
- Ampicidad del conductor ajustada por Temp: $14.26 \text{ A} / 0.75 = 19.01 \text{ A}$ (*Tabla No. 310-15(b) (2) (b) de la NOM-001-SEDE 2012*).
- *Numero de ramas o strings por inversor: 3*
- Ampicidad del conductor de la corriente en paralelo de 1 strings ajustada: 19.01 A; ~ 19 A
- Voltaje del conductor: VT
- Voltaje del módulo ajustado por temperatura : VCD
- Voltaje de la rama de 16 módulos ajustado por temperatura : 800 VCD

Calculo de conductores de módulos a caja de conexión y protecciones CD

Longitud del conductor de rama o string más alejado a cajas de conexiones y fusibles: 45m

DC POWER	DC Voltage Drop	DC Energy losses
DC Voltage (U): 800 V	wire material : Copper	DC Energy losses : 124.54 W
DC Current (Ib): 19 A	Wire size (mm2) : 6	DC Energy losses (%) : 0.82 %
DC POWER (P) : 15200 W	Simple lenght (one run) : 45 m	<input type="button" value="calculate"/>
<input type="button" value="calculate"/>	DC Drop voltage : 6.56 V	
	DC Drop voltage (%) : 0.82	<input type="button" value="calculate"/>

Figura 5 Datos obtenidos mediante Energy losses calculator

- Resultado del cálculo: Calibre 10 AWG (6 mm²); los conductores en los tres strings hasta cajas de conexión y protecciones CD 1 a 5 van en calibre 10 AWG, cable solar 10 AWG en tubería conduit metálico pared gruesa.
- En todas las ramas o strings a la caja de conexiones y protecciones CD se cumple lo especificado en ANCE-ESP02 “el calibre de los conductores del circuito de la fuente fotovoltaica a la caja de combinación o conexión debe ser seleccionado para evitar una caída de tensión no mayor al 1%”.

Calculo de conductores de cajas de conexión y protecciones cd a inversores

Longitud de conductores de caja de conexiones a inversores 1 a 5: 15m

- Resultado del cálculo: Calibre 10 AWG (6 mm²), cable solar 10 AWG en tubería conduit metálico pared gruesa.
- En todas las ramas o strings a la caja de conexiones y protecciones CD se cumple lo especificado en ANCE-ESP02 “el calibre de los conductores del circuito de la fuente fotovoltaica a la caja de combinación o conexión debe ser seleccionado para evitar una caída de tensión no mayor al 1%”.

- Fuente de la tabla de cálculo: Electricity losses: AC and DC electrical wire voltage drop and energy losses online calculator. http://photovoltaicsoftware.com/DC_AC_drop_voltage_energy_losses_calculator.php

Selección de las cajas de conexiones a la salida del generador FV

Para realizar la conexión de los módulos a las cajas de conexión se consideró el conductor de mayor calibre compatible con conectores tipo MC4 que vienen de fábrica en los módulos fotovoltaicos; calibre 10 AWG y debido a que la selección de conductores entre las cajas de conexión y el inversor arroja calibre 10 AWG, se utilizarán para el positiva porta fusibles como medio de protección y para el conductor neutro se considera el paso directo desde los módulos hasta la entrada a inversores.

Para agrupar estos componentes se selecciona la caja de conexiones o envolvente metálica IP 65 con 15 porta fusibles de un polo con espacio suficiente para el acomodo de los conductores positivos, negativos y puesta a tierra, así como los tubos de conducción de entrada y salida.

Canalizaciones y protecciones a la entrada de cd a inversores

Para recibir los conductores en CD antes de la entrada a inversores se utiliza ducto cuadrado metálico de 4 x 4" para alojar el cableado de CD antes de entrar a cada inversor sin mezclarse con el cableado en CA como lo marca el *Art. 310-3 (c) (2) de la NOM-001-SEDE 2012*) Los conductores de circuitos de más de 600 volts no deben ocupar el mismo envolvente, cable o canalización del alambrado de equipos, que los conductores de circuitos de 600 volts o menos, los conductores con aislamiento no blindado y que operan a diferentes tensiones no deben ocupar el mismo envolvente, cable o canalización.

Para las protecciones del circuito de entrada de inversores, se utiliza el desconectado que incluye cada inversor en su parte inferior y los portafusibles integrados dentro del mismo cuerpo del inversor debiendo operarlos según lo marque el manual del fabricante del inversor.

Calculo de la sección de los cables entre la salida de inversores y el centro de carga concentrador

Longitud máxima del conductor de inversores a centro de carga CA: 3 m.

Número de conductores total en la canalización hasta el centro de carga AC o punto de concentración salida de inversores AC, nivel superior en el cuarto de inversores (inversores 1 a 3) ; 3+3+3, total 9 conductores portadores de corriente, considerar factor del 80% (Tabla 310-15(b)(3)(a), al seleccionar la ampacidad del conductor debido a que los conductores del inversor 1, no sobrepasan los 60 cm de recorrido junto a los siguientes dos inversores:

- $50 A / 0.8 = 62.5 A$, de la tabla 310-15(b) (16), el calibre 4 AWG cubre el amperaje máximo a utilizar; resultado del cálculo: Calibre 4 AWG (21.2 mm²) aun cubriendo el margen de ajuste por temperatura ambiente.

Nivel inferior en el cuarto de inversores (inversores 4 y 5); 3+3, total 6 conductores portadores de corriente, considerar factor del 80% (Tabla 310-15(b) (3) (a), al seleccionar la ampacidad del conductor:

- $50 A / 0.862.5 A$, de la tabla 310-15(b) (16), el calibre 4 AWG cubre el amperaje máximo a utilizar; considerando consumo menor a 100 A se utiliza para el cálculo la columna correspondiente a temperatura de 60°C. Art. 110-14 (c) (1) (a). Resultado del cálculo: Calibre 4 AWG (13.3 mm²) aun cubriendo el margen de ajuste por temperatura ambiente.

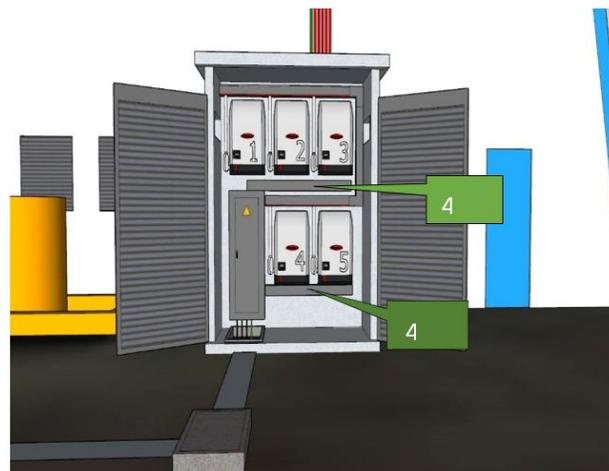


Figura. 6 Diseño en isométrico del gabinete para la instalación del centro de mando y control universal del sistema

Calculo de la sección de los cables del centro de carga concentrador al itm de salida

Longitud del conductor del centro de carga CA concentrador al ITM principal de salida de inversores: 1 m.

Ampacidad máxima al conectar los cinco inversores trifásicos: $50 \times 5 = 250$ A, de este modo estará circulando una corriente máxima de 250 A sobre las barras del tablero de conexiones por lo que el tablero se seleccionó para 400 A ya que el anterior en tamaño es 225 A quedando debajo de la capacidad al generarse el amperaje máximo a la máxima irradiación del sistema fotovoltaico.

Calculo de la sección de los cables a la salida del inductor y el punto de interconexión al sen (PAC)

En el circuito de salida del inductor, la capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inductor, la corriente máxima debe ser la corriente permanente de salida del inductor 690-8 (a)(3).

Voltaje AC	220 Volts
Fases	3; L1, L2, L3, No se requiere neutro para el modelo y configuración de inductor seleccionado
Máxima corriente de salida continua de cada inductor	39.4 A
Ampicidad del conductor ajustado	$39.4 \times 1.25 = 49.25$ A ~ 50 A
Número de inductores	5
Máxima corriente alterna CA de salida del sistema fotovoltaico	250 A

Tabla 5 Datos obtenidos mediante el desarrollo de los cálculos anteriores

Selección del calibre del conductor desde inductores al centro de carga concentrador para el amperaje calculado: en base a la tabla 310-15(b) (16) para el tipo de cable utilizado THHW 90°C, considerando consumo mayor a 100 A se utiliza para el cálculo la columna correspondiente a temperatura de 75°C. Art. 110-14 1) (a) (1).

El calibre de acuerdo a la *tabla 310-15(b) (16)*, *NOM-001-SEDE-2012* en la resulta en 250 Kcmil, aplicando el factor de corrección por temperatura de la tabla 310-15(b) (2) (a) para una temperatura ambiente de 21-25 °C = Ampicidad x 1.05, 250 A x 1.05 = 262.5 A por lo que se selecciona finalmente el calibre 300 Kcmil para este circuito.

Revisando el criterio de la caída de tensión máxima permisible para sistemas fotovoltaicos en el circuito de CA que es de no más de 2% (*ANCE FIRCO, Esp. Técnica para sistemas fotovoltaicos Ver. 7, Sección VIII.3*) y considerando la distancia del tablero de salida de inductores al interruptor en el punto de interconexión PAC = 45m.

Selección del conductor puesta a tierra

El criterio que se utilizó para la selección del conductor de puesta a tierra del circuito fotovoltaico va de acuerdo a lo indicado en *ANCE-ESP-02* “en circuitos de corriente directa, el calibre del conductor de puesta a tierra no debe ser inferior al calibre del conductor que tiene la mayor capacidad de conducción (cable más grueso) según se establece en el *Art. 250-93 de la NOM 001 SEDE 2012*.”

En ningún caso menor a 8.37 mm² de sección transversal (calibre 8 AWG) para conductores de cobre. Para el caso de los equipos, el tamaño nominal de los conductores de puesta a tierra de equipo, de cobre o aluminio, no debe ser inferior a lo especificado en la (*Tabla 25095 de la NOM 001 SEDE 2012*)”.

Ya que el cálculo en base a la tabla 250-122 (*NOM-001-SEDE-2012*) resulta en un calibre 14 AWG se seleccionó el 8 AWG para todo el arreglo fotovoltaico instalado hasta la entrada a inductores y de estos al tablero concentrador AC.

Cálculo de protecciones ($I_{sc} \times 1.25$) 9.14×1.25 : 11.43 A, (*NOM-001-SEDE-2012, 690-8 (b) (1)*). Capacidad del fusible de protección CD = 15 A, 1000 volts.

De la tabla 250-122 en la *NOM-001-SEDE-2012* resulta 14 AWG y considerando que en ningún caso menor a 8 AWG.

Calibre seleccionado: 8 AWG (16mm²) cobre con forro verde 7 hilos del chasis del generador FV al bus de paralelismo de tierras en el inversor y de estos al bus de paralelismo del tablero concentrador de interruptores AC.

Para el conductor de puesta a tierra en el circuito CA del tablero de interruptores AC al PAC (250 A CA) y siguiendo lo indicado en *NOM-001-SEDE-2012*, 250-122, resulta un calibre menor a 4 AWG y mayor a 6 AWG por lo que: el calibre seleccionado para el conductor de puesta a tierra en este arreglo será el calibre 2 AWG del centro de carga AC al PAC para tener la mayor protección posible en descargas a tierra.

Dimensionamiento de dispositivos de protección en corriente directa

1. Punto de desconexión del GFV: Como dispositivos de protección en el lado de corriente directa se seleccionó una caja de conexión que integra porta fusibles con desconexión segura con fusibles de 15 A para 1,000VCD por cada rama en el polo (+) para cada una de las tres ramas de cada uno de los 5 circuitos FV. 690-8 (b) (1). Donde son requeridos, los dispositivos de sobre corriente deben ser seleccionados como es requerido en (a) hasta (d) siguientes:

- Conducir no menos del 125 por ciento de la corriente máxima calculada en 690-8 (a).
Isc 9.14 A x 1.25 = 11.43 A

El fusible comercial (para la caja de conexiones y en la entrada del inversor) superior más cercano = 15 A.

Voltaje ajustado del string = 800 VCD; el fusible debe seleccionarse para 1,000 VCD.

2. Protección contra sobretensiones en los sub arreglos: Porta fusibles con desconexión segura más seccionadora integrada a la entrada del inversor CD.
3. Protección contra sobretensiones o descargas atmosféricas (Supresor de picos). Como dispositivo de sobretensiones para CD se consideran las protecciones internas que ya incluye el inversor Fronius Symo 15.03 208/220

Dimensionamiento de Dispositivos de protección en corriente alterna

El inversor seleccionado cumple con lo estipulado en *NOM-001-SEDE-2012*, 690-61 y 705-14.

1. Punto de desconexión CA a la salida de inversores en paralelo; se seleccionó el interruptor termo magnético Square D de 3 polos x 50 A para cada uno de los 5 inversores y estos contenidos en un tablero Square D trifásico para 400 Amper y 30 polos. Debido a que se trata de un sistema eléctrico trifásico, no se requiere balancear las cargas.
2. A la salida del centro de carga que contiene los interruptores individuales de salida de cada inversor se colocará un interruptor general termo magnético Square D tipo LAL de 3 x 250A para de este, conducir a otro igual en el punto de interconexión al sistema eléctrico del local, tablero tipo I-Line existente a la salida de la sub estación de 300 kVA.
3. Como dispositivo de sobretensiones en CA se seleccionó un dispositivo de sobretensiones marca Sqare D Mod SDSA50 de tres polos, 240 VAC 50Ka, también denominado aparta rayos secundario, estará conectado a la entrada del interruptor general del tablero concentrador AC.

Atendiendo a lo especificado en CFE-G0100-04, se describe la ubicación de las protecciones que debe llevar un generador fotovoltaico interconectado a CFE.

Interruptor 1 del esquema; Cálculo:

- Corriente máxima de salida de inversores x 1.25 39.4 A x 1.25 = 49.25 A x 4 = 246.25 A.
- Número de fases a la salida del centro de carga de inversores = 3.
- Interruptor termo magnético seleccionado = 250 A (Square D, tipo LAL 3 x 250).
- Interruptor 2 del esquema, se refiere al interruptor general con que cuenta el local antes del PAC, tipo I-Line 250 A.

Selección de la tubería para canalización

Para la canalización del cableado en corriente directa de la fuente FV hasta inversores se seleccionó tubería conduit metálica pared gruesa con las siguientes dimensiones:

(Los conductores en cable solar 10 AWG tienen un diámetro externo nominal con cubierta de 6.93 mm², que su equivalente más cercano en diámetro exterior nominal THW es el cable 8 AWG por lo que se considera este diámetro para el cálculo de canalizaciones.)

Circuito de salida fotovoltaica

Del arreglo FV, strings 1 a 2, son dos conductores en cable solar calibre 10 AWG positivo y negativo más el conductor de tierra física calibre 8 AWG, total tres conductores (equivalente 8 AWG); de la tabla C-8 resulta en diámetro de 3/4" (21mm), se selecciona el siguiente diámetro, 1" (27mm) para disminuir el efecto de temperatura por canalizaciones expuestas a la luz solar.

Del string 2 al 3, son dos conductores del string 1 más dos conductores del string 2 en cable solar calibre 10 AWG positivo y negativo más el conductor de tierra física calibre 8 AWG, total cinco conductores (equivalente 8 AWG); De la tabla C-8 resulta en diámetro de 1" (27mm).

Del string 3 a la caja de conexiones; 3 strings, tres conductor positivo, tres conductor negativo más cable de puesta a tierra, total 7 conductores calibre 8 AWG en el mismo ducto. De la tabla C-8 resulta en diámetro de 1 1/4" (35mm).

Se repite el mismo patrón para los cinco circuitos de tres cadenas o strings hasta la caja de protecciones.

Circuito de entrada a inversores

De caja de protecciones a ducto colector antes de inversores; 3 strings, positivo/negativo más cable de puesta a tierra, total 7 conductores calibre 8 AWG (equivalente), por cada uno de los cinco circuitos FV: Se continúa el mismo esquema de ductos independientes por cada circuito FV teniendo tubería conduit PGG de 1 1/4" (35mm).

Dentro del cuarto de inversores se utiliza un ducto cuadrado de 100 x 100mm para recibir los conductores de los 5 circuitos FV, en total 15 conductor solar positivo, 15 conductor solar negativo y cinco conductor puesta a tierra en 8 AWG; total 35 conductores calibre 8 AWG (equivalente) (Linda Hassaine, 2010).

Circuito de salida de inversores a tablero concentrador AC

De la salida de inversores hacia el tablero concentrador se utiliza ducto cuadrado de 100 x 100mm para los conductores corriente alterna calibre 4 AWG de los inversores 1 a 5. Este ducto es independiente de los circuitos en CD.

Circuito de tablero concentrador a punto de interconexión (PAC) o punto de medición

Del tablero concentrador al tablero del punto de interconexión se utilizan registros prefabricados e intercomunicados con ducto de polietileno de 103mm para alojar los tres conductores calibre 300 AWG más el conductor de puesta a tierra 2 AWG resultante del cálculo de conductores, recomendando en la tabla C-8 diámetro de 2.5" (63mm), se decide colocar en ducto de 4" (103mm) para prever posible ampliación del sistema FV.

Memoria de cálculo de rendimiento y datos finales

Documentos técnicos a entregar, instrucciones y garantías.

- a. Memoria de cálculo del sistema fotovoltaico y del desempeño esperado para las características del sitio de instalación. El criterio de diseño y cálculo del rendimiento del sistema fotovoltaico para este proyecto se basa en la metodología propuesta por el International Renewable Energy Agency (IRENA) como la metodología que debe seguir un diseñador certificado.

La salida de energía del SFV en CA se verá afectada por:

Datos de radiación solar promedio para el arreglo en las condiciones de:

- Inclinación y orientación.
- Especificaciones del fabricante de los módulos
- Temperaturas máximas y mínimas que afectan a los módulos
- Efecto de la acumulación de polvo y residuos en los módulos
- Perdidas en el sistema (eficiencias, cableado, etc.)
- Eficiencia del inversor
- Sombras

Producción de energía

Para una capacidad específica de un arreglo solar en kWp el diseñador determinara la cantidad de energía entregada a lo largo del año (producción energética o eficiencia del sistema esys (Johann Alexander Hernández M, 2012).

$$E_{sys} = P_{sys_stc} \times F_{temp} \times F_{mm} \times F_{dirt} \times H_{incl} \times E_{inv} \times E_{pv_inv} \times E_{inv_pi} \quad (1)$$

- *P_{sys_stc}*: producción de energía del sistema en condiciones estándar en watts.
- *F_{temp}*: función de la temperatura.
- *F_{mm}*: factor de reducción de potencia por tolerancia de fabricación.
- *F_{dirt}*: factor de reducción de potencia por polvo y obstrucciones.
- *H_{incl}*: valor de la irradiación anual en kWh/m² en el sitio, afectado por la orientación, inclinación y sombras.
- *E_{inv}*: eficiencia del inversor.
- *E_{fv_inv}*: eficiencia del subarreglo (cables, interruptores, fusibles) entre el SFV e inversor.

Datos para el desarrollo del rendimiento del sistema fotovoltaico interconectado a la red.

- Proyecto: “Instalación de energía solar (Módulos de Paneles Solares); en la Universidad Tecnológica De San Juan Del río, Vista Hermosa (Cuasinada), San Juan Del Río, Querétaro”
- Fecha de inicio de la obra: 09 de octubre de 2017
- N° de contrato: 17EIFEQ-COPLP-071-090.
- Fecha de terminación de la obra: 06 de noviembre de 2017.
- Fecha de entrega: 10 de noviembre de 2017.

- *E_{inv_pi}*: eficiencia del subarreglo (cables, interruptores, fusibles) entre el
- Inversor y el punto de conexión.

Desarrollo del cálculo para este proyecto:

- a. Radiación solar: La radiación solar se representa en kWh/m², se puede representar como las horas de Sol pico al día (PSH) esto es equivalente al número de horas de irradiación solar de 1 kW/m² (Oscar P Lamigueiro, 2015). La radiación solar en el sitio del proyecto se obtiene de los datos de la NASA para la latitud y longitud a una inclinación específica, regularmente la inclinación óptima recomendada. Sera la latitud del lugar con una tolerancia de +/- 5°. A una inclinación de 20°, la irradiación anual disponible es 6.19 HSP, debido a que se utilizó el techo del edificio “k” que tiene una inclinación de 15°, se aplica un factor de disminución de 2.5° promedio anual quedando en 6.04 HSP la irradiación disponible en el sitio del proyecto.
- b. Especificaciones del fabricante de los módulos:
 - Marca: JINKO SOLAR
 - Modelo: JKM330PP-72 4BB
 - Tecnología de la celda: poli cristalino
 - Garantía de rendimiento lineal: 12 años al 90%, 25 años al 80.7%
 - Tolerancia: positiva 0 a +3%
- c. Reducción de potencia de salida de los módulos:
 - Por tolerancia de potencia nominal de fabricación (x 1 a 1.03), la salida del módulo está dada en watts y está representada por el fabricante a 25°C, típicamente es +- 5% y en los últimos años +- 3% el diseñador debe considerar esta tolerancia. Para nuestro caso es 0 a +3%, como dato conservador consideramos 0%.
 - Reducción de potencia por polvo y suciedad (x 0.95), la acumulación de polvo puede reducir la potencia del módulo al obstruir el paso de la luz hacia las celdas, típicamente se considera un 5% si no se deja acumular mucho polvo o suciedades, en tal caso puede ser mayor.

- Reducción de potencia por temperatura:
- d. Temperatura mínima efectiva de la celda = $t_{amb.} + 25^{\circ}C$. Coeficiente de temperatura de nuestro módulo de 330W es $-0.30\%/^{\circ}C$, es decir que la potencia se reduce en un 0.30% por cada $^{\circ}C$ por arriba de $25^{\circ}C$ de temperatura ambiente o aumenta en la misma proporción por cada $^{\circ}C$ por debajo de los $25^{\circ}C$ de temperatura ambiente. La reducción de potencia de salida del módulo está dada por:

$$psal = p_{stc} \times coef_{p_{temp}} \times coef_{polvo}$$

Calculo:

- Asumiendo la tolerancia de potencia nominal 0%, en un módulo de 330W: 330W,
- La reducción de potencia por el polvo se considera en 5% por lo que $330W \times 0.95 = 313.5W$.
- La salida de potencia del módulo se reduce arriba de $25^{\circ}C$ o incrementa debajo de $25^{\circ}C$ asumiendo una temperatura ambiente de $30^{\circ}C$, la temperatura efectiva de la celda es $30^{\circ}C + 25^{\circ}C = 55^{\circ}C$, $30^{\circ}C$ arriba de la Temp. Estándar.
- Un módulo de 313.5W poli cristalino con coeficiente de -0.3% por $^{\circ}C$,
- Pérdida por temp. = $30^{\circ}C \times 0.3\% \times ^{\circ}C = 9\%$
- El módulo de 313.5W perdería 9% por temperatura quedando en $313.5 \times 0.91 = 285.3W$.
- Potencia de salida del módulo ajustado $psal = 285.3W$
- Potencia de salida del sistema; $Psal_{sys} = \text{número de módulos} \times psal \times \text{irradiación del sitio (PSH)}$, $Psal_{sys} = 240 \times 285.3W \times 6.04$
- Potencia de salida del sistema $psal_{sys} = 413,571W$

Perdidas del sistema en corriente directa CD

Esta dado por la caída de voltaje en el cableado desde los módulos al inversor, está perdida debe ser del 2% máximo como se describe en la memoria de cálculo eléctrico de este proyecto, por lo que la eficiencia del subsistema de cableado CD es de 98% y la potencia de salida del sistema deberá ajustarse a esta reducción:

- $Psal_{sys} = \text{número de módulos} \times psal \times \text{irradiación del sitio (PSH)} \times 0.98$
- $Psal_{sys} = 240 \times 285.3W \times 6.04 \times 0.98$
- $Psal_{sys} = 413,571W \times 0.98$
- Potencia de salida del sistema ajustado por cableado $cd \ psal_{sys} = 405,300W$

Eficiencia máxima del inversor

La eficiencia del inversor está dada por las especificaciones del fabricante y afectará también a la potencia de salida del sistema (Clara Ormaechea Ballesteros, 2012).

- Eficiencia máxima del inversor Fronius symo 15.0-3 208: 97.3% (0.973);
- $405,300W \times 0.973 = 394,357W$
- Potencia de salida del sistema ajustado por ef. Del inversor $psal_{sys} = 394,357W$

Perdidas del sistema en corriente alterna CA

La salida de potencia en corriente alterna va a estar disminuida por pérdidas en el cableado entre la salida del inversor y el punto de acoplamiento común (PAC) o punto de medición, de nuestro cálculo eléctrico tenemos una caída de tensión máxima permisible del 2% (0.98), la salida de potencia AC que va a ser entregada por nuestro inversor a la red va a estar afectada por esta pérdida: $394,357W \times 0.98 = 386,470W = 386.47 \text{ kW}$ (Caamaño Martín, E, 1998).

Producción de energía del SFV

- El proyecto tiene 240 módulos de 330W = $79,200W_p = 79.2 \text{ kW}_p$.
- El promedio diario de energía entregado a la red por el SFV = 386.47 kWh/día .
- La producción de energía anual será $386.47 \times 365 = 141,062 \text{ kWh/año}$.

Producción de energía específica

- Esta expresada por kWh/kW_p ; $141,062/79.2 = 1,781 \text{ kWh por kW}_p$ nominal $1,781 \text{ kWh/kW}_p$
- Relación de rendimiento (RR) performance ratio o calidad del sistema.

La relación de rendimiento nos determina la calidad de la instalación y es un reflejo de las pérdidas del sistema.

$$RR = e_{sys} / e_{ideal}$$

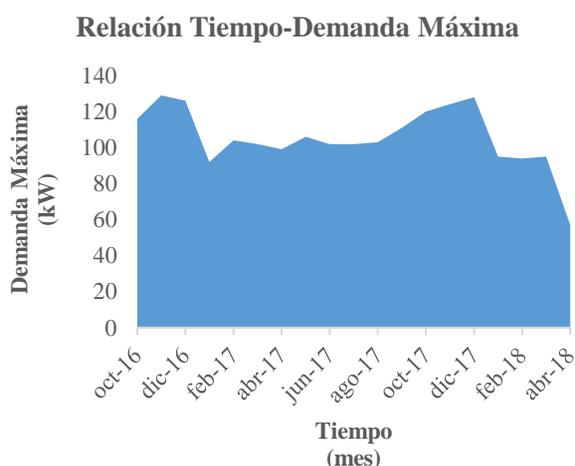
Salida real del sistema en kWh / salida del sistema calculado en condiciones ideales.

- E sys: producción actual anual de energía del sistema = 141,062 kWh
- Eideal= salida de energía ideal del SFV en watts
- Eideal = psys_stc x hincl
- E ideal = kWp nominal x irradiación global anual en el sitio
- Hincl = irradiación diaria promedio anual en kWh/m² para una orientación específica = psh
- Energía ideal = p kWp x irrglob. X 365 días
- Eideal = 79.2 kWp x 6.19 kWh/m² x 365
- Eideal = 178,941 kWh
- Rr = 141,062 kWh/178,941 kWh
- Rr = 0.788
- Relación de rendimiento = 0.79

Resultados

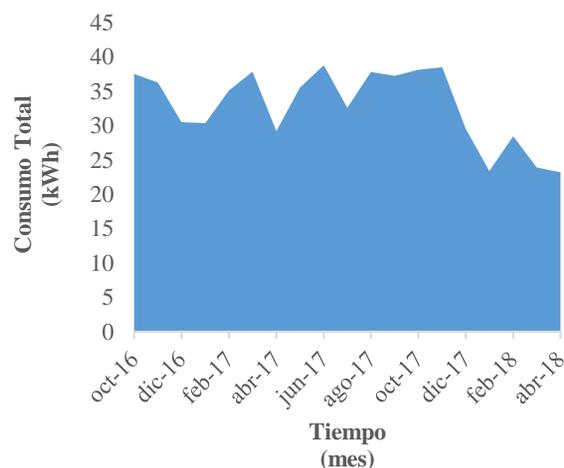
Desde su apertura, el proyecto ha tenido resultados bastante favorables para la Universidad Tecnológica de San Juan Del Rio, dichos resultados son los siguientes:

1. Notable reducción de Demanda máxima en kW, Consumo total en kWh, Factor de potencia, factor de carga y costos por servicio: durante los 5 meses de operación del sistema fotovoltaico en el edificio 'k', se ha podido ver marcadamente una reducción significativa en los puntos anteriormente dichos. En las siguientes graficas se evidencia lo anteriormente comentado.



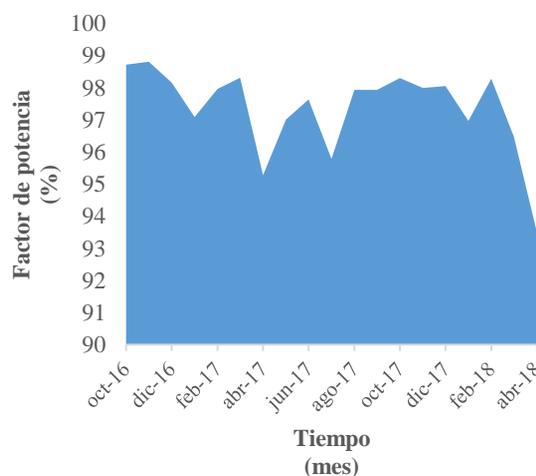
Gráfica 1 Análisis del comportamiento de la relación tiempo-demanda máxima, en el Universidad Tecnológica De San Juan Del Río.

Relación Tiempo-Consumo Total kWh



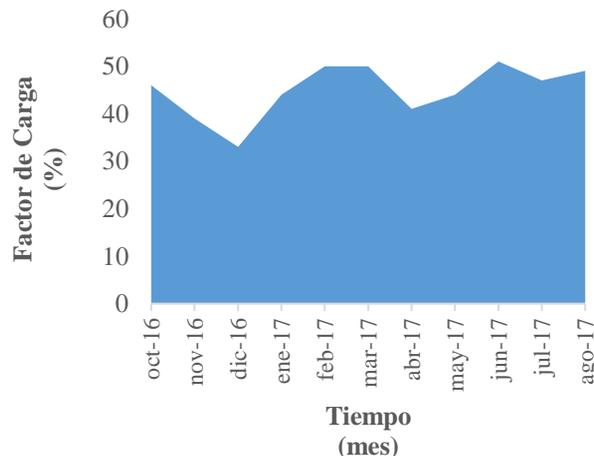
Gráfica 2 Análisis del comportamiento de la relación tiempo-consumo total kWh, en el Universidad Tecnológica De San Juan Del Río

Relación Tiempo-Factor de Potencia

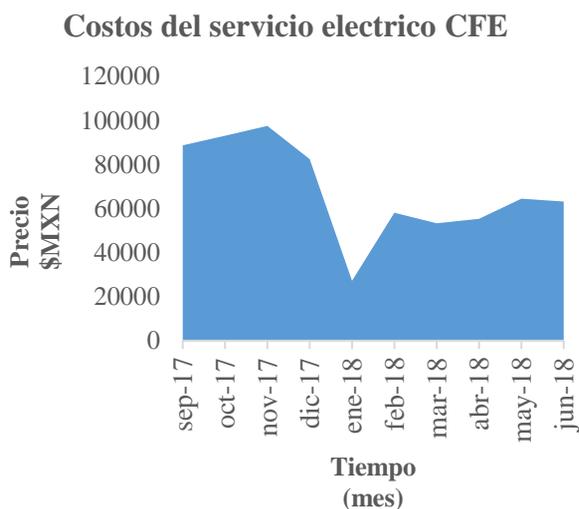


Gráfica 3 Análisis del comportamiento de la relación tiempo-factor de potencia, en el Universidad Tecnológica De San Juan Del Río

Relación Tiempo-Factor de Carga



Gráfica 4 Análisis del comportamiento de la relación tiempo-factor de carga, en el Universidad Tecnológica De San Juan Del Río



Gráfica 5 Análisis de los costes del servicio eléctrico en la Universidad Tecnológica De San Juan Del Río

Como se puede ver en la anterior gráfica, el promedio a pagar por el servicio eléctrico sin el sistema fotovoltaico en el edificio ‘‘K’’ era aproximadamente de \$ 93,084.00 MN y posteriormente a la inauguración del proyecto, la cantidad a pagar del servicio eléctrico fue de \$ 27,177.00 MN, por lo que se puede afirmar que el dimensionamiento y ejecución del proyecto si está cumpliendo con lo establecido.

2. Monitoreo del sistema fotovoltaico vía remota: la instalación pose un medio de monitoreo y control, instalado en el inversor de marca FRONIUS, en el cual mediante la siguiente liga electrónica: <https://www.solarweb.com/Home/GuestLogOn?pvSystemid=3752014d-7bdb-4867-b995-2d5f0ee9422f>, se puede consultar en cualquier tiempo, en streaming toda la información referente al comportamiento y otros puntos esenciales del sistema. En la siguiente imagen se muestran una captura de pantalla del software con datos obtenidos el día 3 de agosto del 2018.

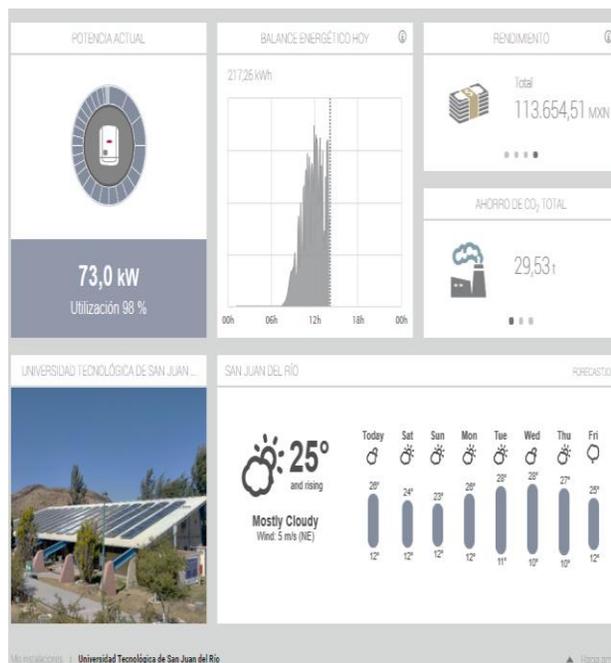


Figura 11 Datos obtenidos en tiempo en tiempo real del comportamiento de la instalación fotovoltaica en el edificio ‘‘K’’ en la Universidad Tecnológica De San Juan Del Río
Fuente: <https://www.solarweb.com/Home/GuestLogOn?pvSystemid=3752014d-7bdb-4867-b995-2d5f0ee9422f>.

Anexos

Se muestran todas las evidencias del trabajo realizado para dimensionar y ejecutar la instalación fotovoltaica de 78 kWh en el edificio ‘‘K’’ en la Universidad Tecnológica De San Juan Del Río.

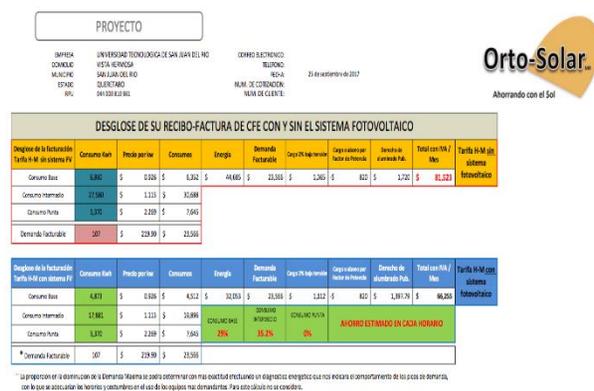


Figura 12 Información relacionada con el desglose el recibo-factura de CFE con y sin el sistema fotovoltaico en el edificio ‘‘k’’ en la Universidad Tecnológica De San Juan Del Río

ESQUEMA PARA LA APLICACIÓN DE LA TARIFA H-M SEGÚN EL HORARIO DE CONSUMO DE kWh					
Región	Periodo estacional (Verano / Fuera de verano)	Periodo Horario	Lunes a Viernes	Sábado y festivos	Domingo y festivos
Central, Noreste, Norte y Sur	Del 1er domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre	Base	0:00 a 6:00	0:00 a 7:00	0:00 a 19:00
		Intermedio	6:00 a 20:00	7:00 a 24:00	19:00 a 24:00
		Punta	22:00 a 24:00		
	Del último domingo de octubre, al sábado anterior al 1er domingo de abril	Base	0:00 a 6:00	0:00 a 8:00	0:00 a 18:00
		Intermedio	6:00 a 18:00	8:00 a 19:00	18:00 a 24:00
		Punta	22:00 a 24:00	21:00 a 24:00	

UN SISTEMA FOTOVOLTAICO NO PRODUCE EN ESTE HORARIO POR LO QUE NO SE VE BENEFICIADO EN EL CONSUMO BASE DE LUNES A SABADO
 EL SISTEMA FOTOVOLTAICO GENERARA ENERGIA BENEFICIANDO EL CONSUMO BASE SOLO DOMINGOS Y DIAS FESTIVOS
 EL SISTEMA FOTOVOLTAICO GENERARA ENERGIA BENEFICIANDO EL CONSUMO INTERMEDIO DE LUNES A SABADO
 EN EL PERIODO DE PUNTA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO NO GENERA BENEFICIOS

52 DOMINGOS
 10 FESTIVOS
 17% DEL AÑO
 303 DIAS LABORABLES
 83% DEL AÑO

Figura 13 Esquema para la aplicación de la tarifa H-M con respecto a los horarios de consumo
Fuente: Comisión Federal de Electricidad



Figura 14 Vista del edificio "k" en la Universidad Tecnológica De San Juan Del Río antes de implementar el sistema fotovoltaico



Figura 15 Embarques con los paneles solares



Figura 16 Instalación de los paneles solares con sus respectivos soportes de fijación

ISSN: 2523-6881

ECORFAN® Todos los derechos reservados



Figura 16 Fase de desarrollo de la caseta en donde se ubican los inversores y el sistema de monitoreo y control eléctrico



Figura 17 Inauguración de la instalación fotovoltaica del edificio "k" en la Universidad Tecnológica De San Juan Del Río



Figura 18 Alumnos realizando pruebas para el concurso para obtener la certificación en el EC0586, SFV

Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento a los directivos de la Universidad Tecnológica de San Juan del Río, a la empresa Orto Solar por el apoyo brindado para la elaboración del presente trabajo.

Conclusiones

Con el sistema instalado se tendrá un ahorro significativo en la factura eléctrica de la Universidad Tecnológica de San Juan del Río durante los próximos 25 años por lo menos, asumiendo que la totalidad de la producción fotovoltaica sería utilizada a través del autoconsumo instantáneo o vertiendo los excedentes no consumidos a la red de distribución (balance neto).

Por otro lado, se tendría una deducción en el impuesto sobre la renta hasta del 30% aproximado de la inversión fotovoltaica en un plazo de 1 año (según el artículo 40 de la ley del ISR), lo que significa recursos adicionales para la capitalización y mejoras de la empresa que derivará en utilidades adicionales por los rubros beneficiados por dicha inversión.

Como beneficio para el medio ambiente el proyecto ofrece obtener una huella de carbono (menor emisión de gases que producen el efecto invernadero) al demandar electricidad producida con insumos renovables y sostenibles, en lugar de fuentes tradicionales como la combustión fósil. Según con los datos obtenidos del software de Fronius, en la instalación fotovoltaica en el edificio "K", se ha plantado aproximadamente 775 árboles hasta la fecha, además de que también sea han ahorrado 30.23 t de CO₂ totales.

Otro beneficio que tendría el proyecto es la mejora urbanística en donde las instalaciones de energías renovables, sobre tejados, aprovechan una superficie que por lo general no se utiliza dado a que el costo de oportunidad es casi nulo. Por otro lado, esta instalación en tejado logra que la necesidad del tendido eléctrico sea menor, reduciendo postes y cables que cruzan campos, parques y ciudades.

Además, el sombreado que produce el arreglo fotovoltaico sobre el tejado, loza o terreno evita la erosión y deterioro de las construcciones pues disminuyen considerablemente el intemperismo de los materiales. Al reducir a largo plazo la necesidad de tendidos eléctricos, se verá un impacto positivo dada la disminución de la tala de árboles y vegetación nativa provocada por los tendidos eléctricos.

Por último, el proyecto mejora la eficiencia de la red; el transporte de la energía desde donde se produce hasta donde se consume implica pérdidas de entre el 5% y el 15% de la energía generada. Este es un gasto que la ciudadanía y las empresas pagan en sus facturas eléctricas y que podría ser minimizado entre más proyectos de energía fotovoltaica se ponen en marcha.

Referencias

ALCOCER G. J.M. (2008), Recursos naturales y sustentabilidad, fondo editorial de Nuevo León México.

ARAYA. VICTORIANO. (2010), Evaluación técnica y económica de la utilización de paneles fotovoltaicos en la iluminación de áreas comunes de edificios.

BULLIS, KEVIN, (23 de junio de 2006), «Large-Scale, Cheap Solar Electricity» (en inglés). *Technologyreview.com*.

CAAMAÑO MARTÍN, E. (1998), "Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis". Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicaciones.

CASAS V. M. Y RODRÍGUEZ A. A. (2012), Biblioteca de Electricidad y electrónica SERIE 1, Editorial Altamar S.A. España

CASAS V. M. Y RODRÍGUEZ A. A. (2012), Biblioteca de Electricidad y electrónica SERIE 1, Editorial Altamar S.A. España

CFE. (2015), Comportamiento de los Contratos de Interconexión en Pequeña y Mediana Escala / CFE Dirección de Operaciones Subdirección de Distribución.

CLARA ORMAECHEA BALLESTEROS. (2012), Análisis comparativo de Inversores fotovoltaicos de conexión a red con Potencia igual o superior a 100 kw.

DONAL G. FINK. (2008), Manual de Ingeniería eléctrica, Editorial Mc. Graw Hill, México

DUBEY, G. N, (2010). Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications. United Kingdom: RSC Publishing.

RESENDIZ - BADILLO, Ramiro & MARROQUÍN- DE JESÚS, Ángel. Dimensionamiento y ejecución de un sistema fotovoltaico interconectado en la Universidad Tecnológica de San Juan del Río, potencia nominal: 79.20 kWp. Revista de Energías Renovables 2018.

ESCUADERO L. J.M. (2008), Manual de Energía Renovable “Colección de Energías Renovables” España

FERNÁNDEZ G. J., Y HERRERO S. (2009), Energías renovables para el desarrollo. Thomson Paraninfo, España

GONZÁLEZ R., MEDRANO C., LAGUNAS J. ET AL, (2002). Pequeños Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica, fase II: Informe Técnico Anual 2001, Informe Interno IIE/ 01/14/11779/I002/P.

GRAY, J. L. (2003). The Physics of the Solar Cell. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering , 61-112.

HERNÁNDEZ M.J.A. (2012), Metodología para el análisis técnico de la masificación de sistemas fotovoltaicos como opción de generación distribuida en redes de baja tensión, Facultad de ingeniería, UNAL.

IDAE, IDAE (2002), Plan de Fomento de las energías renovables. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. Página web (www.idae.es) actualizada periódicamente

LEY DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA Última Reforma DOF (18-07-2006) / Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión / Secretaría General / Secretaría de Servicios Parlamentarios / Centro de Documentación, Información y Análisis

LINDA HASSAINE. (2010), Tesis Doctoral “Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos conectados a Red”. Tesis doctoral. España: Universidad Carlos III de Madrid.

LORENZO, E, (2004). Electricidad solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos, Sevilla, Ed. Progensa

NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas

OSCAR P LAMIGUEIRO. (2015), SFA Diseño PIÑAR MAÑAS, J.L. (2009). Desarrollo sostenible y protección del medio ambiente. Civitas. Madrid.