

# **ANÁLISIS DEL DIMENSIONAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON FINES DE INVESTIGACIÓN**

## ***Fernando Isidoro Quiroz Vázquez***

Universidad Autónoma de San Luis Potosí, Facultad de Ingeniería  
*fernando.iqv@hotmail.com*

## ***Juan Alejandro González Rivera***

Universidad Autónoma de San Luis Potosí, Facultad de Ingeniería  
*juanalejandroiea@hotmail.com*

## ***Juan Carlos Coronado Vázquez***

Universidad Autónoma de San Luis Potosí, Facultad de Ingeniería  
*juancarlos.corvaz@hotmail.com*

## ***Víctor Manuel Cárdenas Galindo***

Universidad Autónoma de San Luis Potosí, Facultad de Ingeniería  
*vcardena@uaslp.mx*

## ***Ana Cecilia Rivera Rivera***

Universidad Autónoma de San Luis Potosí, Facultad de Ingeniería  
*ana.rivera@uaslp.mx*

## **Resumen**

En este trabajo se presenta una metodología para planear la instalación apropiada de módulos fotovoltaicos con una capacidad de 24 kWp, los cuales serán instalados en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, y serán usados con fines de investigación en el área de convertidores de electrónica de potencia interconectados para fuentes alternas de energía. Dicha metodología abarca desde el cálculo de ángulos de colocación de los módulos fotovoltaicos (acimut e inclinación), espaciamiento apropiado entre módulos para evitar sombra entre los mismos, distribución de conexiones serie y paralelo entre módulos para lograr

niveles de corriente y tensión apropiados, cálculo de pérdidas por efecto Joule, así como el cálculo de calibres apropiados para los conductores de interconexión. **Palabra(s) Clave(s):** Distribución de energía, pérdidas por conducción, sistemas fotovoltaicos.

## 1. Introducción

El aprovechamiento de la energía solar para la generación de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos ha tomado auge en los últimos años en México, con una generación reportada de 85 GWh en el año 2014 [1]. La participación de la energía fotovoltaica en la capacidad de generación es de 113.7 MW, un 0.2% de la capacidad global del país. Sin embargo existe un potencial aprobado de 8,171 GWh. Esto es posible debido a que este tipo de generación de energía se considera energía renovable, lo que implica que no hay un costo asociado por la materia prima: “radiación solar” [3,4]. Además, el posicionamiento geográfico de México permite una muy buena captación de energía solar, lo que potencializa la instalación de sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica. Desde el punto de vista económico la instalación de estos sistemas es posible debido a que durante el proceso de la Reforma Energética se marcó la pauta para que los usuarios privados fueran capaces de generar energía eléctrica a través de diferentes formas de producción de la misma. Una vez contemplados estos puntos se debe de examinar la correcta instalación de los sistemas fotovoltaicos, lo que permite optimizar la extracción, pérdidas y flujos de energía para tener un mejor aprovechamiento del recurso. En este documento se analiza la forma de cómo hacer un dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos para poder obtener niveles de tensión, corriente, pérdidas por conducción y un aprovechamiento del espacio, adecuados, orientando la metodología para contar con una instalación que permita desarrollar investigación en el área de convertidores de electrónica de potencia para fuentes alternas de energía. La instalación debe ser flexible, de manera que se pueda cambiar el arreglo de conexión entre los módulos fotovoltaicos, modificando la cantidad de módulos por cadena (*string*), así como el número de cadenas en paralelo. La

selección del calibre del conductor para el cableado considera el nivel de pérdidas por conducción, de manera que se pueda maximizar el aprovechamiento de la energía eléctrica generada, y que será procesada por el convertidor de electrónica de potencia. Así mismo, se debe garantizar que el nivel máximo de tensión de operación diferencial respecto a tierra esté dentro de la capacidad de los módulos fotovoltaicos en todo el rango de operación.

## 2. Desarrollo

### Ubicación y coordenadas geográficas

En la figura 1 se muestra un mapa de radiación solar de México [4], en el cual se pueden observar los niveles de irradiación en kilowatts hora por metro cuadrado al día.

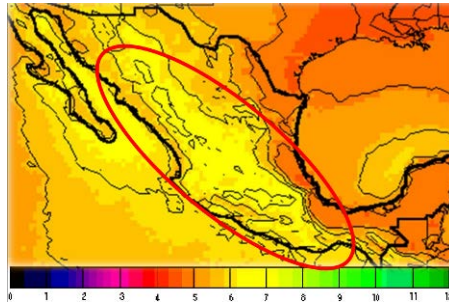


Figura 1 Mapa de radiación solar de México.

En todo el territorio nacional se aprecia que existen altos índices de radiación solar. En particular, en el estado de San Luis Potosí es rentable el uso de este tipo de tecnología para la generación de energía eléctrica, y por lo tanto es importante realizar investigación en dicho ámbito.

Para esta investigación se cuenta con 96 módulos fotovoltaicos de 250 W, de la marca ERDM Solar. En tabla 1 se muestran las principales características [5] y en figura 2 se muestran las características físicas.

Tabla 1 Datos técnicos del módulo fotovoltaico.

$P_{m\acute{a}x}$ (W)	Máximo Voltaje del sistema	$V_{nom}$ (V)	$I_{nom}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	Temperatura de operación	Valor máximo de fusible
250	1000 V	30.99	8.06	36.69	8.61	-40 a 90 °C	15 A

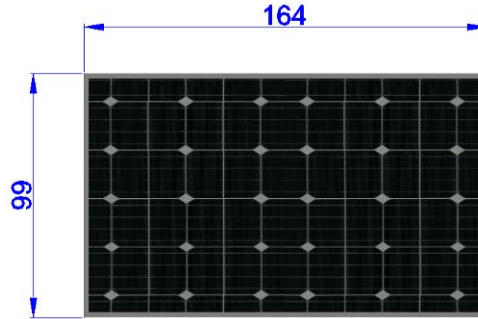


Figura 2 Dimensiones del módulo fotovoltaico en cm.

La instalación de los módulos fotovoltaicos se llevará a cabo en el Laboratorio de Calidad de Energía Eléctrica y Control de Motores de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, en la ciudad de San Luis Potosí. La ubicación geográfica de la instalación fotovoltaica tiene las siguientes medidas de latitud y longitud respectivamente:  $\Phi = 22.1435^\circ$  y  $\lambda = -101.0156^\circ$ . De acuerdo al sitio web de la NASA [6], el ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos es de  $\beta = 22.1^\circ \approx 20^\circ$ , tabla 2 y figura 3.

Tabla 2 Radiación solar y ángulo óptimo de inclinación [6].

Minimum Radiation Incident On An Equator-pointed Tilted Surface (kWh/m <sup>2</sup> /day)													
Lat 22.144 Lon -101.016	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE MIN	3.40	4.88	5.66	6.05	6.12	5.91	5.04	5.49	4.73	4.66	4.32	3.80	5.00
K	0.47	0.59	0.59	0.57	0.55	0.53	0.45	0.51	0.48	0.53	0.58	0.56	0.53
Diffuse	1.40	1.44	1.73	2.06	2.28	2.39	2.46	2.26	2.07	1.66	1.28	1.19	1.85
Direct	5.00	7.16	7.11	6.85	6.09	5.65	4.33	5.11	4.42	5.84	6.33	6.14	5.83
Tilt 0	3.29	4.85	5.59	5.94	6.09	5.88	5.02	5.37	4.66	4.62	4.29	3.69	4.94
Tilt 7	3.52	5.16	5.79	5.98	6.02	5.93	4.95	5.37	4.75	4.84	4.65	4.03	5.08
Tilt 22	3.90	5.63	5.98	5.86	5.65	5.82	4.65	5.19	4.77	5.15	5.26	4.61	5.20
Tilt 37	4.08	5.80	5.86	5.45	5.02	5.44	4.15	4.76	4.57	5.19	5.57	4.94	5.06
Tilt 90	3.09	4.01	3.26	2.29	1.84	2.42	1.74	1.96	2.40	3.36	4.28	3.94	2.87
OPT	4.10	5.80	5.98	5.98	6.09	5.93	5.02	5.38	4.79	5.21	5.61	5.01	5.40
OPT ANG	42.0	38.0	24.0	9.00	0.00	9.00	0.00	4.00	16.0	32.0	45.0	48.0	22.1

Una vez determinado el ángulo de inclinación, se procede a calcular el ángulo de orientación (también conocido como ángulo de acimut) para la ubicación de la instalación, el cual corresponde a  $187^\circ$ , con un valor promedio de  $206^\circ$  para todo

el año (figura 4). Por lo tanto, basta simplemente orientar los módulos fotovoltaicos hacia el sur, como se puede observar en el mapa [2,7].

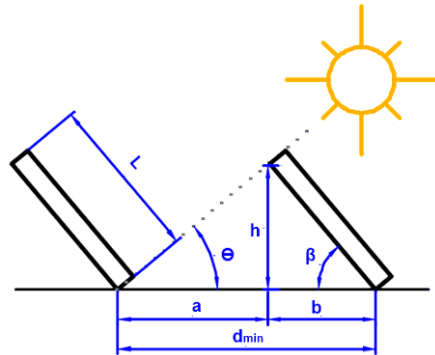


Figura 3 Parámetros del sistema físico [2,3].



Figura 4 Vista superior del edificio indicando la zona de instalación.

### Cálculo de la distancia mínima entre módulos fotovoltaicos $d_{\min}$

La distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos es muy importante (figura 3), ya que dicha distancia marca el límite que alcanza la sombra ocasionada por la fila frontal del acomodo. Para calcular esta distancia se toma como referencia el día del año en el cual los módulos fotovoltaicos generan una sombra mayor. Dicho día corresponde al 21 de diciembre, en donde el sol a lo largo del día se desplaza a una altura menor a la de los demás días del año. Las ecuaciones 1 y 2 representan lo mencionado anteriormente.

$$\varphi_{\min} = (90^\circ - \Phi) - 23^\circ \quad (1)$$

$$\varphi_{\min} = (90^\circ - 22.1435^\circ) - 23^\circ = 44.856^\circ$$

$$d_{min} = L \cos(\beta) + \frac{L \sin(\beta)}{\tan(\varphi_{min})} \quad (2)$$

Donde:

- $\varphi_{min}$  Altura solar mínima al mediodía solar
- $\Phi$  Latitud del lugar de la instalación
- $d_{min}$  Distancia mínima entre módulos fotovoltaicos
- $L$  Longitud de los módulos
- $\beta$  Ángulo de inclinación de los módulos

De la ecuación 2 y utilizando los datos físicos del módulos fotovoltaico se calcula la distancia mínima  $d_{min}$ .

$$d_{min} = 99 \cos(20^\circ) + \frac{99 \sin(20^\circ)}{\tan(44.856^\circ)} = 127 \text{ cm}$$

Con esta distancia se realiza un primer acomodo de los módulos fotovoltaicos (figura 5). Considerando los resultados se procede a realizar un acomodo de los 96 módulos fotovoltaicos en un área disponible de 229.5 m<sup>2</sup>, donde el resultado óptimo para aprovechar el área de instalación es de 6 filas de 16 módulos cada una (figura 6).

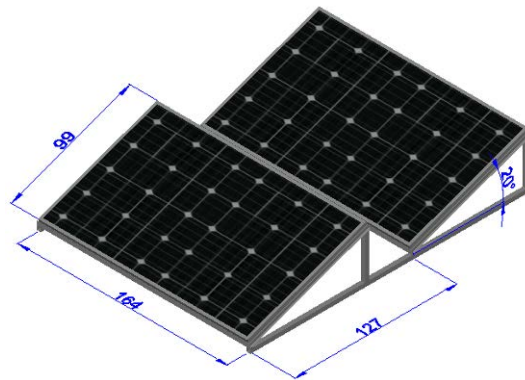


Figura 5 Vista isométrica acotada en centímetros.

## Pérdidas eléctricas debidas al cableado de la instalación

En la instalación de los sistemas fotovoltaicos es necesario considerar las pérdidas que se generan debido al cableado para la interconexión de los módulos

fotovoltaicos y la carga, esto se debe a la resistencia eléctrica propia del conductor, ya que el tipo de corriente que se maneja es primordialmente corriente continua.

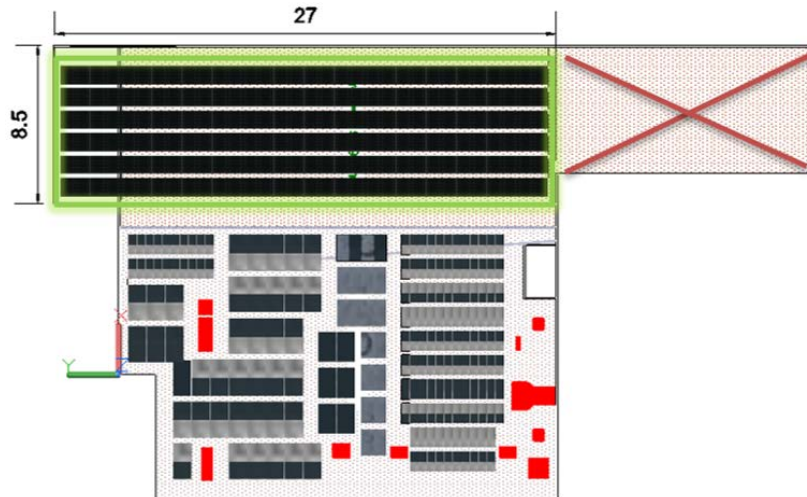


Figura 6 Vista superior donde se muestra el área de instalación acotada en metros.

Puede existir una componente de alterna de alta frecuencia asociada a la conmutación del convertidor CD/CA (inversor), pero se suelen emplear condensadores en terminales del inversor para minimizar esta componente. El siguiente análisis se hace considerando la operación bajo condiciones nominales del sistema (tabla 1), y ecuación 3 y 4.

$$R_0 = \rho \left( \frac{L}{S} \right) \quad (3)$$

$$R_f = R_0 * (1 + \alpha \Delta T) \quad (4)$$

Donde:

$R_0$  Resistencia del conductor para una temperatura de  $20^\circ\text{C}$

$\rho$  Resistividad del cobre  $\left( 0.01785 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right)$

$L$  Longitud del cable

$S$  Área transversal del conductor

$R_f$  Resistencia del conductor sometida a un cambio de temperatura debido a la operación del sistema

$\alpha$  Coeficiente de temperatura del cobre  $(3.9 \times 10^{-3} / ^\circ\text{C})$

$\Delta T$  Cambio de temperatura del conductor

A partir de la corriente nominal de cada módulo fotovoltaico, y considerando un cambio un incremento de temperatura de hasta 60 °C, (temperatura de operación del sistema), a partir de ecuaciones 3 y 4, se tienen los datos mostrados en la tabla 3.

Tabla 3 Resistencia del conductor propio del módulo fotovoltaico.

Calibre AWG	Resistencia a 20 °C $\left(\frac{\Omega}{m}\right) R_0$	Ampacidad para una temperatura ambiente de 30 °C (A)	Resistencia a 60 °C $\left(\frac{\Omega}{m}\right) R_f$
12	0.005397641	25	0.006239673

**Cálculo de pérdidas debidas al conductor del módulo fotovoltaico**

Considerando una tensión máxima diferencial máxima respecto a tierra de  $V_{max} = 1000 V$  (Ver tabla 1), las pérdidas y caídas de tensión debido a los conductores que vienen predeterminados en los módulos fotovoltaicos para la instalación estarán dadas por ecuación 5 y 6.

$$P_{p\acute{e}rdidas} = I_{nom}^2 R_{0,f} \tag{5}$$

$$\Delta V = I_{nom} R_{0,f} \tag{6}$$

Donde:

$P_{p\acute{e}rdidas}$  Pérdidas eléctricas por efecto Joule en  $\left(\frac{W}{m}\right)$

$I_{nom}$  Corriente nominal del módulo fotovoltaico (tabla 1)

$R_{0,f}$  Resistencia a temperatura ambiente de 20 °C y resistencia sometida a un cambio de temperatura debido a la operación del sistema.

$\Delta V$  Es la caída de tensión en  $\left(\frac{Volts}{m}\right)$

Debido a que la corriente máxima que circulará en una cadena es la misma que la corriente máxima de un módulo fotovoltaico (por la conexión serie), se toma  $I_{nom} = 8.08 A$ . Por otro lado, a partir de la tensión máxima diferencial de 1000 V que soporta el aislamiento eléctrico del módulo, el número máximo de módulos



fotovoltaicos que pueden estar conectados en una cadena es de 27, ya que el nivel máximo de tensión en cada módulo se presenta cuando no hay carga, siendo éste de 36.39 V (Ver tabla 1). De acuerdo al acomodo propuesto, se considera una longitud de cableado máximo de interconexión de hasta 192 m, más 20 metros de conductor para la conexión hacia el punto común de acoplamiento (figura 7). Por lo tanto, es posible estimar las pérdidas por cableado como se muestra en la tabla 4.

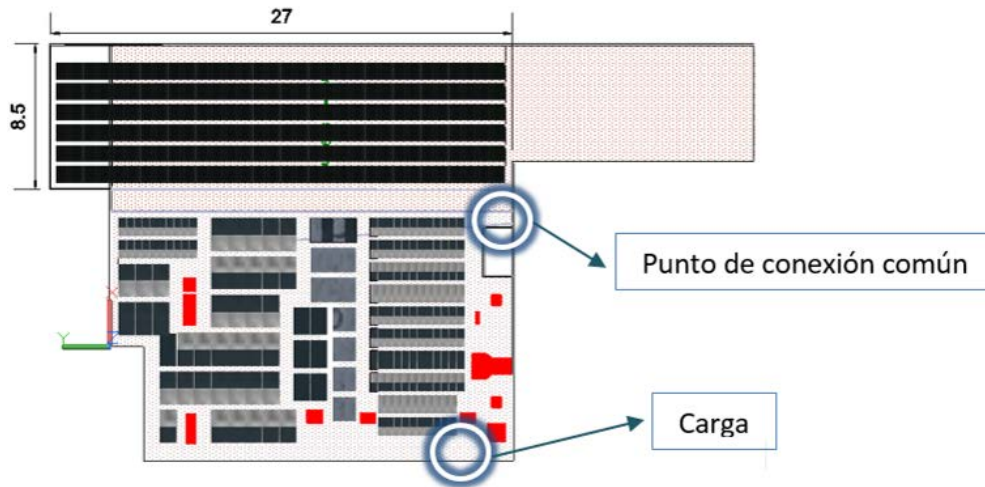


Figura 7 Punto de conexión común del sistema hacia la carga.

Tabla 4 Pérdidas en el conductor propio del módulo fotovoltaico.

Corriente (A)	Pérdidas $R_0$ (W)	Pérdidas $R_f$ (W)	$\Delta V_{R_f}$ (V)
8.06	74.23	85.8	10

### Cálculo de pérdidas debidas al conductor que va del punto de conexión común a la carga

Una vez estimadas las pérdidas generadas por el conductor propio del módulo, se comienzan con las consideraciones para generar un arreglo de módulos de módulos fotovoltaicos de forma que permitan parámetros de tensión, corriente y pérdidas adecuadas para el sistema; estas consideraciones están sujetas a estándares del conductor [8]. Considerando que la cantidad de módulos con los que se cuenta es de 96, se puede obtener a partir de los datos técnicos

del módulo fotovoltaico y de las ecuaciones (3-6) los datos de pérdidas, los cuales están resumidos en las tablas 5 y 6.

Tabla 5 Pérdidas por conducción de acuerdo al número de cadenas paralelo-serie.

Número de cadenas	Número de módulos fotovoltaicos en cadena	Nivel de Tensión (V)	Nivel de corriente (A)	Calibre del conductor AWG	Sección transversal del conductor mm <sup>2</sup>	Ampacidad del conductor para una temperatura ambiente de 30°C(A)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ohms/m)	Resistencia del conductor a 60 °C (Ohms/m)	Pérdidas en Watts/m T=20 °C	Pérdidas en Watts/m T=60 °C
3	32	991.6	24.18	12	3.307	25	0.00540	0.00624	3.15585	3.64816
4	24	743.7	32.24	8	8.367	40	0.00213	0.00247	2.21747	2.56340
6	16	495.8	48.36	6	13.3	60	0.00134	0.00155	3.13877	3.62842
8	12	371.8	64.48	2	33.62	65	0.00053	0.00061	2.20745	2.55181
12	8	247.9	96.72	1	42.41	120	0.00042	0.00049	3.93734	4.55156
16	6	185.9	128.96	2/0	67.43	160	0.00026	0.00031	4.40246	5.08924
24	4	123.9	193.44	4/0	107.2	215	0.00017	0.00019	6.23069	7.20268

Tabla 6 Caída de Tensión considerando el número de cadenas.

Número de cadenas	Caída de tensión (ΔV) (V/m) para T=20 °C	Caída de tensión (ΔV) (V/m) para T=60 °C
3	0.13051497	0.150875303
4	0.06878021	0.07950992
6	0.06490421	0.075029267
8	0.03423462	0.039575223
12	0.04070861	0.047059149
16	0.03413816	0.039463711
24	0.03220993	0.037234674

Analizando los datos anteriores es posible generar las siguientes gráficas de pérdidas y caída de tensión, como se muestra en las figuras 8 y 9.

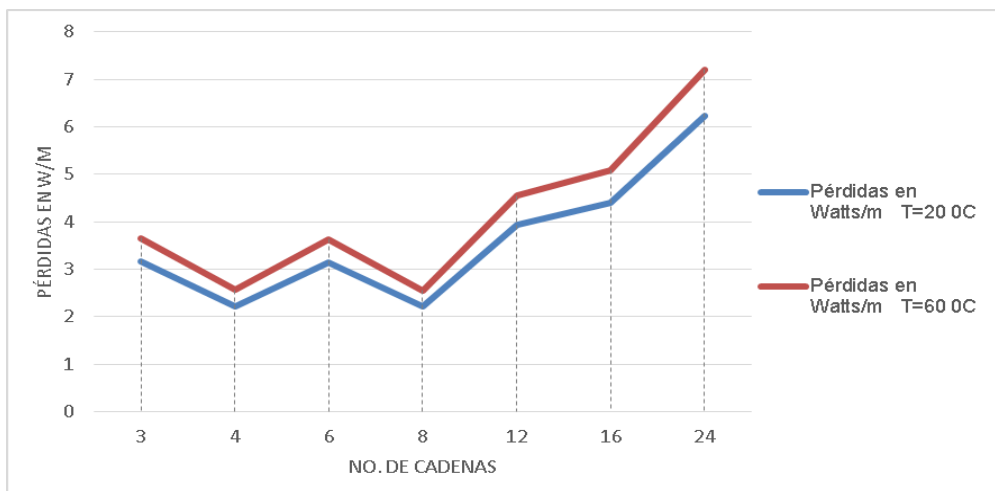


Figura 8 Pérdidas en el conductor en función del número de cadenas (W/m).

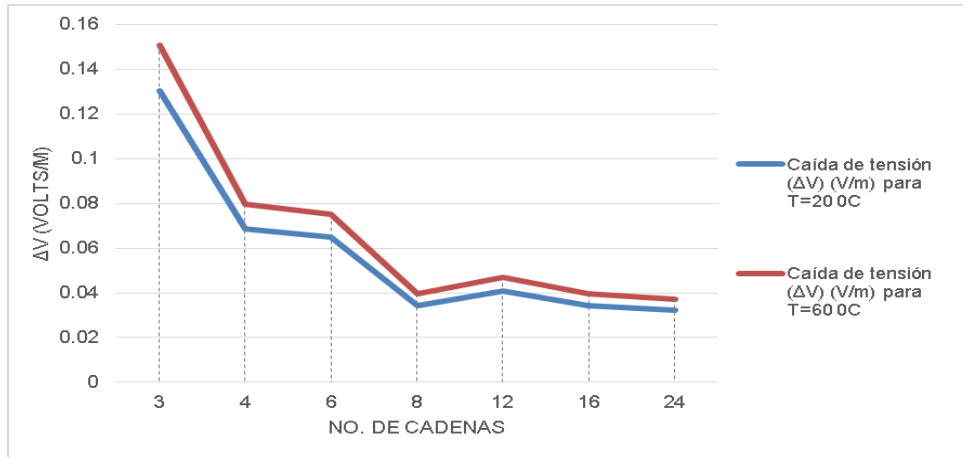


Figura 9 Caída de Tensión en los conductores en función del número de cadenas (V/m).

### 3. Resultados

Observando las figuras 8 y 9 se puede apreciar que en el arreglo de 8 módulos con 12 módulos fotovoltaicos en serie es el que brinda una caída de tensión y pérdidas menores a la de los otros arreglos. A partir de esta definición, se procede al diseño de la estructura en base a aluminio, para dar el soporte mecánico a la distribución de módulos propuesta, como se aprecia en la figura 10.

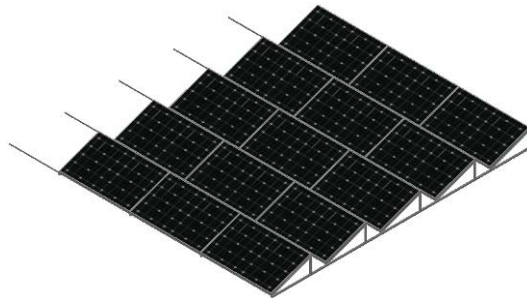


Figura 10 Vista isométrica del acomodo para los módulos fotovoltaicos.

Con el esquema de distribución y el diseño de la estructura, se procede al montaje de la plataforma física. La estructura fue diseñada en aluminio, con un montaje rígido pero de poco peso. En la figura 11 se muestra una vista del ensamble de los soportes de aluminio.

Después de la construcción de la estructura, se procede al montaje de los paneles solares. En la figura 12 se muestra el ensamble completo de la estructura y paneles solares. Las conexiones eléctricas están por la parte trasera de los paneles, lo que las protege parcialmente de exposición al sol y agua.



Figura 11 Vista de ensamble de la estructura de aluminio para el soporte de los paneles.



Figura 12 Montaje de los paneles solares.

#### **4. Conclusiones**

La planificación en la distribución de los módulos fotovoltaicos y su interconexión es crítica, desde el punto de vista de reducción de pérdidas para incrementar la generación final de energía eléctrica. Las variaciones en generación pueden ser de niveles relativamente bajos (<1%), pero que en una operación de largo plazo resultan en pérdidas acumuladas crecientes. Al realizar una conexión superior a 27 módulos en serie, el nivel de tensión puede llegar a considerarse como crítico, pues la operación en circuito abierto genera un nivel de tensión global próximo a 1000 V, que es el máximo permitido por el estándar y las hojas de datos en términos de aislamiento. Sin embargo, podría en un futuro

contemplarse el análisis para el uso de una protección que garantice la correcta operación del sistema. Por otro lado, dada la longitud de cableado, y con la finalidad de reducir las pérdidas de conducción, se puede proponer una instalación con un conductor de acometida de calibre superior al mínimo necesario, con el objetivo de maximizar la transferencia de potencia entre las celdas solares y la aplicación, reduciendo las pérdidas.

## 5. Bibliografía y Referencias

- [1] Prospectiva de Energías Renovables 2015 – 2029. Secretaría de Energía, 2015. Pág 50.
- [2] R. Mayfield, Photovoltaic Design & Installation For DUMMIES. 1ª Ed. 2010. Wiley Publishing, Inc. Indianápolis, Indiana. Pág. 47-56, 70-78, 85-98.
- [3] F. C. Loaeza Salcedo, C. R. Carmona, J. C. Tenorio Caselin. Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) para uso de luminarias del edificio 3 de la ESIME Zacatecana. I.P.N. 2012. México D.F. Pág. 4, 25-34, 51-59.
- [4] Cooperación técnica México-Japón. <http://www.conagua.gob.mx/CONAGUA07/Contenido/Documentos/presentacion1.pdf>. Junio 2016.
- [5] Ficha técnica. <http://stores.erdm-solar.com/content/Fichas%20Tecnicas/ficha%20tecnica%20225-255%20poli.pdf>. Abril 2016.
- [6] NASA Surface meteorology and Solar Energy – Location. <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>. Febrero del 2016.
- [7] Dom calculadora de posición - Azimut y Zenith. <http://solartopo.com/orbita-solar.htm>. Junio del 2016.
- [8] Manual Eléctrico. Conductores Monterrey S.A. de C.V. México. 2011.
- [9] Conductor Sizing and the National Electrical Code. <http://www.mjobee.com/projects&news/NEC%20Art%20310.15.pdf>. Junio del 2016.

## 6. Autores

Fernando Isidoro Quiroz Vázquez, estudiante de Ingeniería en Electricidad y Automatización en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí.

Juan Alejandro González Rivera, estudiante de Ingeniería en Electricidad y Automatización en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí.

Ing. Juan Carlos Coronado, ingeniero en Electricidad y Automatización por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, 2016.

Dr. Víctor Manuel Cárdenas Galindo, obtuvo su título de Doctorado en Ciencias en Ingeniería Electrónica con especialidad en Filtros Activos Híbridos para Compensación Armónica de Corriente y Corrección de Factor de Potencia en Sistemas Trifásicos, por el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, 1999.

Lic. Ana Cecilia Rivera Rivera Licenciado en Electrónica Instrumentista por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, 1992.