



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Propuesta para el diseño de una  
planta fotovoltaica para su  
conexión a la red eléctrica nacional**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

Edgar Arcos Castillo

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. David Vázquez Ortiz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Ingesa 2019



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



## **Agradecimientos**

A mi familia por su comprensión, confianza y amor incondicional, que siempre me han impulsado a seguir mis sueños y metas.

A mis amigos: Mariana Flores, Fabián Marín, Ameyaltzin Sánchez, Diego Vázquez, Valeria León, Diego Martínez, Eduardo Villa, Stephan López y Juan Báez por motivarme a seguir adelante en los momentos más difíciles y siempre apoyarme para seguir creciendo.

A mi asesor de tesis, el Ing. David Vázquez Ortiz por hacer posible la realización de este trabajo con la aportación de sus conocimientos y su dirección para el desarrollo del proyecto.

Al Dr. Saúl de la Rosa Nieves por todo el crecimiento que aportó a mi desarrollo profesional, además de siempre confiar en mis capacidades e impulsarme a cumplir grandes metas.

A mis profesores y a la Facultad de Ingeniería por todo el conocimiento que adquirí y me permitió formarme como ingeniero.



## Índice

Agradecimientos .....	i
Índice .....	ii
Introducción .....	1
1. Justificación del proyecto.....	2
1.1. Objetivo .....	2
1.2. Planteamiento del problema .....	2
1.3. Demanda y oferta de energía eléctrica .....	3
1.4. Energías renovables .....	4
1.5. Energías limpias.....	5
1.6. Tendencias fotovoltaicas en México .....	6
2. Marco teórico .....	8
2.1. Paneles fotovoltaicos .....	8
2.2. Inversores.....	10
2.3. Transformadores de potencia .....	15
2.4. Subestaciones eléctricas .....	21
2.4.1. Interruptores .....	22
2.4.2. Cuchillas desconectoras .....	23
2.4.3. Relevadores de protección.....	25
2.4.4. Transformadores de instrumentación .....	27
2.4.5. Barras colectoras.....	28
3. Características del sistema para la implementación del parque fotovoltaico .....	29
3.1. Definición de la capacidad del parque .....	29
3.2. Selección del sitio para el parque .....	29
3.2.1. Mapa de radiación solar en México .....	30
3.2.2. Verificación de disponibilidad del sitio .....	33



3.3. Definición de niveles de tensión de operación.....	36
4. Generación .....	38
4.1. Selección de paneles fotovoltaicos .....	39
4.2. Distribución de los paneles .....	43
4.3. Controladores de carga .....	48
4.4. Baterías.....	49
4.5. Inversores para la conversión de C.D. a C.A.....	53
5. Subestación .....	55
5.1. Transformador de potencia .....	55
5.2. Equipos de protección.....	56
5.3. Sistema de tierras.....	59
5.4. Arreglo de barras.....	62
Conclusiones .....	64
Anexos .....	65
Abreviaturas.....	65
Unidades .....	65
Prefijos.....	65
Bibliografía .....	66



## **Introducción**

La energía eléctrica es un recurso indispensable para el desarrollo del país, por lo que es necesario asegurar la continuidad del suministro de la misma, para lo cual se requiere modernizar y diversificar los procesos de su producción, sin perder de vista la preservación del medio ambiente.

La tendencia en la actualidad para el sector eléctrico es la producción de energía eléctrica a partir de fuentes limpias y renovables, tales como la energía fotovoltaica, la energía eólica, entre otras, las que, a diferencia de las no renovables, tienen un impacto mínimo sobre el medio.

En el presente trabajo se presenta una propuesta para el diseño y las especificaciones de una planta fotovoltaica con subestación elevadora para su conexión a la red eléctrica nacional.

Durante el desarrollo del trabajo se plantea la definición de la ubicación, la capacidad de la planta, entre otros parámetros que se consideran para el diseño de la misma; así como también el equipo a utilizar, los niveles de tensión involucrados, los sistemas de protección adecuados y otros factores que intervienen en una instalación de esta índole.

Para esto, se aplican conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera de Ingeniería Eléctrica Electrónica, con énfasis en las materias del módulo de Eléctrica de Potencia, además de otro tipo de fuentes de información; principalmente libros, artículos, normas como la NOM-001-SEDE-2012 y algunas consultas por internet en sitios oficiales para la consulta de factores que involucran el desarrollo de este trabajo, como niveles de radiación solar y disponibilidad por zona de la República Mexicana, entre otros.

El contenido se divide en tres partes principales que a su vez se reparten en varios capítulos. La primera parte es una introducción teórica, donde se toca el tema de energía fotovoltaica, su conversión a energía eléctrica y su conexión a la red eléctrica. En la segunda parte se hace el análisis de los parámetros de diseño para la planta en general. Finalmente, en la tercera parte, se desglosan las especificaciones del equipo a utilizar en todo el sistema que involucra la generación y la elevación de tensión.



## **Capítulo I**

### **Justificación del proyecto**

El fin de este proyecto, al igual que la implementación de cualquier planta generadora de energía eléctrica, es aportar energía al sistema eléctrico nacional de tal manera que se satisfaga la demanda de los consumidores. En este capítulo se mencionan cuestiones que se relacionan con el consumo de energía eléctrica, justificando el desarrollo del proyecto y explicando la importancia del mismo. Al tener un enfoque hacia una de las formas de la energía solar, es importante hablar de energías renovables y energías limpias, tales como ésta, para así poder comprender la conveniencia de la utilización de la misma y compararla con otras energías del mismo tipo, como lo es principalmente la energía eólica y así tener un panorama más amplio con relación a la justificación de este proyecto.

#### **1.1. Objetivo**

Con el desarrollo de este trabajo se pretende definir las características principales de una planta fotovoltaica en un sitio real y conveniente de la República Mexicana donde pueda ser viable la implementación de un sistema de este tipo; además de identificar y asignar los espacios correspondientes a los equipos y subsistemas involucrados en el proyecto dentro del sitio.

#### **1.2. Planteamiento del problema**

Con el desarrollo humano, el crecimiento del mercado eléctrico ha sido inminente, por lo que éste debe ser abastecido a través de la construcción de nuevas plantas generadoras de energía eléctrica las cuales sean suficientes para no llegar a un escenario en el que la demanda de energía sobrepase la oferta de ésta.

Por otro lado, los métodos convencionales de generación de energía representan varios factores contraproducentes en cuanto a su utilización, principalmente por la obtención de los recursos primarios que requieren para su operación y por los residuos contaminantes resultantes del proceso de transformación de energía. Es por esto que en la actualidad existe una tendencia en la proyección hacia la construcción de plantas que aprovechen tanto recursos limpios como renovables tales como la energía solar en este caso.



### 1.3. Demanda y oferta de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica de un sistema se define por la cantidad que se consume de la misma en un cierto período. Esta demanda crece cada vez más debido principalmente a los desarrollos tecnológicos y al aumento de la población, pues la energía eléctrica es utilizada en la mayoría de las actividades humanas, ya sea para utilización doméstica, sistemas de transporte, la industria y el uso de equipos especiales para tareas de campo, fines médicos, de entretenimiento, entre otros. Se tienen registros en el Sistema de Información Energética (SIE) de SENER sobre el consumo de energía eléctrica del 2014 al 2017: a partir de 2014, se tiene registrado un consumo anual total de 241,196.71 GWh, y para los años consecuentes de 248,738.68 GWh en 2015, 260,051.90 GWh en 2016 y 259,881.84 GWh para 2017<sup>1</sup>; notando un progresivo aumento en el consumo por año, el cual se refleja en el aumento de la demanda, como se muestra en la Figura 1; incluso considerando que el consumo disminuyó el 0.07% en 2017, notamos que con el paso del tiempo aumenta el uso del recurso eléctrico.

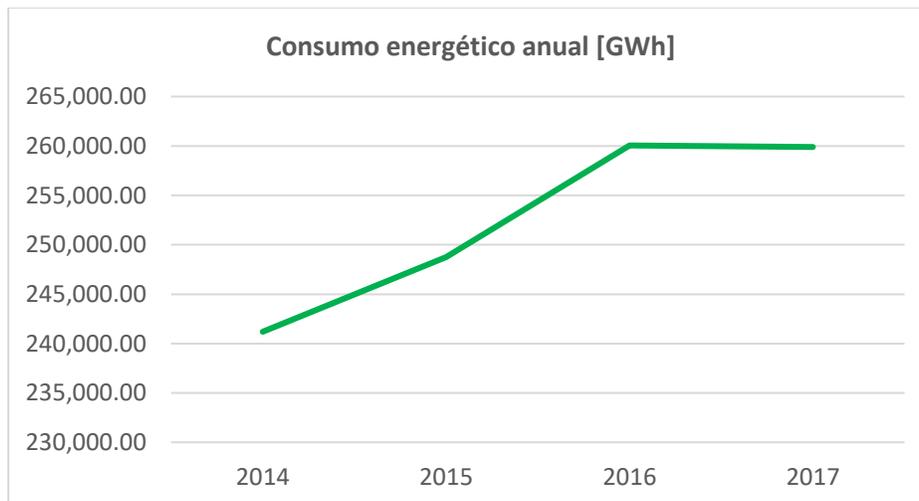


Figura 1. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica en México de 2014 a 2017.

Al aumentar la demanda de energía, es necesario que, de igual manera, exista un incremento de la oferta de ésta, para que así exista un equilibrio entre oferta y demanda de energía. Esta oferta de energía eléctrica es proporcionada por las plantas generadoras que se encargan de transformar la energía que se encuentra en la naturaleza en energía eléctrica.

<sup>1</sup>SENER. Sistema de Información Energética. Recuperado de: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvequa=IEOC01>



Según datos del PRODESEN<sup>2</sup>, hasta el 2016, México contaba con distintos tipos de producción de energía eléctrica, los cuales se muestran con su porcentaje de aportación de energía al sistema eléctrico nacional en la Tabla 1, a partir de la capacidad instalada en ese entonces de 73,510 MW.

Tabla 1. Porcentaje de aportación de energía al sistema eléctrico nacional por cada tipo de energía.

Tipo de planta	Porcentaje de aportación (%)
Termoeléctrica	27%
Ciclo combinado	37%
Hidroeléctrica	17%
Carboeléctrica	7%
Nucleoeléctrica	2%
Geotérmica	2%
Eólica	5%
Otras	3%

Este tipo de energías se clasifican por el recurso primario que utilizan para la conversión de energía. Las energías cuyo recurso primario es limitado por su disponibilidad en la naturaleza son conocidas como no renovables, mientras que aquellas cuyo recurso es abundante con respecto a su disponibilidad en la naturaleza son conocidas como energías renovables. Por otro lado, existe otra clasificación conocida como energías limpias, las cuales se caracterizan por tener repercusiones mínimas o nulas para el medio ambiente tras la conversión de energía a eléctrica.

#### 1.4. Energías renovables

Como ya se mencionó, las energías renovables son aquellas cuyo recurso energético primario es abundante en la naturaleza y se regenera de tal manera que la utilización de estos no agota su existencia en la naturaleza, por lo que podrían considerarse como recursos ilimitados o que difícilmente llegarían a agotarse.

Las principales fuentes de energía renovables son el agua, el viento, el biogás, el calor de la tierra y, para el caso de análisis en el presente trabajo, la radiación solar. Según datos de SENER<sup>3</sup>, hasta junio del 2017 se tienen registrados 74,046 MW de capacidad

<sup>2</sup>SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031 PRODESEN, p. 25.

<sup>3</sup>SENER. Reporte de Avance de Energías Limpias Primer Semestre 2017. Recuperado de: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/354380/Reporte\\_de\\_Avance\\_de\\_Energ\\_as\\_Limpias\\_Primer\\_Semestre\\_2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/354380/Reporte_de_Avance_de_Energ_as_Limpias_Primer_Semestre_2017.pdf)



instalada en plantas generadoras, de las cuales 18,786 MW corresponden a plantas que utilizan recursos renovables para la producción de energía eléctrica.

La principal ventaja que se tiene de los recursos renovables sobre los no renovables es su disponibilidad; las fuentes de energía renovables representan menos gastos al tratarse de elementos obtenidos directamente de la naturaleza, a diferencia de las no renovables, las cuales requieren procesos largos y costosos para su obtención, como los combustibles fósiles.

Por otro lado, la importancia de la utilización de recursos renovables es evidente, pues, en la actualidad, existen conflictos políticos, económicos y ambientales al tratarse de la utilización de combustibles fósiles, a lo que se tiene que agregar el hecho de que son recursos no renovables. Esto implica la conveniencia de la utilización de recursos energéticos renovables, los cuales, en la mayoría de los casos, son obtenidos directamente de la naturaleza, dejando de lado los problemas mencionados con el uso de combustibles fósiles.

La energía captada de la radiación del sol es un recurso que se tiene de manera casi continua durante el día, la cantidad depende del lugar y la época del año. Este tipo de energía, a pesar de la intermitencia que llega a presentar, es una fuente de energía abundante y renovable.

### **1.5. Energías limpias**

Las energías limpias se caracterizan por su bajo nivel de emisiones de agentes o residuos nocivos hacia el medio ambiente al producir energía eléctrica; para que una fuente de energía sea considerada como limpia, ésta no debe rebasar emisiones de 100 kilogramos de CO<sub>2</sub> por cada MWh tras su proceso de transformación a energía eléctrica<sup>4</sup>. Dentro de este tipo de energías se encuentran la hidroeléctrica, la eólica, la nuclear, la geotérmica, el biogás y la fotovoltaica.

Dentro de las energías limpias, la hidráulica, la eólica y la fotovoltaica, (Figura 2) son las que no generan residuos de ningún tipo. Sin embargo, aun cuando la eólica no produce residuos nocivos, contribuye de manera negativa al ambiente, ya que representa un peligro para las aves, las cuales se guían con las corrientes de viento,

---

<sup>4</sup> SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031 PRODESEN, p. 33.



por lo que los aerogeneradores ponen en peligro la vida de algunas especies debido al riesgo de que éstas se estrellen contra ellos.

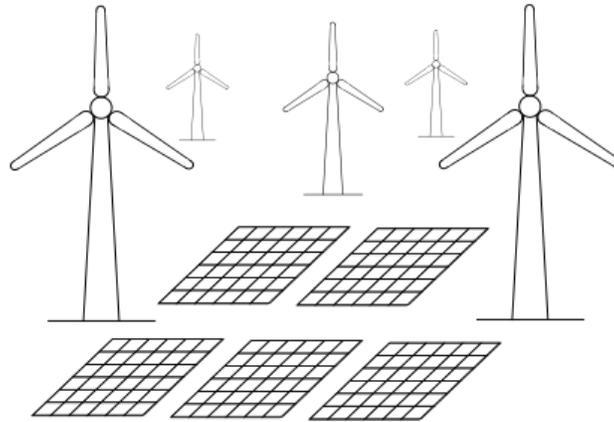


Figura 2. Energía eólica y fotovoltaica como ejemplos de energías limpias.

La conversión a energía eléctrica a partir de la radiación solar, a pesar de su baja eficiencia, es el método más amigable para el ambiente conocido hasta el momento y es por esto que representa un importante avance tecnológico para mejorar así la calidad del servicio energético en un futuro, disminuyendo las repercusiones al ambiente que son muy notorias en la actualidad.

### **1.6. Tendencias fotovoltaicas en México**

México es uno de los cinco países con mayor potencial en cuanto al aprovechamiento de la energía solar, por lo que este tipo de proyectos toman un papel importante en el desarrollo de nuestro sistema eléctrico.

Las dimensiones de un sistema fotovoltaico dependen del fin específico del mismo que se plantea desde su diseño, por lo que el sector energético fotovoltaico se divide en dos: proyectos a grande escala y proyectos a pequeña y mediana escala. Los proyectos a grande escala son aquellos destinados a alimentar una región amplia, por lo que estos suelen fungir como productores de energía para CFE, aportando al sistema eléctrico nacional una parte de lo que representa la oferta de energía eléctrica. Por otro lado, muchas instalaciones pequeñas de sectores industriales y comerciales implementan sus propios sistemas fotovoltaicos para autoabastecimiento, siendo estos los proyectos a pequeña y mediana escala.



Los proyectos a mediana escala han resultado en diversas plantas distribuidas alrededor del país, principalmente en el norte del país en estados como Aguascalientes, Sinaloa, Baja California, Baja California Sur, Durango y algunos otros como Estado de México y Guanajuato. También existe una proyección para el crecimiento de este sector en Coahuila, Aguascalientes, Yucatán, Sonora, San Luis Potosí, Chihuahua, Jalisco, Morelos, Baja California y Baja California Sur, con el apoyo de empresas como Sunpower, Enel, Recurrent, Sunpower, Jinko, Alter Enersun, Thermion, entre otras.

La Figura 3 muestra gráficas que representan el crecimiento de la industria fotovoltaica en México desde 2005 hasta 2017 con la capacidad instalada en MW y la generación de energía en GWh.

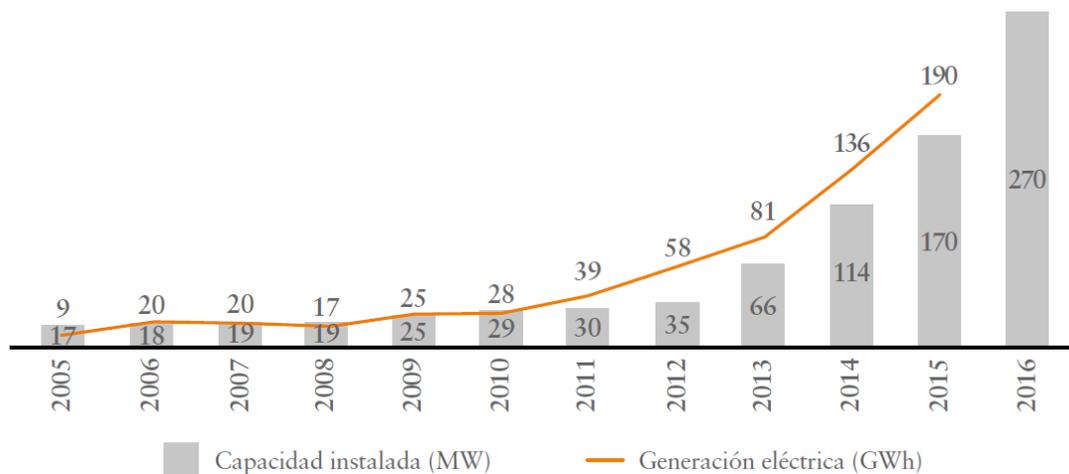


Figura 3. Crecimiento de la energía fotovoltaica en México.

Fuente: Paulo Carreño King. (2017). La Industria Solar Fotovoltaica y Fototérmica en México. ProMéxico, Ciudad de México: México. p. 56



## Capítulo II

### Marco teórico

En este capítulo se tratan temas fundamentales para la aplicación de la tecnología fotoeléctrica como: la conversión de energía solar a eléctrica, los procesos de transformación y de control y lo relacionado con los elementos necesarios para la conexión al sistema del cual obtenemos la energía eléctrica requerida por los usuarios.

#### 2.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son dispositivos formados por un conjunto de celdas fotoeléctricas capaces de transformar energía solar en energía eléctrica, estas celdas se componen de materiales con la propiedad de que, al incidir sobre ellos un rayo de luz, se genera una fuerza electromotriz por el efecto fotoeléctrico.

Una celda solar es un arreglo de capas de distintos tipos de semiconductores, que, al ser expuestas a calor o luz, generan energía eléctrica. Los semiconductores que componen una celda solar deben ser dopados de tal manera que se tenga un material tipo P (mayor presencia de huecos) y uno tipo N (mayor presencia de electrones). Su funcionamiento consiste en el desplazamiento de cargas de sus materiales debido a la incidencia de los fotones provenientes del Sol, a su superficie (como se muestra en la Figura 4), dando lugar así a una excitación y, por lo tanto, se genera la energía eléctrica.

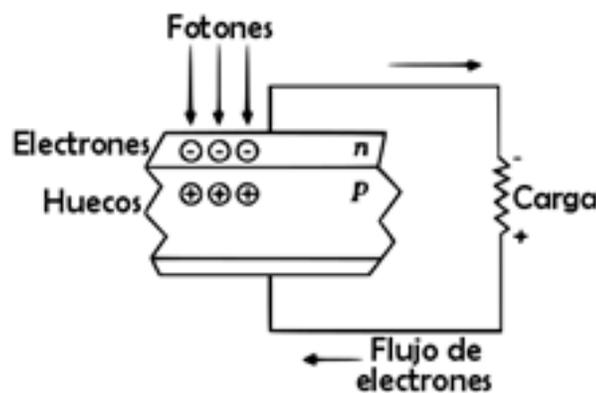


Figura 4. Celda solar formada por un arreglo de materiales semiconductores NP.

Los paneles solares cuya base es silicio (Si) son los más comunes, sin embargo, son muy poco eficientes, con un máximo del 17% de eficiencia. Por otro lado, las celdas de arseniuro de galio (AsGa) son mucho más eficientes; y al hacer arreglos montados de



placas de varios materiales se logra una eficiencia mayor al 30%. El voltaje que puede obtenerse de estas celdas es dependiente de la temperatura a la que operen éstas y es aproximadamente entre 300 y 400  $\mu\text{V}/^\circ\text{C}$ <sup>5</sup>.

Para obtener mayores niveles de voltaje de las celdas solares, se hacen arreglos de éstas en serie, mientras que, para los niveles de corriente, se hacen arreglos en paralelo. El conjunto de estos arreglos en serie y paralelo de celdas solares conforma un panel solar. Existen paneles para uso doméstico de 135 W que entregan alrededor de 12 V; mientras que otros para potencias mayores entregan entre 21 y 40 V<sup>6</sup>. La Figura 5 muestra el ejemplo de la apariencia de un panel fotovoltaico.



Figura 5. Panel fotovoltaico.

Para analizar el comportamiento de un panel se tienen distintos parámetros, como la corriente de diodo ( $I_d$ ), el voltaje de diodo ( $V_d$ ), el voltaje térmico ( $V_T$ ), la corriente de saturación ( $I_0$ ), el factor de idealidad de diodo ( $nI$ ), la constante de Boltzman ( $k$ ), la carga del electrón ( $q$ ), la temperatura de las celdas ( $T$ ) y el número de celdas en serie ( $N$ ), los cuales se aplican en las siguientes ecuaciones:

$$I_d = I_0 \left( \exp \left( \frac{V_d}{V_T} \right) - 1 \right) \quad (1)$$

$$V_T = \frac{kT}{q} (nI)(N) \quad (2)$$

Al generar flujo de electrones en un solo sentido, los paneles fotovoltaicos entregan un voltaje de corriente directa (CD), sin embargo, el sistema eléctrico nacional maneja voltajes de corriente alterna (CA) debido a algunas cuestiones que se mencionan posteriormente en este mismo escrito. Como la energía eléctrica producida es de CD,

<sup>5</sup>Szokolay S.V. (1978). Energía Solar y Edificación. Barcelona, España: Blume. p.22

<sup>6</sup>Rusell H. Plante. (2014). Solar Energy Photovoltaics and Domestic Hot Water. San Diego, USA: Elsevier. p.75



se debe hacer la conversión de ésta a CA, para así posteriormente poder ser conectada a la red nacional; esta conversión se lleva a cabo por medio de elementos de electrónica de potencia conocidos como inversores.

## **2.2. Inversores**

Los inversores son dispositivos compuestos por elementos electrónicos de potencia los cuales permiten convertir la energía eléctrica de un voltaje de CD a voltaje de CA. Esto se logra con la conmutación de transistores los cuales se comportan como circuito abierto o circuito cerrado según las condiciones de control a las que estén sometidos, para así cambiar la forma de onda del voltaje de CD a la entrada a una señal de CA a la salida. Los inversores pueden funcionar como distintos tipos de fuente de CA: fuente de voltaje, fuente de corriente o fuente de impedancia; este último tipo de fuente recibe su nombre debido a un arreglo de capacitores e inductores que crean un valor de impedancia para la fuente. Entrando a otra clasificación, los inversores se pueden clasificar por su topología, de las cuales las más utilizadas son el medio puente y el puente completo. La última clasificación, se da dependiendo del número de fases a la salida del inversor; los inversores más comunes son los monofásicos y los trifásicos. El sistema de potencia que se adecua a este trabajo es el de una fuente de voltaje trifásica, por lo que se hará énfasis en este tipo de inversores.

Los inversores monofásicos son clasificados por el tipo de fuente en el que se emplean (de voltaje, de corriente o de impedancia), sin embargo, son principalmente utilizados en sistemas que manejan bajas potencias o unidades como UPS's monofásicos.

Para comprender con mayor facilidad los inversores trifásicos, analizaremos primero los monofásicos y su funcionamiento, enfocándonos a las fuentes de voltaje con topología de medio puente y de puente completo, los cuales basan su funcionamiento en señales de PWM (ancho de pulso modulado) definidas por señales moduladoras (senoidales en este caso) las cuales se comparan con una señal triangular de mayor frecuencia que la moduladora; para así obtener una señal de control para los transistores o switches (S) para posteriormente obtener una salida equivalente a la forma de onda de la señal moduladora.

La Figura 6 muestra la comparación resultante entre la señal senoidal moduladora y la señal triangular que generan la señal PWM de control para los transistores.

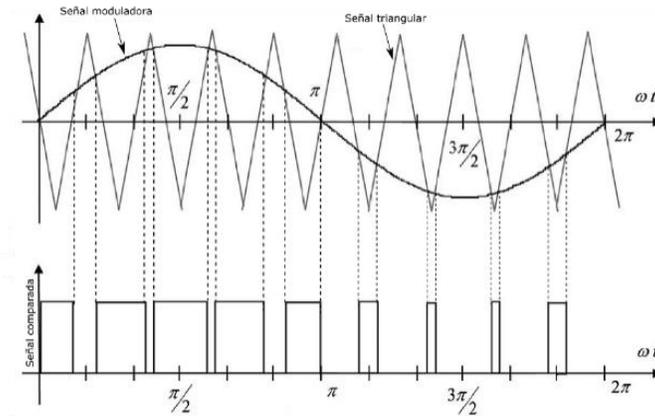


Figura 6. Señal comparada para control de transistores de un inversor de voltaje.

Los inversores se componen de transistores que funcionan como interruptores o switches, diodos y capacitores; un arreglo de dos transistores de switcheo para un inversor es conocido como una pierna inversora. Es de gran importancia considerar que en cada pierna inversora siempre se encuentre al menos uno de los dos transistores en condición de circuito abierto en todo momento, pues si ambos llegasen a comportarse como circuito cerrado en algún momento, esto generaría un corto circuito. Por esta razón es que la señal que controla al switch2 (S2) es la misma señal que controla al switch 1 (S1) pero invertida, evitando así que ambos se encuentren en el mismo estado en todo momento. La Figura 7 muestra las señales de control para los switches en una pierna interruptora según la señal obtenida de la comparación con la onda moduladora como la mostrada en la Figura 6.

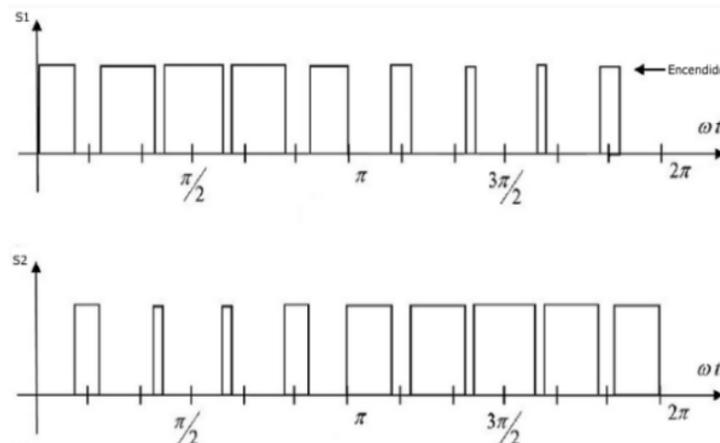


Figura 7. Señales de control para transistores de una pierna inversora.

En la topología de medio puente, se tiene solamente una pierna inversora. La Figura 8 muestra el esquemático de un inversor como fuente de voltaje topología medio puente.

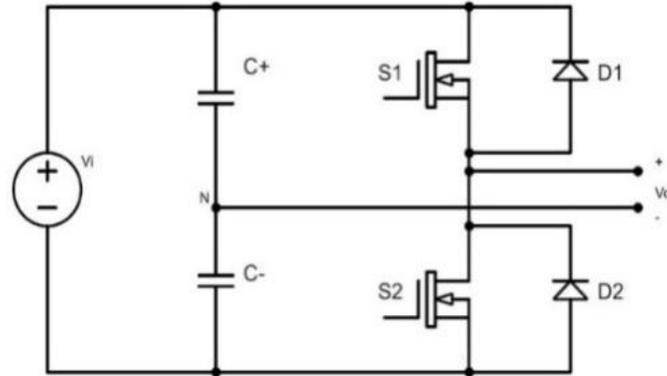


Figura 8. Inversor como fuente de voltaje topología medio puente.

La señal de CA resultante se toma de  $V_o$  como se muestra en la Figura 8, tomando como referencia el punto medio de los capacitores para poder así tomar valores a la salida positivos y negativos. La Figura 9 muestra la señal de CA ( $V_o$ ) obtenida del inversor de medio puente y su equivalente correspondiente a la forma de onda senoidal de la señal moduladora.

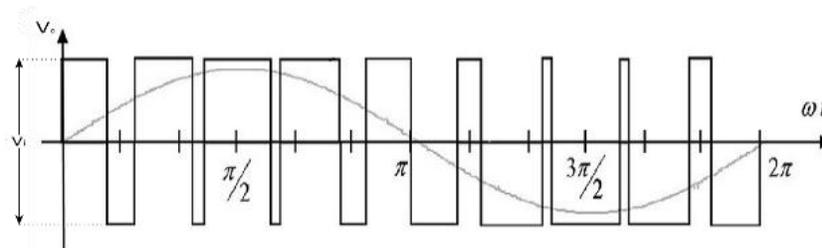


Figura 9. Voltaje a la salida de un inversor como fuente de voltaje de medio puente.

Los inversores de puente completo cuentan con dos piernas inversoras, tal como se muestra en el esquemático de la Figura 10. A cada una de estas piernas inversoras le corresponden dos señales de control que al igual que en el medio puente, la señal de un transistor es la señal invertida del otro, sin embargo, la señal de control de una pierna es distinta a la otra y se obtiene a través de dos señales moduladoras iguales, pero invertidas en amplitud como se muestra en la Figura 11.

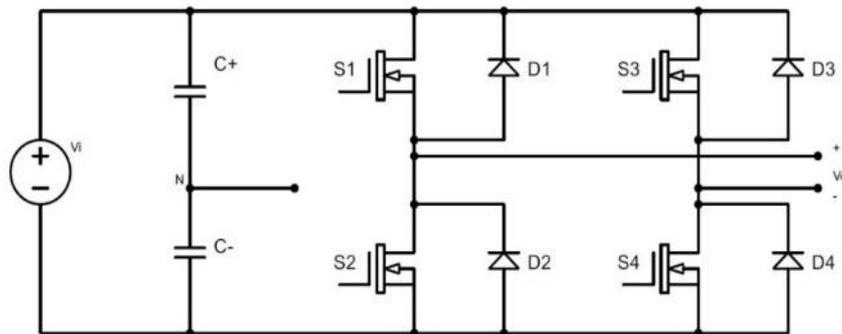


Figura 10. Inversor como fuente de voltaje topología puente completo.

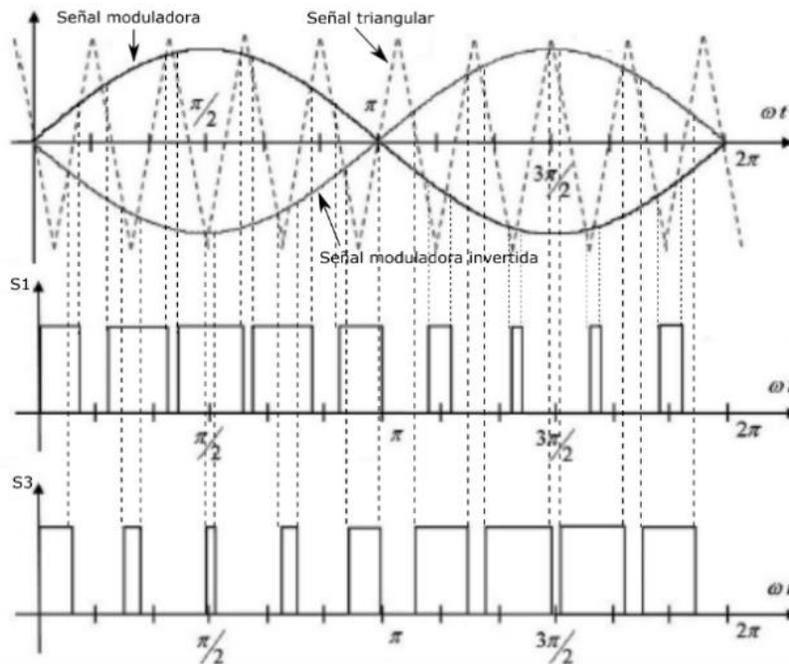


Figura 11. Señales de control para transistores por pierna inversora para inversor de puente completo.

Al tener una terminal positiva y una negativa diferente a la referencia, en el semiciclo positivo de la onda, sólo se presentan pulsos positivos mientras que en el semiciclo negativo se presentan pulsos negativos, para comprender de mejor manera lo mencionado, la Figura 12 muestra el voltaje ( $V_o$ ) a la salida de un inversor monofásico como fuente de voltaje tipo puente completo.

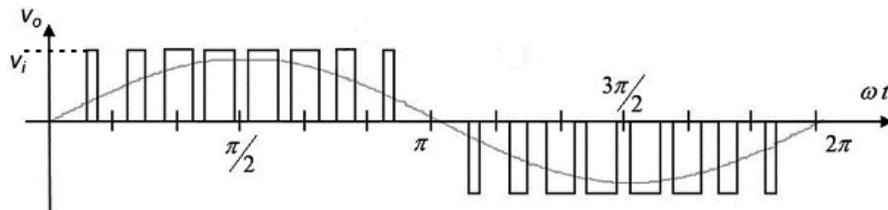


Figura 12. Voltaje a la salida de un inversor como fuente de voltaje de puente completo.

Los inversores trifásicos son utilizados en aplicaciones que requieren el manejo de altas potencias y su objetivo principal es generar tres ondas de voltaje de misma amplitud y frecuencia, y que estén desfasadas entre sí  $120^\circ$  para así cumplir con las características de un sistema trifásico, por lo cual los inversores deben contar con control para la amplitud, frecuencia y fase de las ondas en cuestión.

La topología de un inversor como fuente de voltaje trifásica es similar a la de medio puente y a la de puente completo para las fuentes monofásicas, la diferencia radica en que para conseguir este tipo de fuente se tienen tres piernas inversoras (como se muestra en la Figura 13), por lo que se requieren tres señales moduladoras, las cuales



deben tener el mismo desfaseamiento que las ondas deseadas a la salida, es decir, el sistema de ondas moduladoras debe ser un sistema trifásico balanceado.

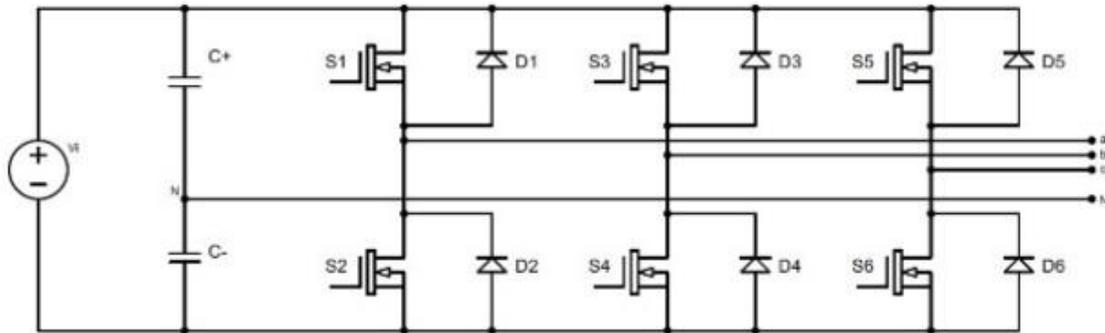


Figura 13. Inversor como fuente de voltaje trifásica.

Para comprender el funcionamiento de este tipo de inversores de manera sencilla, repasaremos lo visto en las topologías antes mencionadas. Si consideramos que en la topología de medio puente se cuenta con una terminal viva y una referencia para dicha terminal, se podría tomar como un sistema monofásico que cuenta con una fase y un neutro; esta aclaración es importante para comprender las posteriores, pues en la topología de puente completo, se tienen dos terminales independientes a la referencia, las cuales toman sus valores gracias a dos señales moduladoras distintas, las cuales corresponderían a un sistema bifásico, donde la referencia podría ser considerada de igual manera como el neutro. Ahora, siguiendo esta lógica, asociando el número de piernas inversoras y señales moduladoras para ellas podemos asumir una relación con el número de fases; para el medio puente se cuenta con una pierna inversora, una señal moduladora y se tiene un sistema monofásico; para el puente completo se tienen dos piernas inversoras, dos señales moduladoras y se tiene un sistema bifásico; así que con el inversor trifásico, se tienen tres piernas y tres señales moduladoras (correspondientes a un sistema trifásico) las cuales generarán una señal de control asociada a cada pierna inversora. Los voltajes entre fases ( $V_{ab}$ ) resultantes de la inversión se dan de manera similar al obtenido en el puente completo; sin embargo, las ondas a la salida siguen presentándose en forma de pulsos, por lo cual no se puede conectar directamente dichas señales de CA a una red eléctrica donde se distribuya potencia, por lo cual se hacen pasar las señales resultantes por filtros de tal manera que se eliminen componentes armónicos y así obtener una señal lo más semejante posible a una senoidal. La Figura 14 muestra la diferencia entre una señal filtrada y sin filtrar a la salida de un inversor trifásico.

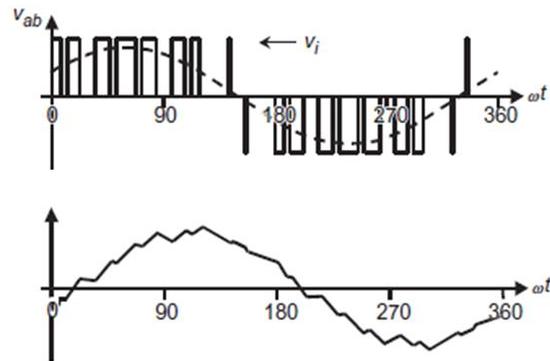


Figura 14. Voltaje entre fases a la salida de un inversor trifásico antes y después de filtrado de armónicos.

En la Figura 15 se muestra el gabinete de un inversor trifásico ABB de 500 MW.



Figura 15. Gabinete con inversor trifásico ABB de 500 MW con reguladores MPPT.

### 2.3. Transformadores de potencia

Los transformadores son máquinas eléctricas encargadas de cambiar los niveles del potencial eléctrico o voltaje que se usan para transmitir potencia eléctrica a través de circuitos magnéticos acoplados a través de bobinas o devanados de conductores aislados; específicamente, los transformadores son formados por un núcleo de un material ferromagnético el cual permita el flujo magnético a través de él y dos enrollamientos de material conductor aislado los cuales se asocian a los diferentes niveles de tensión que maneja un transformador.

En el núcleo de los transformadores se genera un flujo magnético a partir de una fuerza magnetomotriz la cual se da por un principio parecido a la ley de Faraday, pero que se da de forma inversa, de tal manera que se transforma electricidad a magnetismo en vez de magnetismo a electricidad. Para esto se requiere una fuerza



magnetomotriz ( $\mathcal{F}$ ) y un material ferromagnético, con cierta reluctancia ( $\mathcal{R}$ ), por el cual circulará el flujo magnético ( $\Phi$ ), en este caso, el material es el núcleo del transformador. La relación entre estos parámetros es parecida a la ley de ohm y se representa de la siguiente manera:

$$\mathcal{F} = \mathcal{R}\Phi \quad (3)$$

La fuerza magnetomotriz depende directamente del número de vueltas que tiene un devanado que rodea al material ferromagnético ( $N$ ) y de la corriente eléctrica que circula a través del devanado ( $i$ ) y se relacionan como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\mathcal{F} = Ni \quad (4)$$

Con lo anterior tenemos la relación directa entre corriente eléctrica y flujo magnético de tal manera que, al sustituir la fuerza magnetomotriz de la segunda ecuación en la primera, obtenemos la siguiente relación que muestra que el flujo magnético se induce de una corriente eléctrica.

$$Ni = \mathcal{R}\Phi \quad (5)$$

Para crear un flujo magnético a partir de una corriente, no se tiene ninguna limitación en cuanto a la forma de la onda eléctrica, pues el flujo magnético tendrá la misma forma que la corriente eléctrica, sin embargo, la naturaleza de la fuente de electricidad que alimenta un transformador debe ser una fuente de CA; esto se debe a que, al contrario de crear un flujo magnético a través de electricidad, se requiere que el flujo magnético (y por lo tanto la corriente que lo induce) sea variable en el tiempo para que éste pueda generar electricidad. Esto se puede explicar con la ya mencionada ley de Faraday.

La ley de Faraday nos dice que al existir un flujo magnético variable que atraviese una o varias espiras de un material conductor, se presentará un voltaje inducido ( $e$ ) en las terminales de dicho conductor (véase en la Figura 16), el cuál dependerá del número de espiras con que éste cuente ( $N$ ) y la variación del flujo magnético ( $\Phi$ ) que las atraviese, es decir, se genera electricidad mediante un flujo magnético variable.

$$e = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (6)$$

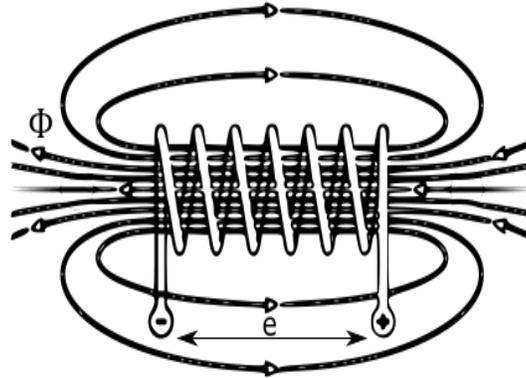


Figura 16. Voltaje inducido en un conductor de espiras al ser atravesado por un flujo magnético variable.

Con ambos principios explicados, podemos decir que el funcionamiento de un transformador consiste en transformar la energía eléctrica a la entrada del mismo en magnética para así volverse a transformar en eléctrica, sin embargo, como se mencionó al principio del apartado, el propósito principal de un transformador es cambiar los niveles de tensión que se manejan a la entrada y a la salida del mismo. Para cada transformador, se tiene una relación de transformación ( $a$ ) la cual indicará qué tanto aumenta o disminuye el voltaje a la salida del transformador con respecto al voltaje de entrada, es decir, siendo  $V_1$  el voltaje en el devanado primario y  $V_2$  el del secundario, se cumple la siguiente relación:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (7)$$

Donde  $N_1$  es el número de vueltas del devanado primario y  $N_2$  del secundario, lo que indica que la relación de transformación es definida por el número de vueltas en los devanados de un transformador, siendo el voltaje secundario del transformador igual al valor del primario dividido por un coeficiente que en este caso es la relación de transformación.

$$V_2 = \frac{V_1}{a} \quad (8)$$

Históricamente hablando, estas máquinas fueron inventadas por una razón específica. En la década de 1880, Thomas Alva Edison inventó un sistema de distribución de energía eléctrica a 120 volts de CD, este sistema presentaba un grave problema de pérdidas en la transmisión asociadas a las altas corrientes de transmisión, por lo que el sistema era muy ineficiente. Con la invención del generador de corriente alterna, y posteriormente la del transformador, se elevó de gran manera la eficiencia de la transmisión de energía eléctrica, pues gracias a esto se logró disminuir las pérdidas que se tenían con el sistema de CD al elevar los niveles del voltaje de transmisión, ya



que, al manejar una potencia específica, si se eleva la tensión, disminuyen los niveles de corriente y al mismo tiempo las pérdidas asociadas a la misma.

Un transformador siempre cumple con el principio de la conservación de la energía, es decir, que idealmente la potencia que entra a él es igual a la que sale. La potencia eléctrica ( $S$ ), está directamente relacionada con el voltaje ( $V$ ) y la corriente ( $I$ ) que circula en un sistema, siendo la potencia el producto de estos.

$$S = VI^* \quad (9)$$

Donde  $I^*$  es el conjugado de la corriente  $I$

Esto se considera para ambos lados de un transformador, donde la potencia del devanado primario ( $S_1$ ) es igual a la potencia del secundario ( $S_2$ ), por lo cual obtenemos las siguientes expresiones:

$$S_1 = S_2 \Rightarrow V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (10)$$

Para obtener la relación de transformación de las corrientes, a partir de la expresión de la relación de transformación despejamos dicho término.

$$a = \frac{V_1}{V_2} \quad (11)$$

Y de la relación de potencias obtenemos la siguiente expresión.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{a} \quad (12)$$

Por lo que la relación de transformación de las corrientes es la siguiente:

$$I_2 = a I_1 \quad (13)$$

El coeficiente que se multiplica para la relación de voltaje se relaciona de manera inversa para la relación de corriente, esto implica que al tener una elevación de voltaje habrá una reducción en los niveles de corriente y viceversa; lo cual nos demuestra que el elevar los niveles de tensión en un sistema disminuye los niveles de corriente manejando la misma potencia y disminuyendo así las pérdidas asociadas a la corriente en la transmisión de la energía eléctrica.

Por otro lado, como en cualquier elemento que implica una transformación de energía, existen pérdidas en un transformador. Estas pérdidas existen debido a dos elementos del transformador: los devanados y el núcleo, a los cuales se les asocian las pérdidas eléctricas y las pérdidas magnéticas respectivamente. En los devanados, las pérdidas



se dan debido a que todo conductor posee una resistencia eléctrica y por efecto Joule se genera un calentamiento en los mismos que representa pérdidas, las cuales pueden disminuir al utilizar materiales de alta conductividad como el cobre. Al núcleo se le asocian dos tipos de pérdidas: por histéresis y por corrientes parásitas; el fenómeno de histéresis se da de tal manera que el flujo magnético no es el mismo para un valor específico de fuerza magnetomotriz mientras el material se magnetiza que cuando se desmagnetiza a causa de flujo remanente que circula en el núcleo, éstas pérdidas se disminuyen al usar materiales ferromagnéticos como el hierro; ahora bien, se les conoce como corrientes parásitas a aquellas que se generan por inducción en el mismo núcleo y circulan en él generando pérdidas, la medida que se toma contra estas corrientes es usar núcleos laminados para armar los transformadores, es decir, se utilizan distintas placas barnizadas con un material dieléctrico para formar un bloque que será el núcleo del transformador como se muestra en la Figura 17.

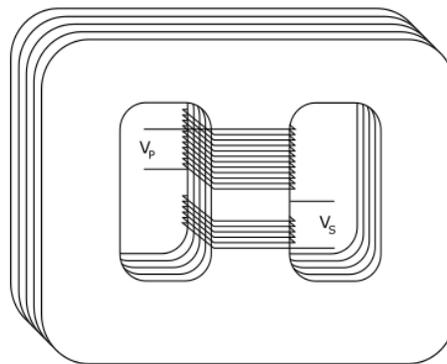


Figura 17. Transformador monofásico con núcleo laminado.

Incluso sabiendo que el uso de transformadores implica pérdidas, el hecho de ser más pequeñas sobre las pérdidas en líneas de transmisión para un sistema que no maneja altas tensiones, hace que su uso resulte en un sistema de energía eléctrica más eficiente en cuanto a pérdidas.

Existen distintos tipos de transformadores; en sistemas de potencia se les clasifica principalmente por su uso en: transformadores de potencia o de instrumentación, y por el número de fases que manejan: monofásicos o trifásicos. En este apartado se hará énfasis en los transformadores de potencia, pues los de instrumentación se analizarán más adelante.

El transformador monofásico es el más común y es utilizado desde sistemas de potencia a grande escala, hasta circuitos electrónicos mucho más pequeños. Su construcción es la que se mostró para analizar el funcionamiento de los



transformadores en general anteriormente, consta de un núcleo y dos devanados que se identifican como devanado o lado primario y secundario del transformador, así como se muestra en la Figura 18.

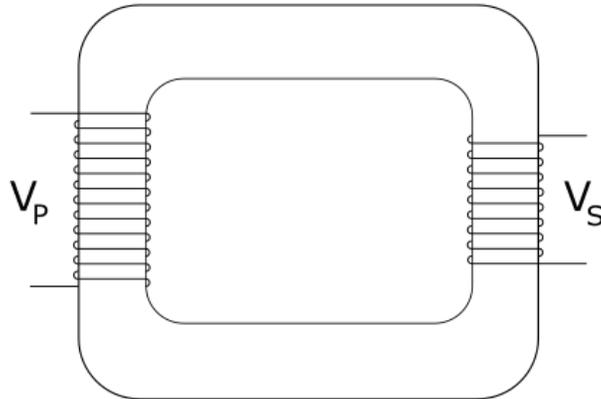


Figura 18. Transformador monofásico.

Los transformadores trifásicos son utilizados principalmente para sistemas de potencia y funcionan con los mismos principios que los transformadores monofásicos, pero su construcción consiste en un solo núcleo con dos devanados (primario y secundario) por fase, es decir, cuenta con seis devanados (como se muestra en la Figura 19), siempre considerando que debe existir la misma relación de transformación para cada par de devanados, o en otras palabras, todos los devanados primarios deben contar con el mismo número de vueltas al igual que los secundarios; podría decirse que son tres transformadores iguales con un núcleo compartido.

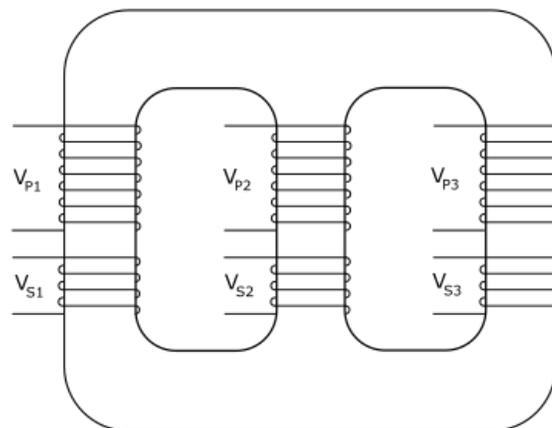


Figura 19. Transformador trifásico.

Por otro lado, los transformadores monofásicos también pueden utilizarse en sistemas trifásicos, formando lo que se conoce como banco trifásico, el cual consiste en tres



transformadores monofásicos iguales (uno para cada fase) interconectados de acuerdo con la aplicación correspondiente.

Las conexiones más comunes de los devanados de los transformadores trifásicos son: en delta ( $\Delta$ ) o estrella (Y), esta última puede ser o no aterrizada. Los siguientes esquemas en la Figura 20 muestran la conexión en delta en la parte izquierda y la conexión en estrella en la derecha.

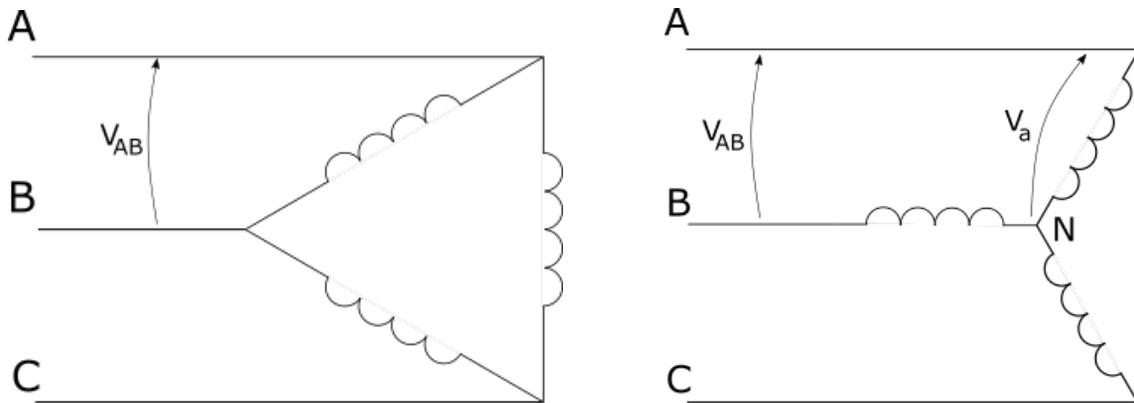


Figura 20. Conexión delta ( $\Delta$ ) y conexión estrella (Y).

Con estas conexiones se tienen 4 posibles combinaciones para los transformadores trifásicos (o banco de monofásicos):

- Estrella-Estrella (Y-Y)
- Estrella-Delta (Y- $\Delta$ )
- Delta-Estrella ( $\Delta$ -Y)
- Delta-Delta ( $\Delta$ - $\Delta$ )

La relación de transformación es la misma del transformador cuando se tienen las conexiones Y-Y o  $\Delta$ - $\Delta$ , sin embargo, se debe considerar que al tener  $\Delta$ -Y o Y- $\Delta$  se relacionan tensiones entre fases y de fase a neutro, por lo que la relación de transformación se verá afectada por un factor de  $\sqrt{3}$ , además de que habrá un desfaseamiento de  $30^\circ$  entre la entrada y la salida.

#### 2.4. Subestaciones eléctricas

Una subestación eléctrica es un sistema formado por elementos los cuales se utilizan para manipular y controlar la energía eléctrica que circula por la red eléctrica, con el



fin de llevarla a los usuarios con las características que estos requieren. Existen tres distintos tipos de subestaciones eléctricas:

- Subestaciones variadoras de tensión:

Se encargan de elevar o reducir el nivel de tensión en un punto del sistema; el elemento principal de estas subestaciones son los transformadores de potencia.

- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito:

Se encargan de conectar o desconectar circuitos que forman parte de una red según se requiera para la optimización de la transmisión y distribución de energía eléctrica.

- Subestaciones mixtas:

Cumplen tanto las funciones de las variadoras de tensión como las de maniobra.

Otra clasificación de las subestaciones es según los niveles de tensión que manejan:

- Subestación de transmisión: Más de 230 kV
- Subestación de subtransmisión: De 115 kV a 230 kV
- Subestación de distribución primaria: De 23 kV a 115 kV
- Subestación de distribución secundaria: Menos de 23 kV

Las subestaciones son ubicadas en localizaciones específicas resultantes de estudios de planeación que involucran factores climatológicos y geológicos de la región donde se desee implementar una de estas instalaciones.

Para el análisis y el diseño de una subestación se utilizan una nomenclatura y una simbología normalizadas para los elementos que éstas utilizan, de acuerdo con las normas mexicanas NOM, americanas ANSI y las internacionales IEC.

Una subestación consta de diversos equipos y elementos entre los cuales está el transformador, del que ya se hizo mención en el inciso anterior, en el resto de este capítulo se dará una breve descripción de los más importantes.

#### **2.4.1. Interruptores**

Los interruptores son dispositivos electromecánicos que permiten suspender y reanudar el flujo de corriente eléctrica, los cuales son controlados por señales de disparo provenientes de relevadores de protección, con el fin de aislar fallas en el sistema eléctrico de potencia y evitar que éstas se propaguen o para dar mantenimiento a alguna parte del mismo.



Los interruptores deben ser capaces de soportar las corrientes normales de operación e interrumpir las grandes corrientes de falla que se lleguen a presentar en el sistema. Los interruptores cuentan con una cámara de extinción donde se encuentran los contactos que se separan para interrumpir la continuidad del circuito, al abrir un circuito en condiciones de carga forma un arco eléctrico, el cual debe extinguirse de manera rápida para cortar definitivamente el flujo de corriente, lo cual se logra con la acción de fluidos aislantes como el hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ) dentro de la cámara.

Por otro lado, los interruptores cuentan con un mecanismo de accionamiento, el cual puede ser de distintos tipos dependiendo del nivel de tensión al que estos operen. Su accionamiento puede ser con resorte, tipo neumático con compresores o electrohidráulico con bobinas de cierre o disparo.

Los interruptores son representados en diagramas unifilares con un recuadro y se les asigna el número ANSI 52; además deben estar siempre conectados a dos cuchillas (una de cada lado) como se muestra en la Figura 21, para poder manipular y desconectarse conforme sea necesario.



Figura 21. Interruptor con cuchillas desconectadoras.

#### **2.4.2. Cuchillas desconectadoras**

Las cuchillas en subestaciones son elementos que permiten conectar o aislar elementos específicos del sistema para poder ser manipulados, con fines principalmente de mantenimiento y de maniobra. Las cuchillas, a diferencia de los interruptores, no pueden operar en condiciones de carga, es decir, pueden operar cuando estén sometidas a un potencial eléctrico siempre y cuando no haya una corriente circulando a través de ellas, pues de igual manera que con los interruptores, se crearía un arco eléctrico entre las terminales de contacto de la cuchilla, pero al contrario de los interruptores, las cuchillas no cuentan con ningún medio para extinguir dicho arco y, por lo tanto, se destruirían.

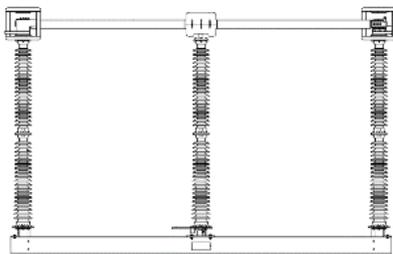
Las cuchillas desconectadoras de una subestación son formadas por una base de lámina galvanizada, dos o tres columnas de aisladores (dependiendo del tipo de



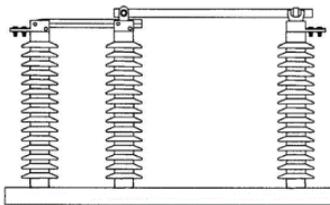
cuchilla), una mordaza contactora y la cuchilla que es una pieza metálica alargada la cual hace contacto con la mordaza para cerrar el circuito.

Otra diferencia entre los interruptores y las cuchillas es que el accionamiento de éstas no es automático y en algunos casos se tienen mecanismos de bloqueo para no ser accionadas bajo condiciones de riesgo. La activación de las cuchillas pueden ser de manera remota o de manera local dependiendo del tipo de mecanismo que se use en su activación, pues las cuchillas que operan con motores para su cierre y apertura pueden ser manipuladas tanto remota como localmente, sin embargo, existen cuchillas cuyo accionamiento es a través de mecanismos como manivelas los cuales, además de ser más lentos, sólo pueden accionarse de manera local.

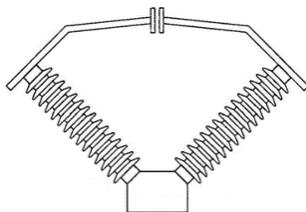
Existen distintos tipos de cuchillas que se utilizan en subestaciones para desconexión y/o para maniobra las cuales se muestran en la Figura 22.



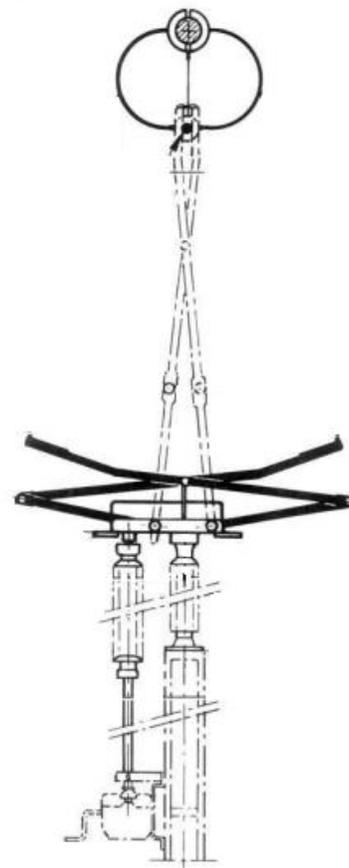
22-a) Doble apertura lateral: Opera horizontalmente rotando la columna central.



22-b) Apertura vertical: Opera verticalmente elevando y descendiendo su barra metálica.



22-c) Tipo V: Opera elevando sus barras metálicas para que se interrumpa la continuidad.



22-d) Pantógrafo: Puede conectarse a distintos circuitos elevando o descendiendo sus barras metálicas.

Figura 22. Tipos de cuchillas desconectoras utilizadas en subestaciones.



### **2.4.3. Relevadores de protección**

Los relevadores de protección son equipos que permiten detectar condiciones de operación anormales y/o riesgosas de un sistema eléctrico de potencia, y enviar una señal de disparo a los interruptores a los que estén conectados para así interrumpir los circuitos que se vean afectados por estas condiciones, las cuales por lo general implican la presencia de una falla en el sistema.

Estos dispositivos son capaces de detectar las fallas y en algunos casos identificarlas gracias a la medición del voltaje o la corriente que se tiene de la zona en que operan, hay relevadores que utilizan ambas mediciones y algunos que funcionan con otras medidas como frecuencia, temperatura, entre otras. Los relevadores se clasifican por sus componentes y por su forma de operación en: electromecánicos, de estado sólido y microprocesados.

Existen relevadores que actúan de manera instantánea, con un retraso de tiempo (o de tiempo inverso) definido o con un retraso de tiempo que depende de la magnitud de la medida que representa la falla. A partir de esto se da el concepto de coordinación de protecciones, que consiste en el ajuste de dos o más relevadores que trabajen en conjunto para una mayor confiabilidad del sistema ante las fallas; los relevadores instantáneos suelen ser utilizados como relevadores primarios y los que tienen retraso como relevadores de respaldo, mas no siempre los relevadores primarios son instantáneos, debido a que hay elementos del sistema como motores y generadores que presentan valores transitorios que pueden ser interpretados como fallas por relevadores instantáneos, haciendo así necesario el uso de relevadores con retraso como protección primaria.

Los relevadores de protección, en diagramas unifilares, son representados con círculos y se les asigna un número ANSI o un código de IEC; en este escrito se representarán con números ANSI.

En subestaciones se usan distintos tipos de relevadores, de los cuales se muestran los principales a continuación:

- Relevador de sobrecorriente

Este tipo de relevadores detectan magnitudes de corriente mayores a un valor especificado, por lo que requieren de la medición de corriente para operar. Existen relevadores de sobrecorriente instantáneos (50) y de tiempo inverso (51).



- Relevador diferencial (87)

Estos relevadores reaccionan ante la diferencia de dos o más corrientes con la finalidad de proteger un elemento específico como un transformador, una barra, u otros; con la finalidad de asegurar que la suma de las corrientes entrantes a dicho elemento sea igual a la suma de corrientes salientes del mismo, asegurando así que no exista ninguna falla dentro de dicho elemento. Estos relevadores toman medidas únicamente de corriente, pero por su funcionamiento, opera con al menos dos medidas.

- Relevador de distancia (21)

También son conocidos como relevadores de impedancia y se usan para proteger líneas de transmisión cuando existe una falla en ellas. Operan con medidas de voltaje y de corriente, haciendo la división entre estos, resultando en un valor equivalente a una impedancia. Estos relevadores también ayudan a conocer el punto de la línea donde ocurre la falla, pues al tratarse de líneas de transmisión, se sabe que la impedancia de la misma se asocia a su longitud, implicando que una impedancia específica representa una distancia específica, siendo esta la razón de su nombre.

- Relevador direccional (67)

Este relevador se usa como un relevador de sobrecorriente que sólo detecta las fallas en una dirección verificando el sentido en el que fluye la corriente a partir del punto en que este se instala, para esto requiere de dos medidas: la corriente que se desea verificar y una señal de referencia, la cual puede ser de voltaje o incluso otra de corriente, pero la más utilizada es un voltaje como referencia.

- Relevador de sobrevoltaje (59)

Responde ante niveles de voltaje por encima de un valor predefinido; es similar al de sobrecorriente, pero este considera medidas de voltaje para su funcionamiento.

- Relevador de bajo voltaje (27)

Con este relevador se verifica que el voltaje no sea más bajo que el límite inferior que se permite para su magnitud, por lo tanto, usa medidas de voltaje. Su constitución es similar a la del relevador de sobretensión.

- Relevador de potencia (32)

Este relevador funciona con medidas de corriente y de voltaje, de los cuales obtiene el producto verificando el valor de la potencia y el ángulo entre corriente y voltaje para su operación.



- Relevador de frecuencia (81)

Estos relevadores requieren la medición de la frecuencia a la que opera el sistema, de tal manera que opera si el valor de dicha medición se aleja de manera considerable del preestablecido, 60 Hz en México.

- Relevador térmico (49)

Se utiliza para proteger equipos específicos de algún sobrecalentamiento.

#### **2.4.4. Transformadores de instrumentación**

Los transformadores de instrumentación son dispositivos utilizados para escalar las medidas de voltaje y de corriente en sistemas de potencia de tal manera que se puedan reducir a una escala aprovechable por los relevadores de protección y otros equipos que toman medida de ellos. Deben tener cierta precisión dependiendo del uso que se les dé; sus principales usos son para fines de: medición, protección e indicación, siendo la medición la aplicación que requiere de mayor precisión (clase de precisión de 0.3%)<sup>7</sup> y la tarea de indicación la que requiere de menor precisión.

Con este tipo de transformadores es de suma importancia verificar la polaridad de su conexión, pues de esto dependen situaciones como el correcto funcionamiento de los relevadores direccionales.

Existen dos tipos de transformadores de instrumentación:

- Transformador de corriente (TC)

Son utilizados para medir altas corrientes en un sistema eléctrico de potencia, generalmente reducen las magnitudes de un valor nominal a 5 o 1A. Su conexión es en serie con el conductor o línea donde se desee obtener la medición.

- Transformador de potencial (TP)

Se utilizan para medir voltaje y reducen los valores nominales del sistema a valores de 120 o 115 V. Se conectan en paralelo ya sea entre fases o de fase a tierra para medir los voltajes correspondientes a dichas conexiones.

---

<sup>7</sup>Gilberto Enríquez Harper. (2017). Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas. México: Limusa. p. 191



#### **2.4.5. Barras colectoras**

Las barras colectoras son los elementos a los que se conectan todos los alimentadores de una subestación. Estas barras son tres elementos conductores (uno por fase) que se energizan a través de uno o más alimentadores y distribuyen la energía proveniente de ellos al resto de los alimentadores conectados a la barra.

Las subestaciones pueden contar con uno o más juegos de barras dependiendo del arreglo de barras que se considere para el diseño de la subestación. Existen distintos arreglos de barras, los cuales se implementan dependiendo principalmente del número de alimentadores y el nivel de tensión que maneja la subestación.



## Capítulo III

### Características del sistema para la implementación del parque fotovoltaico

Al tratarse de una propuesta para implementar un sistema real, en este capítulo se definirán de manera justificable las cuestiones primordiales para el diseño de una planta fotovoltaica, tales como su ubicación y sus características generales.

#### 3.1. Definición de la capacidad del parque

El primer parámetro por definir es la capacidad en potencia deseada de la planta a implementar, pues a partir de esto se estima el número de paneles a utilizar y, por lo tanto, el espacio requerido para su instalación.

Para 2016, en México ya se tenían 17 centrales fotovoltaicas principales, las cuales equivalían a menos del 1% de la capacidad total instalada del país considerando otras tecnologías, sumando 140 MW instalados, equivaliendo a 8.23 MW por central.<sup>8</sup>

La propuesta para este proyecto es una planta de 5 MW que funcione como un pequeño productor de energía eléctrica para venderse a CFE y así complemente el suministro de energía eléctrica en un estado de la república cuyo abastecimiento dependa de la producción de otros estados.

#### 3.2. Selección del sitio para el parque

En este apartado se definirá la ubicación de la central fotovoltaica considerando distintos factores que sustenten la factibilidad de esta propuesta, como el nivel de radiación solar principalmente.

Como se mencionó anteriormente, se busca que la planta se instale en un estado de la república cuyo abastecimiento de energía eléctrica represente un déficit en comparación con el consumo de ésta. En la Figura 23 se muestra un mapa de la República Mexicana donde se indica por estado el balance de energía eléctrica con respecto a la producción y la venta de la misma. En el mapa se utilizan tres colores para indicar la suficiencia de cada entidad (rojo para insuficiencia, amarillo para sitios

---

<sup>8</sup> SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031 PRODESEN, p. 36.



en balance y verde para generación en exceso) y se indica un coeficiente del balance por estado.



Figura 23. Balance de energía eléctrica en México al 2016.

Fuente: SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031 PRODESEN, p. 30.

Del mapa se puede observar que existen varios estados con déficit de generación con respecto a su consumo, por lo cual a continuación se analizará el siguiente factor a considerar.

### 3.2.1. Mapa de radiación solar en México

Al utilizar energía solar, es elemental conocer los niveles de radiación que se presentan en la zona donde se desee instalar la central eléctrica, considerando que, a mayor nivel de radiación, se obtendrá una mayor cantidad de energía. Para comprender esto, es importante definir los siguientes conceptos.

- Radiación

Se refiere a la propagación de energía que viaja en forma de ondas electromagnéticas producidas por un cuerpo u objeto conocido como fuente; en el caso de un sistema fotovoltaico, la fuente de radiación es el Sol.



- Irradiación

También conocida como insolación, es la cantidad de energía que incide sobre una superficie en un intervalo de tiempo. Sus unidades de medida son de energía por área, es decir, Wh/m<sup>2</sup>.

- Irradiancia

Esta medida indica la potencia a través de una superficie de manera general, es decir, la tasa de energía que incide por unidad de tiempo, por lo tanto, sus unidades son W/m<sup>2</sup>.

La diferencia entre los dos términos anteriores es que la insolación mide la energía que incide durante un periodo de tiempo definido, mientras que la irradiancia nos indica la potencia de incidencia de un momento o instante específico.

En los siguientes mapas se muestra un promedio de los niveles de radiación por región en México.

La Figura 24 muestra la insolación promedio por día registrada en distintas zonas de la república, marcando en rojo las de mayor nivel, naranja las intermedias y amarillo las de menor.

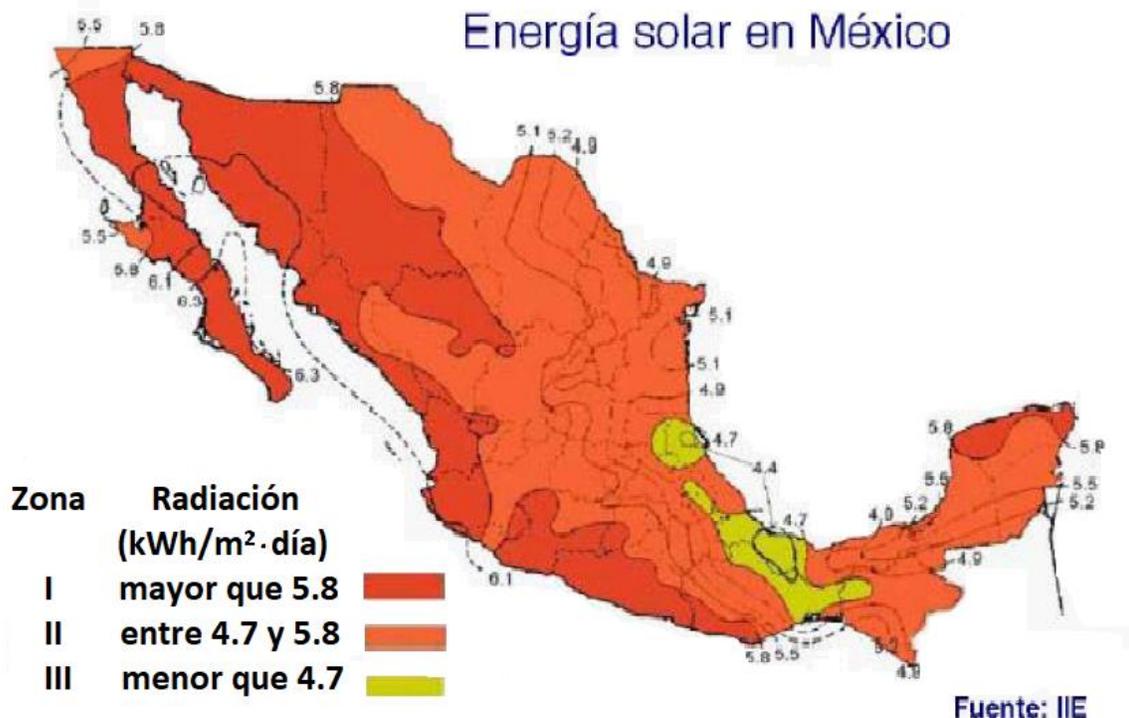


Figura 24. Insolación promedio por día en México.

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas.



Como se puede observar, los mayores niveles de radiación se presentan al oeste del país, principalmente el noroeste además de una pequeña porción de la península de Yucatán, sin embargo, se debe considerar que así como la radiación solar no es constante a lo largo de un día, tampoco lo es a lo largo del año, de tal manera que existen épocas con mayores niveles de irradiancia y otras con menores.

Las Figuras 25-a y 25-b muestran mapas con los niveles de irradiancia (mostrada en  $W/m^2$ ) en el país durante los meses de menor y mayor insolación respectivamente.

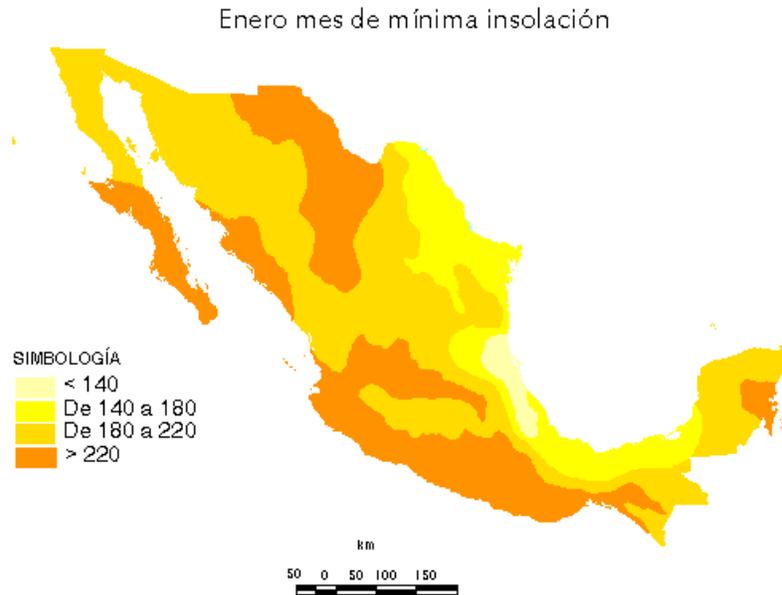


Figura 25-a) Irradiancia durante mes de menor insolación (enero).



Figura 25-b) Irradiancia durante mes de mayor insolación (mayo).

Figura 25. Niveles de irradiancia mínimos y máximos durante el año en México.

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas.



De los tres mapas anteriores, se puede observar que las tres regiones principales con mayores niveles de radiación a lo largo del año y en general son Baja California Sur, la zona central de Chihuahua y la zona norte de Sinaloa, sin embargo, los dos primeros cumplen con un balance de generación y consumo suficiente como se vio anteriormente, mientras que Sinaloa, es uno de los estados cuyo balance es insuficiente, por lo que cumple con las características mencionadas al principio de este capítulo.

### 3.2.2. Verificación de disponibilidad del sitio

Para poder construir una instalación en un sitio, primero debe verificarse que no exista nada construido en dicho lugar. Al tratarse de una instalación eléctrica que se conecte a la red eléctrica nacional, también debe considerarse un punto cercano para posteriormente llevar a cabo esa conexión de manera viable.

La Figura 26 muestra el mapa con la red de transmisión principal del sistema eléctrico nacional en 2016.



Figura 26-a) Red eléctrica nacional.



Figura 26-b) Red eléctrica en Sinaloa.

Figura 26. Red troncal de transmisión (2016).

Fuente: SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031 PRODESEN, p. 43.



Como se vio en el apartado anterior, la zona de interés para este proyecto yace al norte de Sinaloa, donde existen dos nodos que conectan a la red de transmisión: El Fuerte y Bacurato.

Al analizar el mapa de la región, se localizó un punto entre estas dos localidades que podría resultar factible en el poblado de Ocoroni. En la Figura 27 se muestran con puntos rojos El Fuerte y Bacurato, mientras que Ocoroni se indica con un punto azul.

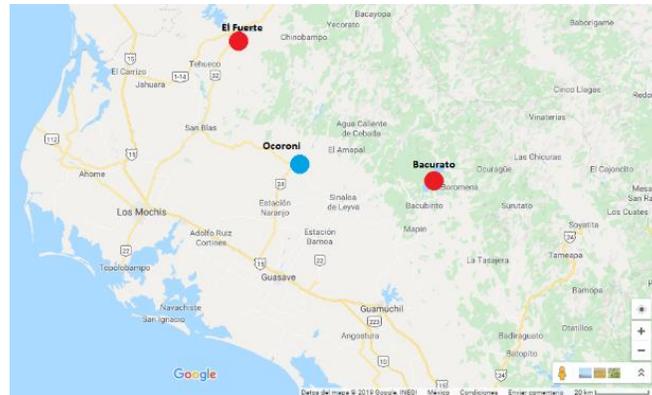


Figura 27. Mapa de la región norte de Sinaloa.

Fuente: Google Maps.

El espacio que requiere un parque fotovoltaico depende de la capacidad que se proyecta instalar, por lo que a continuación se harán los cálculos para estimar un aproximado para el área necesaria para este proyecto.

Como se puede ver en la Figura 25-a, para la zona antes mencionada, la irradiancia durante el mes de menor insolación es mayor a los  $220 \text{ W/m}^2$ , por lo que se tomará como referencia este dato; considerando que la central proyectada será de 5 MW. Para facilidad del manejo de las unidades, se utilizarán escalas de MW y km tanto para la radiación, como para los demás parámetros involucrados; considerando esto, el nivel de irradiancia se conserva en 220, pues un  $\text{W/m}^2$  es exactamente lo mismo que un  $\text{MW/km}^2$ .

Primeramente consideramos la eficiencia de los paneles solares, que como se vio en el capítulo II, llega a ser de hasta el 17% para los paneles más comunes, sin embargo, considerando que es un valor máximo y que existen otros factores que pudieran afectar el proceso de conversión de la energía, como el ángulo de incidencia de la radiación solar, entre otros; se considerará un factor de 0.1 para tener una noción de cuánta potencia necesita ser captada para la producción de los 5 MW.

$$\frac{5\text{MW}}{0.1} = 50\text{MW} \quad (14)$$



Estimando así que se requiere la captación de 50 MW a partir de la radiación solar para obtener 5 MW de potencia eléctrica.

Ahora bien, conociendo la potencia requerida, se puede calcular el área necesaria para poder obtener esta cantidad; para esto es que se requiere el nivel de radiación antes mencionado de 220 MW/km<sup>2</sup>, de tal manera que dicha área se obtiene a partir del cociente de la potencia requerida sobre el nivel de irradiancia.

$$\frac{50 \text{ MW}}{220 \frac{\text{MW}}{\text{km}^2}} = 0.2272 \text{ km}^2 \quad (15)$$

Resultando en un área de 0.2272 km<sup>2</sup> para la obtención de los 5 MW a través de la transformación. No obstante, esta área calculada, solo considera el espacio requerido para captación de energía, sin considerar el espacio entre cada panel, los accesos para el personal de la planta, las canalizaciones destinadas a la conexión de los paneles al resto del sistema, los equipos inversores, el espacio para la subestación, entre otras; por lo que se considerará un terreno a ocupar de al menos 0.5 km<sup>2</sup>.

De igual manera que se busca que este proyecto sea benéfico por lo mencionado en el capítulo I, se busca que no sea perjudicial en el sentido que se posicione lejos de alguna zona considerablemente poblada; tras una búsqueda por imágenes satelitales de la zona tomadas en 2019, se ubicó un terreno que cumplía con estas características ya mencionadas, siendo ubicado a 6 km del poblado de Ocoroni aproximadamente, en las coordenadas 25°55'51.7", -108°28'48.1". Las imágenes mencionadas se muestran en la Figura 28, indicando con un marcador el sitio exacto del terreno.



Figura 28. Ubicación del sitio contemplado para la instalación de la planta fotovoltaica propuesta.

Fuente: Google Maps.



Por último, también se consideró el relieve de la región para asegurarse que la sombra de algún cerro o montaña no interfiriera con la operación de la planta al proyectar una sombra sobre ella, por lo que se verificó que el sitio se encuentra a más de 5 km de los límites de la zona montañosa de la región como se puede observar en la Figura 29.



Figura 29. Relieve de la región del sitio.

Fuente: Google Maps.

### 3.3. Definición de niveles de tensión de operación del parque

En este apartado, se seleccionarán los niveles de voltaje tanto de C.D., como de C.A. para cada etapa del sistema.

La primera etapa que es la de generación a través de los paneles solares trabaja, como se mencionó anteriormente en el capítulo I, con voltajes de C.D., con valores aproximados de 40 V para paneles; sin embargo, de la misma manera que se hacen arreglos de celdas para obtener mayores niveles de voltaje y de corriente, se pueden conectar arreglos de paneles con el mismo fin. El nivel de voltaje de C.D. deseado del circuito fotovoltaico dependerá de la capacidad de los inversores para que estos trabajen con un rango tolerable de voltaje a su entrada.

Existen inversores con capacidades del orden de megawatts o las centenas de kilowatts, cuyos niveles de tolerancia de voltaje de C.D. a la entrada es entre 450 V y 750 V; considerando que los paneles no trabajan a valores de voltaje constante debido a las variaciones por la carga que se les conecte, debe seleccionarse un valor medio aproximado de tal manera que dichos niveles de voltaje puedan aumentar o disminuir sin sobrepasar los límites de operación del inversor. El valor medio para estos niveles de voltaje sería el promedio como se calcula a continuación:

$$V_{FV} = \frac{450V+750V}{2} = 600V \quad (16)$$



Por lo que se debe hacer un arreglo en serie de paneles que proporcione los 600 V aproximadamente. Para calcular el número de paneles en serie por arreglo se dividen el voltaje deseado entre el voltaje que entrega cada panel:

$$N_s = \frac{600V}{40\frac{V}{panel}} = 15 \text{ paneles} \quad (17)$$

Es decir, que se requieren arreglos en serie de 15 paneles para obtener un valor aproximado de 600 V, sin embargo, estos niveles son simples aproximaciones basadas en valores comunes de dispositivos en general; los valores reales se analizarán a detalle en su sección dentro del capítulo IV.

Por otro lado, a partir de los inversores, el resto del sistema trabaja con voltajes de C.A. Estos voltajes deben y pueden ser controlados de manera más precisa, pues existen valores específicos que se manejan en México para corriente alterna y se clasifican como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Niveles de tensión utilizados en México.<sup>9</sup>

<b>Transmisión</b>	<b>Subtransmisión</b>	<b>Distribución</b>	<b>Utilización</b>
400 kV	115 kV	34.5 kV	440V 3Φ
230 kV	69 kV	23.0 kV	220V 3Φ
		13.8 kV	127V 1Φ

Los inversores ya mencionados son capaces de producir voltajes de corriente alterna, a 50 o 60 Hz, cuyos niveles dependen del tipo de inversor, pues algunos de mayores potencias incluyen transformadores que permiten voltajes de hasta 36 kV a la salida del módulo, a diferencia de los de menores capacidades, que entregan voltajes alrededor de los 300 V, por lo que estos requieren de un transformador para la elevación a media tensión. Para disminuir las pérdidas en la conexión de los inversores al transformador de potencia principal, se manejará un voltaje de 34.5 kV en este tramo, siendo el valor más alto de los niveles de media tensión utilizados en México.

El nivel de voltaje restante involucrado en este proyecto es el de alta tensión para transmisión, el cuál será de 115 kV. Para este valor se tomaron en consideración la potencia que se desea transmitir que corresponde a los 5 MW del parque y las características de la red alrededor del mismo; como se vio en las Figuras 26-b y 27, el sitio seleccionado se encuentra entre dos subestaciones que transmiten a 115 kV.

<sup>9</sup>Gilberto Enríquez Harper. (2017). Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas. México: Limusa. p. 35



## Capítulo IV

### Generación

Como se mencionó en el capítulo II, para lograr que una fuente fotovoltaica nos proporcione la potencia que requerimos se conectan arreglos de paneles. En la Figura 30 se muestran los circuitos que componen una fuente fotovoltaica según la NOM-001-SEDE-2012.

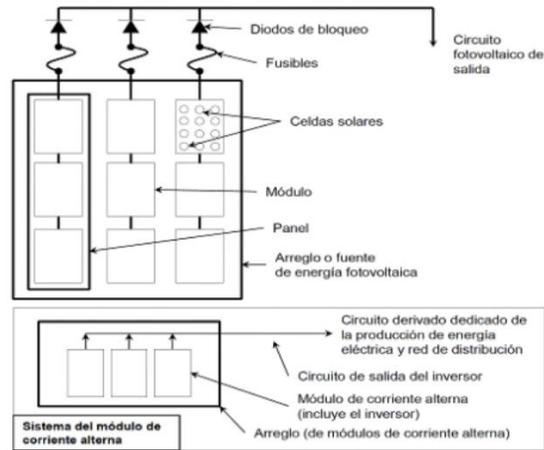


Figura 30. Identificación de componentes de un sistema solar fotovoltaico.

Fuente: NOM-001-SEDE-2012

Un sistema fotovoltaico, como se vio anteriormente, requiere de ciertos equipos para poder ser conectados y alimentar a la red eléctrica nacional; la Figura 31 muestra un diagrama de bloques con las etapas y elementos que componen un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía desde la salida del circuito fotovoltaico hasta la salida del inversor según la NOM-001-SEDE-2012.

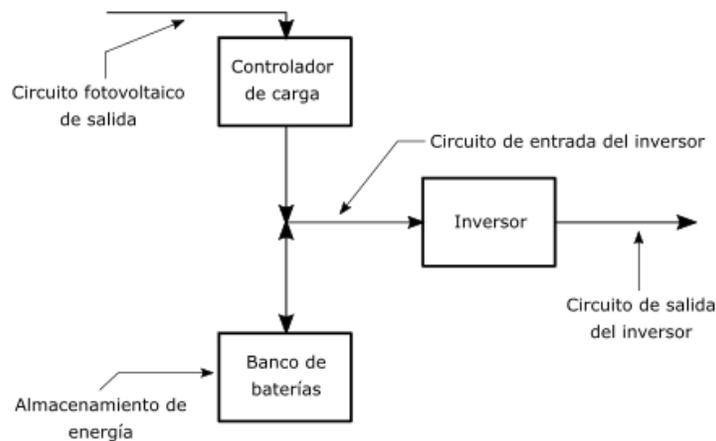


Figura 31. Elementos de un sistema fotovoltaico para su conexión a un sistema de C.A.



En este capítulo se especificarán los equipos a utilizar, así como sus características de operación con respecto al subsistema de generación de este proyecto, además de cuestiones como su ubicación y acomodo dentro del parque, abarcando desde los paneles solares hasta la conexión de los inversores.

#### 4.1. Selección de paneles fotovoltaicos

Para esta sección se utilizó como referencia el programa Simulink, que es un software de simulación e incluye modelos de distintos paneles solares con características reales según los valores nominales de cada modelo como se muestra en la Figura 32.

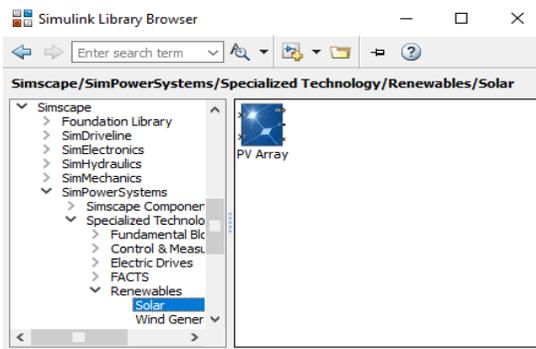


Figura 32-a) Bloque de panel solar en Simulink.

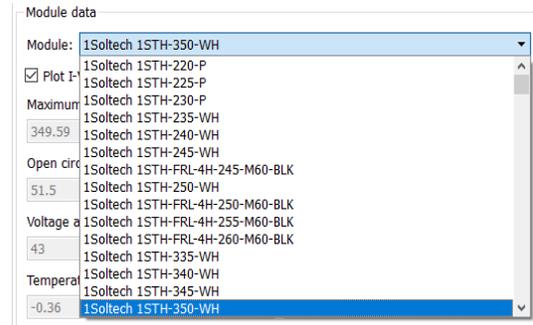


Figura 32-b) Despliegue de modelos de paneles solares en Simulink.

Figura 32. Selección de paneles solares en Simulink.

Se investigaron, vía internet, otros modelos distintos a los que aparecen en Simulink para verificar que fuesen modelos reales, cuyas características y valores nominales coincidieran con los que proporciona Simulink.

Dentro del listado de modelos, se encuentra uno con capacidad nominal de 350 W, la cual se considera una buena capacidad para reducir la cantidad de paneles necesarios para cubrir los 5 MW requeridos. Este modelo es el 1Soltech 1STH-350-WH.

Para identificar y comprender las características nominales de un panel solar, a continuación, se hará un análisis de su comportamiento.

La potencia que entrega un panel solar va de la mano con el voltaje y la corriente que proporciona, y la relación entre estos dos sigue una curva específica, de tal forma que existe un punto de potencia máxima cuando el producto de la corriente con el voltaje es el mayor posible, tal como se muestra en la Figura 33.

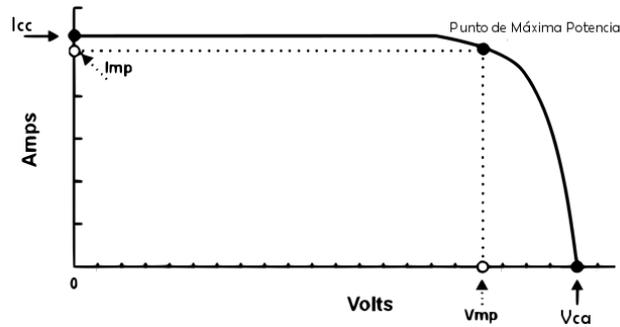


Figura 33. Curva de voltaje-corriente de un panel solar.

De la gráfica anterior obtenemos 4 datos importantes a considerar:

- Voltaje de circuito abierto ( $V_{ca}$ )
- Corriente de corto circuito ( $I_{cc}$ )
- Voltaje de máxima potencia ( $V_{mp}$ )
- Corriente de máxima potencia ( $I_{mp}$ )

Estos datos son básicos para el diseño del sistema.

Por otro lado, la curva de potencia de un panel solar cambia bajo ciertas condiciones, de tal forma que dicha curva se reduce o aumenta debido a la variación de la irradiancia que incide sobre su superficie y de la temperatura, como se muestra en la Figura 34.

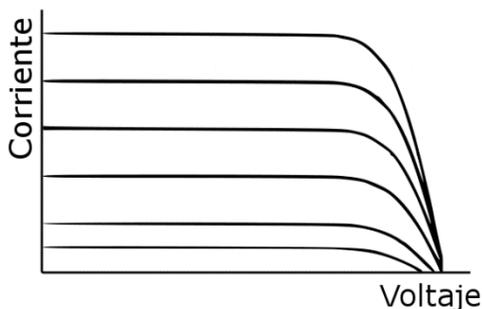


Figura 34-a) Variación asociada a la irradiancia.

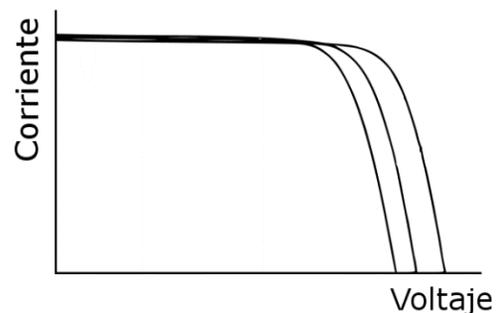


Figura 34-b) Variación asociada a la temperatura.

Figura 34. Variación de la curva de voltaje-corriente de un panel debido a variaciones en sus condiciones de operación.

Los datos nominales de un panel se miden en laboratorio con condiciones específicas conocidas como STC (Standard Test Conditions), con niveles de irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Estos datos, para un panel 1Soltech 1STH-350-WH, se muestran en la Tabla 3.



Tabla 3. Dimensiones físicas y eléctricas de un panel 1Soltech 1STH-350-WH.<sup>10</sup>

Imp	8.13 A
Vmp	42.98 V
Icc	8.93 A
Vca	51.47 V
Temp. nominal de operación	50 °C
Coef. de temp. de Icc	0.09 %/K
Coef. de temp. de potencia	-0.48 %/K
Coef. de temp. de voltaje	-0.19 V/K
Fusibles en serie	15 A
Voltaje máximo del sistema	1000 V
Calibre de conductores de salida	12 AWG
Longitud de conductores de salida	1 m
Largo	1652 mm
Ancho	1306 mm
Alto	50 mm
Montaje para su instalación	Bastidor
Tiempo de vida al 80% de potencia	25 años

Simulink proporciona las curvas de corriente y potencia de los paneles, como se muestran en la Figura 35.

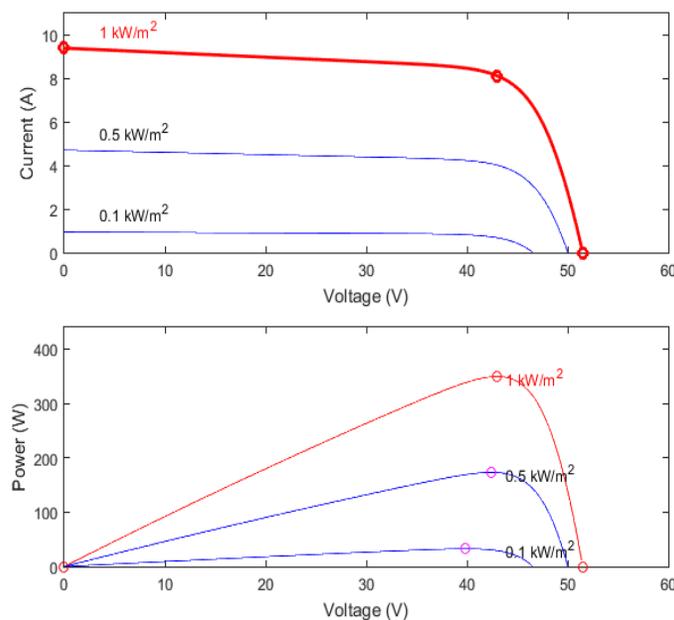


Figura 35. Curvas de voltaje contra corriente y potencia de un 1Soltech 1STH-350-WH.

<sup>10</sup> Solar Design Tool. 1SolTech 1STH-350-WH (350W) Solar Panel. Recuperado de: <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/1SolTech/2493/1STH-350-WH/specification-data-sheet.html>



Estas curvas se graficaron considerando un solo módulo a una temperatura de 25 °C, con tres niveles de irradiancia: 1000 W/m<sup>2</sup>, 500 W/m<sup>2</sup>, y 100 W/m<sup>2</sup>. Como se puede observar, los cambios en la radiación afectan principalmente a la corriente y, por consiguiente, a la potencia, sin afectar de manera considerable al voltaje del punto de máxima potencia, que se considera como el nominal de operación, como se observa en la Figura 34-a.

Como se nota en la Figura 34-b, las variaciones de temperatura para la operación del panel no afectan de manera considerable a la corriente, pero al ser uno de los factores más importante a controlar en un sistema eléctrico, se deben considerar las variaciones en el voltaje que representa este factor.

Para conocer estos datos, se utilizó el software HOMER Pro para la obtención de datos, como la temperatura promedio mensual en la región propuesta para la instalación de la planta. La Tabla 4 muestra estadísticas de la temperatura registrada mensualmente en una base de datos de la NASA proporcionada por este software.

Tabla 4. Registros de temperatura promedio por mes en la región seleccionada para la planta fotovoltaica.

Mes	Temperatura promedio al día en °C
Enero	18.58
Febrero	19.12
Marzo	20.30
Abril	22.73
Mayo	25.37
Junio	27.14
Julio	26.44
Agosto	26.33
Septiembre	26.06
Octubre	24.88
Noviembre	22.17
Diciembre	19.39

Las temperaturas mínima y máxima que se presentan son de 18.58 °C y 27.14 °C, respectivamente, por lo que se debe evaluar si, los voltajes de operación a estas temperaturas se encuentran en el intervalo de operación ya mencionado en el capítulo anterior. Para esto, se considera el coeficiente de temperatura para el voltaje de la Tabla 4, de tal manera que el voltaje corregido se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_{mpnuevo} [V] = V_{mp} + (TC_V(T - 25^\circ C)) \quad (18)$$



El coeficiente para este caso es  $-0.19 \text{ V/K}$ , sin embargo, al tratarse de una diferencia de temperaturas, pueden manejarse los K como  $^{\circ}\text{C}$ ; por lo que los voltajes ajustados a los límites de temperatura son los siguientes:

$$V_{mp_{min}} = 42.98 + (-0.19(18.58 - 25)) = 43.25V \quad (19)$$

$$V_{mp_{max}} = 42.98 + (-0.19(27.14 - 25)) = 41.62V \quad (20)$$

Ahora bien, conociendo estos límites de operación, se deben definir los arreglos de paneles a utilizar para formar los circuitos fotovoltaicos y su distribución en el sitio destinado al parque.

## 4.2. Distribución de los paneles

Retomando lo visto en el capítulo anterior con respecto al voltaje total para el sistema, se consideraron 15 paneles conectados en serie, por lo que, al considerar el punto de máxima potencia, con un valor de  $42.98 \text{ V}$  por panel, se obtiene un voltaje de  $644.7 \text{ V}$  a la salida de la fuente fotovoltaica, considerando que durante la operación normal del sistema a lo largo del año, los límites de operación serían de  $648.75 \text{ V}$  y  $624.3 \text{ V}$ , debido a las variaciones en la temperatura, el cual es un intervalo de voltajes de operación aceptable, considerando los límites de  $450$  a  $750 \text{ V}$ .

Ahora bien, para alcanzar los niveles de corriente que cubran la potencia a la entrada de los inversores, se conectan en paralelo los arreglos de paneles en serie. Para esto consideraremos que la planta opera a su máxima capacidad ( $5 \text{ MVA}$ ) durante las horas sol a lo largo del día, que representan las horas del día en que los niveles de irradiancia son mayores a  $1000 \text{ W/m}^2$ , o los más altos del día.

Considerando que los paneles trabajarán a su máxima potencia ( $350 \text{ W}$  por panel), y estimando que las pérdidas aproximadas del sistema en los circuitos y subsistemas sean del  $20\%$ <sup>11</sup>, que es un valor típico de pérdidas en estos sistemas, representa el límite de operación para la entrada de los inversores, siendo así  $6 \text{ MW}$  la potencia estimada a generar, podemos calcular el número de paneles requeridos para cubrir esta capacidad propuesta para el parque:

$$N_T = \frac{6000000W}{350 \frac{W}{panel}} = 17142.85 \text{ paneles} \quad (21)$$

---

<sup>11</sup> IEEE Standard 1562-2007 Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems, p. 5



Al tratarse de un estimado en consideración de las pérdidas, el redondeo de los cálculos será hacia el número inferior inmediato. Ahora, para saber el número de arreglos conectados en serie, consideramos que cada arreglo se compondrá de 15 paneles en serie.

$$N_S = \frac{N_T}{N_P} = \frac{17142}{15} = 1142.8 \approx 1142 \quad (22)$$

La distribución que se tendrá de los paneles es en conjuntos de aproximadamente 1.2 MW en cuanto a generación, pues considerando las pérdidas, la potencia que podrán aportar al sistema será la contemplada (1 MVA), por lo que el número exacto al tener 5 conjuntos iguales será el número de paneles en serie calculados sobre los 5 MW.

$$\frac{N_S}{5} = \frac{1142}{5} = 228.4 \approx 228 \quad (23)$$

Por lo que el número de arreglos por conjunto en el parque será de 228 por MW que éste pueda entregar al sistema. Esto implica una capacidad de generación real de 5.985 MW.

Los conjuntos por MW se dividen en dos partes de 500 kW, considerando la utilización de inversores de esa misma capacidad, los cuales se ubicarían al centro del conjunto. Cada conjunto está dividido en dos partes iguales en cuanto al acomodo de los paneles, que se dividen en varios bloques que facilitan la identificación de equipos en específico, en caso de que se requiera ubicar físicamente alguno de estos; las características de estos bloques se explican a continuación por partes.

La constitución fundamental de los bloques se basa en arreglos de 15 paneles los cuales se conectarán en serie, como se vio anteriormente. Estos 15 paneles se colocan horizontalmente separados por 20 cm, tomando como referencia los extremos laterales de cada panel, como se muestra en la Figura 36.

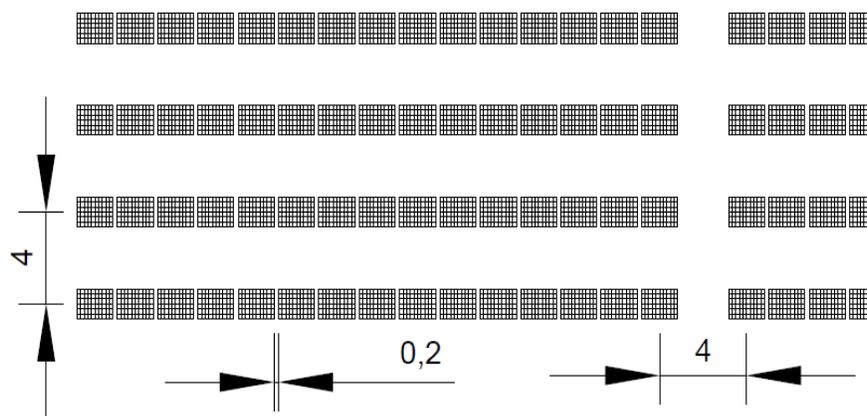


Figura 36. Distribución de paneles solares en la planta por bloque (escala en m).



Ahora bien, el siguiente elemento que nos facilita la comprensión de la constitución de los conjuntos es una fila, la cual es compuesta por 3 arreglos acomodados horizontalmente y separados 4 metros entre sí. Los bloques ya mencionados están formados por 10 filas colocadas verticalmente a 4 metros de separación.

Cada mitad del conjunto consta de 3 bloques de 10 filas, como los ya mencionados, y un bloque que contiene 8 filas, es decir, los primeros 3 bloques cuentan con 30 arreglos (3 por fila) de 15 paneles cada uno, mientras que el último cuenta con 24 arreglos (3 por fila); estos bloques están separados a 6 metros de distancia de manera vertical, tal como se muestra en la Figura 37.

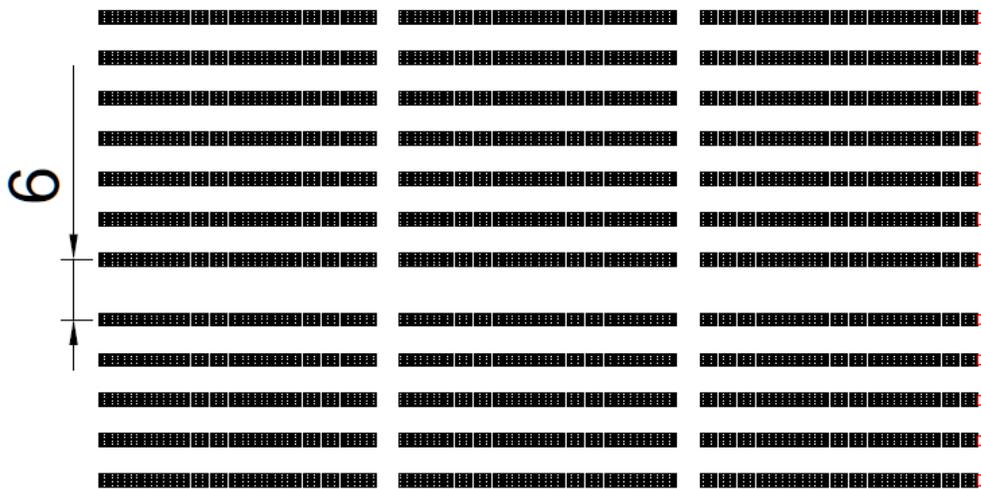


Figura 37. Distribución de bloques de paneles solares en la planta.

Verificando la cantidad de paneles, podemos comparar la cantidad de arreglos en paralelo requeridos; inicialmente tenemos los 3 arreglos de cada fila, que, al multiplicarse por las 10 filas de cada bloque, resultan 30 arreglos en paralelo, al tener 3 de estos bloques completos, suman 90 arreglos en paralelo, a los cuales debemos adicionar los bloques de 8 filas, siendo 24 los arreglos restantes. Sumando estos 90 y 24 arreglos, obtenemos 114 en total, que corresponden solamente a la mitad del conjunto total por MVA, por lo que el doble (228 arreglos) coincide con el número estimado en los cálculos anteriores para la determinación del número de paneles.

Cada conjunto se distribuye de manera simétrica y contempla los siguientes espacios para los elementos que intervienen en el sistema, lo cual se muestra en la Figura 38.

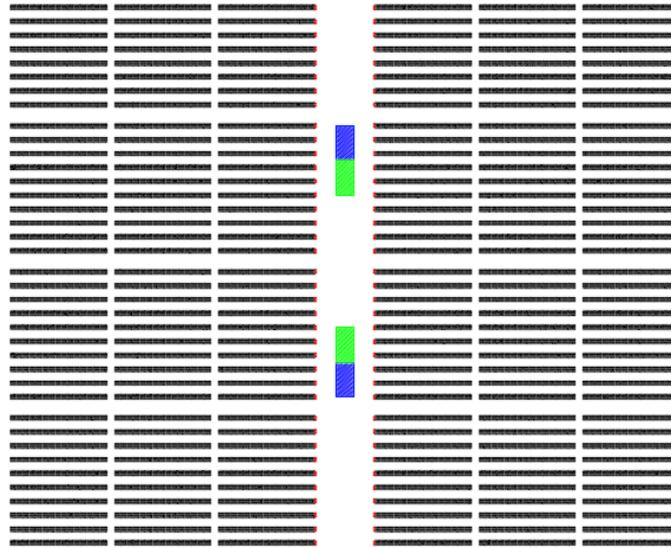


Figura 38. Conjunto de paneles correspondiente a 1 MVA.

Al centro del conjunto se considera un espacio para la instalación de los controladores de carga, inversores y transformadores (en azul), y cuartos para el resguardo de las baterías (en verde), de tal manera que se tienen dos de cada uno de estos espacios correspondientes a los 500 kVA de cada mitad del conjunto.

El espacio entre las mitades de cada conjunto es de 16.35 m para permitir el acceso a vehículos que se requieran, ya sea para supervisión de la planta y los equipos o para el ingreso, retiro o traslado de estos mismos según se requiera; el espacio mostrado para los inversores y los cuartos para baterías es de 5 por 20 metros, dejando un espacio libre de 5.675 m de cada lado de estos equipos.

Una vez definidos los conjuntos de paneles y equipos que trabajan con ellos en el sistema, se debe especificar su ubicación en el sitio seleccionado. La Figura 39 muestra en rojo el terreno correspondiente al sitio seleccionado según lo visto en la Figura 28.



Figura 39. Terreno correspondiente al sitio (escala en m).



Dentro de este terreno se delimitó una sección para la instalación del parque fotovoltaico, como se muestra en la Figura 40, donde además se indica en naranja el área destinada a la subestación.



Figura 40. Delimitación del terreno para la planta.

Los conjuntos de paneles se distribuyeron en el terreno de manera que ningún elemento del sistema se encuentre a menos de 100 m de la subestación para que la instalación fotovoltaica no sea afectada, en caso de que se tenga alguna contingencia en dicha subestación. La Figura 41 muestra la distribución de los elementos del sistema, según lo ya mencionado en este apartado.

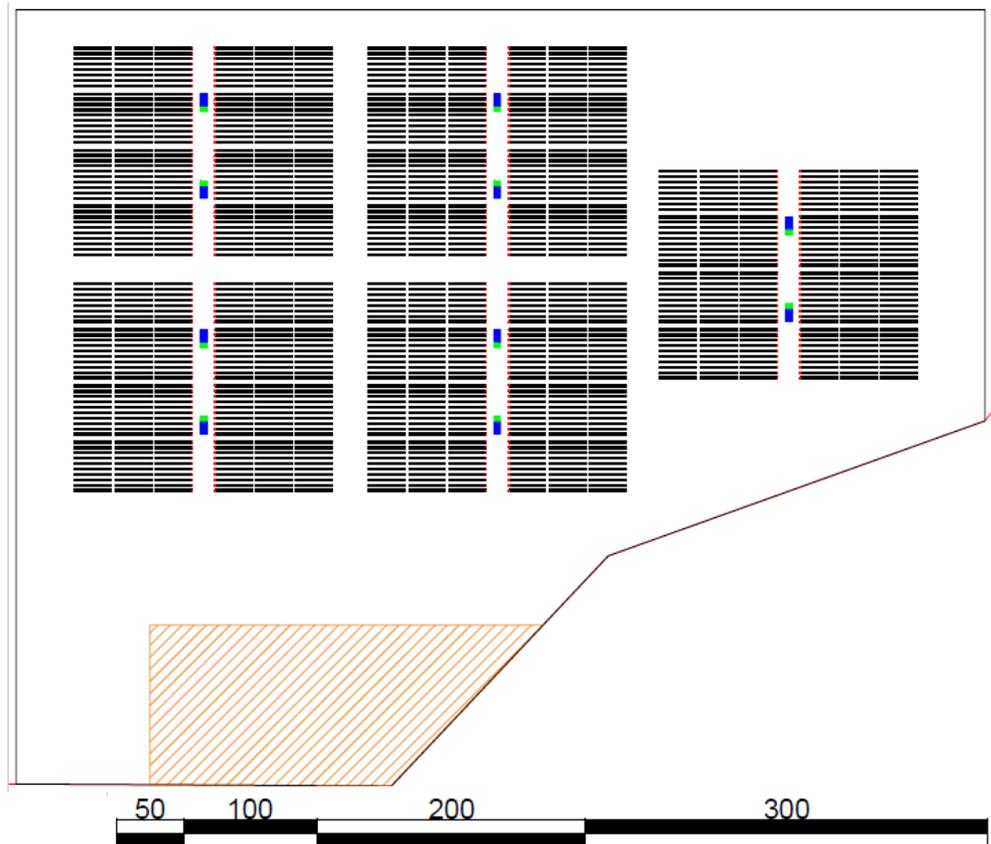


Figura 41. Ubicación de los elementos del sistema en el sitio por conjuntos (escala en m).



Por último, en cuanto a posicionamiento de los equipos, al ser un factor que afecta la funcionalidad del sistema, se debe establecer un ángulo de inclinación de los paneles, pues el ángulo de incidencia de la radiación afecta la cantidad de energía que se puede generar. Según el estándar IEEE Std. 1562, la inclinación de los paneles debe ser igual a la latitud del sitio donde se instalan los paneles más  $15^\circ$ , además de que la cara de los paneles debe ser orientada al sur por estar situados en el hemisferio norte del planeta. Como se vio en el capítulo III, la latitud correspondiente al sitio es  $25^\circ 55' 51.7''$ , por lo que los paneles deberán estar dirigidos al sur y colocarse a  $40^\circ$  con respecto al suelo, como se muestra en la Figura 42.

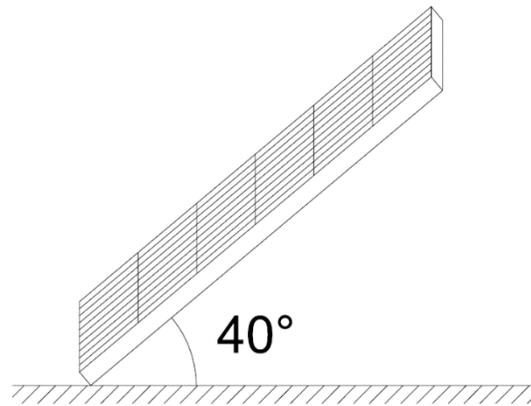


Figura 42. Inclinación de los paneles para su instalación.

### 4.3. Controladores de carga

Al principio de este capítulo se mencionó que los sistemas fotovoltaicos trabajan en conjunto con controladores de carga, de tal manera que se maximice la potencia eléctrica que se obtiene de ellos. Existen distintos métodos para implementar el control de carga en un sistema fotovoltaico, de los cuales los principales son el PWM y el MPPT.

Los controladores de carga con PWM consisten en la instalación de un interruptor electrónico en serie con la carga en cuestión, de tal manera que el control se haga con una señal de ancho de pulso modulado (PWM) para que se regule así la cantidad de energía que se le aplica a esta carga mediante la reducción del voltaje promedio que se aplique. Sin embargo, estos tipos de controladores no son los más convenientes, pues no aprovechan al 100% la capacidad de los paneles, sino que su operación depende de las condiciones de la carga.



Por otro lado están los Rastreadores de Punto de Máxima Potencia o MPPT (Maximum Power Point Tracker), los cuales son convertidores de C.D. a C.D., y operan de manera dinámica con respecto a las curvas de potencia de los paneles, es decir, estos equipos obligan a los paneles a operar bajo sus condiciones de potencia máxima incluso considerando las variaciones en las curvas de operación de estos, para así poder enviar la mayor cantidad de energía que estos pueden generar según sus condiciones de operación.

Para este proyecto, la propuesta es un controlador MPPT principal para obtener la máxima potencia posible del sistema y un controlador PWM que regule la carga de las baterías posteriormente, evitando que estas se sobrecarguen. El diagrama en la Figura 43 muestra la propuesta de los controladores de carga y su conexión con el inversor del sistema.

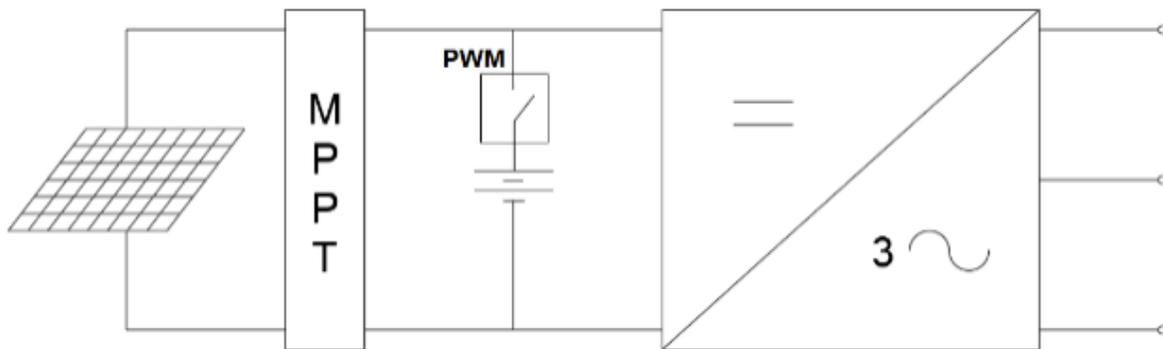


Figura 43. Diagrama de conexión del sistema fotovoltaico.

Para los controladores de carga principales (MPPT) se tienen de distintos tamaños y capacidades; existen incluso algunos inversores en el mercado con controladores MPPT integrados. Estos controladores que manejan altas potencias trabajan con voltajes de hasta 1000 V y toleran corrientes de corto circuito de hasta 1145 A, considerando los 114 arreglos por controlador para cada 500 kW, se estiman 1018.02 A de corto circuito contemplando los 8.93 A de cada panel, por lo cual son adecuados para sistemas grandes como este.

#### 4.4. Baterías

Para el dimensionamiento de los bancos de baterías, es necesario conocer el comportamiento de la carga y la manera en que el sistema la satisface en sus momentos de mayor producción de energía, para que, cuando la radiación solar



disminuya y, a su vez, la producción de energía eléctrica sea posible compensar esta disminución en la producción con la energía almacenada en las baterías.

La carga se considera con base a una estimación a la demanda que se desea satisfacer, considerando un valor máximo de 4 MW y un mínimo de 1.5 MW. Considerando que, al tratarse de una región cálida para la instalación de la planta, se utilizan sistemas de aire acondicionado, siendo las horas de mayor temperatura las que presentan mayor demanda; estas horas coinciden con las de mayor radiación, por lo que el banco de almacenamiento de energía deberá cubrir la demanda mínima del sistema durante el tiempo que no operen los paneles solares.

Según el estándar IEEE Std. 1013, los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía deben utilizar siempre baterías con base en plomo-ácido. En el mercado existen baterías de este tipo de 12 V y 150 Ah, tomando como referencia el modelo NPD12-150Ah de NPP Power Co., Ltd. (Figura 44), las cuales, al igual que los paneles, deben formar arreglos en serie y paralelo para cubrir una carga definida del sistema a cierto nivel de voltaje.



Figura 44. Batería NPD12-150Ah de NPP Power Co., Ltd.

Para el número de baterías en serie, nos basamos en su voltaje de carga (14.5 V en este caso) y el voltaje nominal del sistema fotovoltaico, siendo los 644.7 V obtenidos de los paneles, siendo el número de baterías en serie el siguiente:

$$N_{Bs} = \frac{V_{FV}}{V_{carga}} = \frac{644.7V}{14.5V} = 44.46 \text{ baterías} \quad (24)$$

Como el voltaje de carga no debe sobrepasar el del sistema, el redondeo será hacia abajo, por lo que se deberán conectar 44 baterías en serie por cada arreglo de estas, obteniendo así un voltaje nominal de 528 V para la operación del sistema con baterías.

Por otro lado, para el arreglo de baterías en serie se considerará la potencia excedente después de satisfacer la demanda máxima de 4 MW; es decir, 1 MW. Para esto intervienen las horas sol, que son la cantidad de horas al día en que la irradiancia es



mayor a  $1000 \text{ kW/m}^2$  o toma sus niveles mayores; las cuales en este caso se toman a partir de las 10:00 hasta las 16:00 horas, lo cual nos da un total de 6 horas sol.

Haciendo el producto de la potencia destinada a la recarga de las baterías y las horas sol, tenemos 6 MWh que representan la cantidad de energía a almacenar por las baterías. A partir de los valores nominales de un arreglo en serie de baterías, calculamos la capacidad de estos.

$$(528 \text{ V})(150 \text{ Ah}) = 79.2 \text{ kWh} \quad (25)$$

A partir de esto, se estima el número de arreglos en paralelo necesarios para almacenar esta energía.

$$N_{Bp} = \frac{6000 \text{ kWh}}{79.2 \text{ kWh}} = 75.75 \quad (26)$$

Siendo así 76 arreglos en paralelo necesarios para el almacenamiento de dicha cantidad de energía, sin embargo, al igual que la distribución de los paneles en la planta, se plantea un diseño igual para cada conjunto, teniendo 5 conjuntos con dos bodegas para baterías cada uno, el número de arreglos en serie será múltiplo de 10 para poder ser repartidos de manera exacta en cada una de las bodegas. Por otro lado, también debemos considerar las características de descarga de las baterías, pues la corriente de descarga nominal de este tipo de baterías suele ser de 30 A, por lo que se debe utilizar una cantidad de arreglos en paralelo que cumplan con la potencia requerida sin sobrepasar sus límites de operación. La estimación de la corriente de descarga para las baterías se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_d [A] = \frac{P_D}{V_N} \cdot \frac{1}{N_{BS}} \quad (27)$$

Siendo  $P_D$  la potencia de demanda, que como ya se mencionó será de 1.5 MW para las horas de menor demanda a las cuales operarán las baterías, y  $V_N$  el voltaje nominal de 528 V. Con estas consideraciones se hicieron los cálculos para 80, 90 y 100 arreglos en paralelo, obteniendo corrientes de 35.51 A, 31.56 A y 28.4 A respectivamente, por lo que el número definitivo de arreglos en paralelo es 100, o 10 arreglos por bodega.

La energía almacenable resultante de los 100 arreglos de 44 baterías es de un total de 7.92 MWh, por lo que existe una diferencia de 1.92 MWh, representa una situación crítica o de riesgo para las instalaciones o su funcionamiento, sin embargo, puede satisfacerse de manera que se acumulará la diferencia entre la demanda y la producción de la planta, pues tanto como la producción de energía fotovoltaica, la demanda en un sistema eléctrico es variable a lo largo del día y existirán momentos en



que la producción de energía sea mayor a la demanda, especialmente en temporadas de radiación alta.

Cuando las baterías lleguen a cargarse a su máxima capacidad, podrán operar aproximadamente durante 4.5 horas según su curva de descarga estimada con Simulink para la corriente de descarga calculada de 28.4 A como se muestra en la Figura 45.

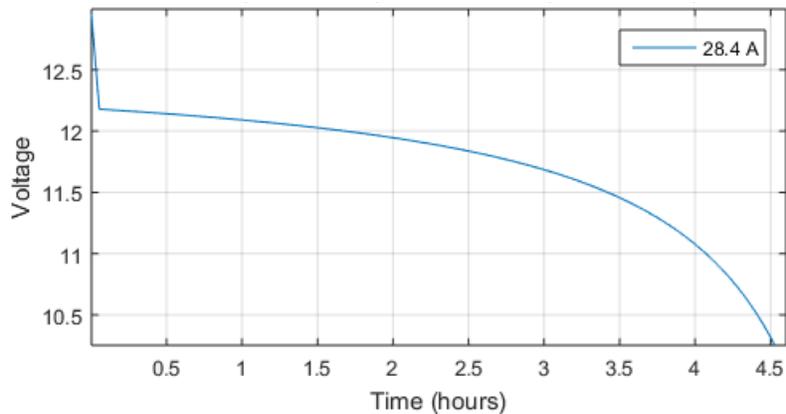


Figura 45. Curva de descarga de las baterías a 28.4 A según Simulink.

Las dimensiones de las baterías en cuestión son 48.4x17x24 cm, por lo que se estima un espacio de 8x0.25x0.5 m a un arreglo de 44 baterías. Los arreglos de baterías se colocarán dentro de las bodegas en pilas de 44; cuatro pilas junto a las paredes más largas de las bodegas y dos al centro de éstas. La Figura 46 muestra en verde el espacio designado para una bodega de 5x10 m con 3 m de alto y en rojo el espacio designado a las baterías según las especificaciones mencionadas.

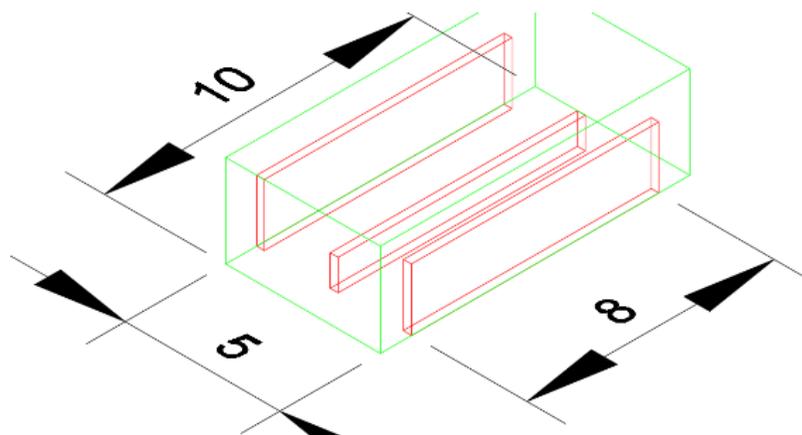


Figura 46. Espacio destinado a las baterías dentro de las bodegas (escala en m).



#### **4.5. Inversores para la conversión de C.D. a C.A.**

La última etapa del sistema fotovoltaico es la inversión del voltaje, de tal manera que se obtenga una señal de corriente alterna la cual pueda conectarse con la red eléctrica nacional. Durante distintas secciones de este trabajo se han mencionado características de inversores para el trabajo en conjunto del sistema, las cuales se concretarán en este último apartado de este capítulo.

Los voltajes de C.D. provenientes de los controladores de carga son los que alimentan a los inversores, que primero deben pasar una etapa de filtrado, donde se desean eliminar el ruido eléctrico que pueda presentarse en esta etapa asociado a los mismos controladores de carga. Posteriormente, después de llevarse a cabo la inversión del voltaje, como se mencionó en el capítulo II, debe hacerse un filtrado que se encargará de que el voltaje adopte una forma senoidal, finalmente se hace un último filtrado ante componentes electromagnéticas para reducir el ruido que haya podido introducir el mismo inversor a la señal de C.A.

Como se mencionó con anterioridad, existen inversores comerciales que incluyen controladores de carga MPPT e incluso algunos de altas potencias incluyen también transformadores elevadores para fines como el de este proyecto, pues la salida de voltaje de los inversores comunes suele ser en baja tensión, siendo niveles ajustables de entre 300 y 500 V, mientras que en parques fotovoltaicos, se debe hacer la elevación a media tensión para el transporte de la energía de la zona de paneles a la subestación encargada de la conexión a la red, utilizando generalmente voltajes de 34.5 kV. Entre otros elementos como los ya mencionados, los inversores comerciales incluyen filtros, protecciones para C.D. y para C.A. y sistemas de control y monitoreo para su propia operación.

Los inversores a utilizar serán con entrada a sus controladores de carga que admiten un intervalo de voltaje de C.D. de 450 a 750 V, siendo 1000 V el límite de voltaje, y como ya se analizó anteriormente, el voltaje de operación nominal será de 644.7 V. La corriente máxima que soportan a la entrada es de 1145 A de C.A., por lo que soporta las corrientes nominales de 926.82 A y de corto circuito de 1018.02 A por equipo, considerando los equipos de 500 kW que se utilizarán, colocando 2 inversores por conjunto.

En cuanto a la salida del inversor de C.A., al ser de una capacidad relativamente pequeña, este tipo de inversores no suele contar con transformadores integrados, por



lo que el voltaje a su salida debe ajustarse a 440 V de C.A., pues es un valor normalizado para el cual se pueden conseguir transformadores de capacidad similares a los inversores como de 750 kVA con una relación de transformación de 440 V a 34.5 kV.

En total para el sistema se tendrán 10 inversores iguales que proporcionarán a su salida, considerando el transformador, un voltaje de 34.5 kV a 14.5 A cada uno.

En cuanto a las dimensiones físicas, estos inversores no suelen ocupar mucho espacio, sin embargo, al igual que con las baterías, es importante resguardarlos debido a que este tipo de plantas se instalan en espacios abiertos, poniendo a ciertos equipos en riesgo de daño, por lo que se contemplará una caseta que resguarde tanto al inversor como al transformador asociado a este, por lo que, como se vio en este mismo capítulo, se considerará un espacio de 5x10 m para la instalación de estas casetas por cada inversor.



## Capítulo V

### Subestación

En este capítulo se analizarán de manera general cuestiones involucradas con la subestación encargada de hacer la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red nacional, partiendo desde los circuitos de C.A. provenientes de los inversores del capítulo anterior.

Al ser una propuesta de un diseño desde cero en un lugar donde no hay un punto de conexión existente, hay valores fundamentales como las corrientes de falla que no pueden ser estimados con exactitud, por lo que en los cálculos correspondientes a estos valores y a otros que los involucran, se harán estimaciones a partir de valores típicos.

#### 5.1. Transformador de potencia

El transformador de potencia de un sistema, como se vio en el capítulo II, es el encargado de elevar o reducir los niveles de tensión según sea requerido. Para este proyecto, como se vio en el capítulo III, se manejan voltajes de C.A. de 34.5 kV y 115 kV, por lo cual se requiere de un transformador trifásico o un banco de transformadores monofásicos que cumplan con estas relaciones de voltaje y cuya capacidad soporte los 5 MW de la planta.

La capacidad de un transformador de potencia puede aumentar según el tipo de enfriamiento que se le implemente. En este caso buscamos un transformador cuya capacidad sea suficiente para soportar los 5 MVA de la planta e incluso superior para resistir a las contingencias que puedan llegar a presentarse. Considerando un transformador trifásico, dentro de las capacidades nominales para transformadores existentes, se encuentran los 7.5 MVA, los que serían más que suficientes considerando este planteamiento, además de poder aumentar su capacidad hasta 9.375 MVA implementándole un sistema de enfriamiento ONAN/ONAF.<sup>12</sup>

El enfriamiento ONAN (Oil Natural Air Natural) se refiere al autoenfriado con aceite natural y aire natural, mientras que el enfriamiento ONAF (Oil Natural Air Forced) se

---

<sup>12</sup>Gilberto Enríquez Harper. (2017). Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas. México: Limusa. p. 152



refiere a un paso de enfriamiento mediante ventiladores que fuerzan el flujo del aire mientras que al aceite no se le hace circular de manera forzada.

Otra característica importante requerida de los transformadores es el nivel de impedancia, el cual se calcula, generalmente, en porcentaje con respecto a los valores nominales del transformador (potencia y voltaje). Este tipo de transformadores de potencia, por lo regular son diseñados con impedancias alrededor del 10%.

Finalmente, la última de las características principales de los transformadores es la configuración de la conexión de sus devanados. En los transformadores de potencia utilizados para elevar de media a alta tensión, en subestaciones de plantas generadoras, se utiliza una configuración delta-estrella aterrizada; esto se debe a la particularidad de que las conexiones en delta aíslan de fallas a tierra a la parte del sistema conectada a los devanados en delta, en estos casos, la media tensión correspondiente a las plantas generadoras.

## **5.2. Equipos de protección**

En este apartado se mencionarán los equipos de protección que requiere el sistema, los cuales se dividen entre las etapas de C.D. y C.A.

Para los circuitos correspondientes a la fuente fotovoltaica se requieren equipos de protección de C.D., tanto interruptores, como relevadores. Según la NOM-001-SEDE-2012, los sistemas fotovoltaicos requieren de protección contra sobrecorriente y contra fallas a tierra. Estas protecciones se implementan para resguardar principalmente a los inversores de posibles fallas en el circuito fotovoltaico, y son implementados con interruptores y contactores de C.D.

Para el sistema de C.A. se requiere una variedad más amplia de protecciones, de las cuales, la protección contra sobrecorriente es la primordial, pues es la que está asociada de manera más directa a las fallas en el sistema. Sin embargo, como ya se mencionó en el capítulo II, las protecciones más importantes que se utilizan en estos sistemas son las que se describen en el punto 2.4.3.

El valor más importante a considerar, para dimensionar estos equipos de protección contra sobrecorriente, se basa en los niveles de las corrientes de falla del sistema, pues el tiempo de operación de los relevadores es variable y depende de la magnitud de la intensidad de corriente que se dé en la falla.



Los relevadores 50, como ya se mencionó anteriormente, operan de manera instantánea al detectar una corriente de falla, de tal manera que en cuanto el TC conectado al relevador detecta una corriente mayor al valor establecido para su operación, el relevador se dispara para abrir al interruptor.

Por otro lado, los relevadores 51, conocidos como relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso trabajan con relación a curvas de corriente contra tiempo de respuesta, las cuales son ajustables según la configuración del tap de corriente y el dial con el que se ajusten. Estas curvas se muestran en la Figura 47.

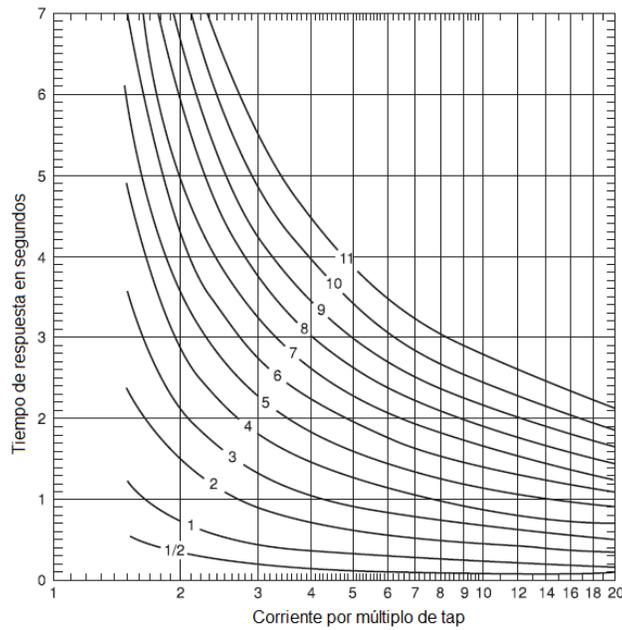


Figura 47. Curvas ajuste para relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.

Para los cálculos estimados en este proyecto, se considera que, por lo general, las fallas en este tipo de sistemas liberan una potencia aproximada de 500 MW, por lo que a continuación se calculan las corrientes de falla estimadas para la media y la alta tensión, partiendo de la siguiente ecuación:

$$I_F = \frac{P_F}{V_{AB}} \quad (28)$$

Para la media tensión:

$$I_F = \frac{500MW}{34.5kV} = 14.49kA \quad (29)$$

Para la alta tensión:

$$I_F = \frac{500MW}{115kV} = 4.34kA \quad (30)$$



En cuanto al tiempo de operación, las fallas en estos tipos de relevadores por lo general se restringen a 0.5 segundos.

Los relevadores 67 o direccionales son considerados de igual manera como relevadores de sobrecorriente; la diferencia es que estos operan cuando una falla ocurre en una dirección específica del sistema hacia donde estén referenciados.

Los relevadores 87 o diferenciales, como ya se mencionó operan con la medida de dos o más TC's asignados a los elementos conectados al equipo que se desee proteger con éste, pues así, al hacer la resta de todas las corrientes involucradas, la corriente resultante que detecte el relevador sea lo más cercana a cero. Por esta razón, es muy importante que se conecten los TC's con la polaridad y escala correcta, especialmente cuando se desea proteger un transformador, pues además del sentido de la corriente, influye la relación de transformación del mismo y, dependiendo de la conexión del transformador, se debe considerar el desfase existente.

Los relevadores 21 o de distancia funcionan con relación a un conjunto de curvas conocidas como características Mho, de tal manera que crean una zona en un plano de impedancias (representadas en parte real e imaginaria) con una curva cerrada y cuando la impedancia del sistema obtenida de los datos de los TC's y TP's llega a entrar en esa curva representante de la zona, se dispara el relevador. Por lo general estos relevadores cubren tres zonas de protección asociadas a la impedancia de sus líneas de transmisión adyacentes y algunos se programan para proteger de igual manera una zona reversa. La Figura 48 muestra un plano de impedancia con la representación de las características Mho.

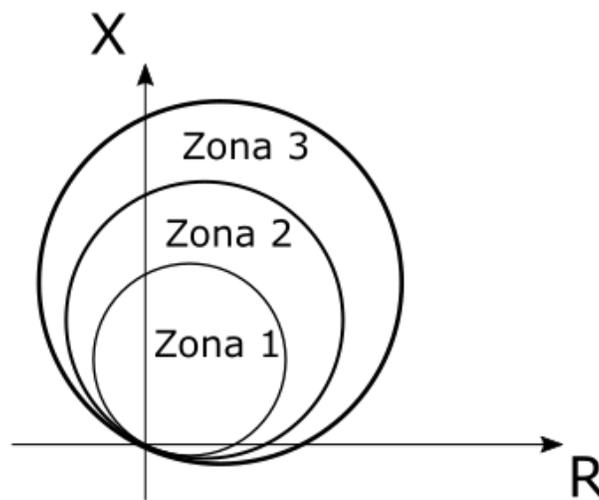


Figura 48. Características Mho para la protección de distancia.



Para poder definir las zonas de protección, se deben conocer las impedancias de las líneas que se desean proteger, pues dichas zonas se definen con porcentajes de dichas impedancias, siendo el 80%, 120% y el 150% de la impedancia de las líneas correspondientes a las primeras tres zonas.

El resto de los relevadores de protección mencionados operan de una manera similar o más sencilla que los explicados en este apartado, pues envían una señal de disparo cuando el parámetro supervisado, ya sea voltaje, frecuencia, temperatura u otro, sale de rango o límite establecido de operación.

### **5.3. Sistema de tierras**

El sistema de tierras se compone de distintos elementos cuyo propósito es proteger a los equipos y al personal de una instalación, de tal manera que, al presentarse una descarga eléctrica o una falla a tierra, la energía de tales eventos sea disipada a través de este sistema.

Este sistema está compuesto principalmente por los siguientes elementos:

- Apartarrayos

Estos dispositivos se encargan de desviar a tierra las descargas atmosféricas o las debidas a sobretensiones en el sistema. Estos se conectan de fase a tierra, de tal manera que, cuando se presente un aumento del voltaje, el apartarrayo se comporte como circuito cerrado y envíe el exceso de energía a tierra. Según la NOM-001-SEDE-2012, su voltaje nominal debe ser igual o mayor al voltaje nominal de operación del sistema; en sistemas sólidamente aterrizados se considera el voltaje de fase a neutro.

- Malla o red de tierra

Como su nombre lo dice, es una malla formada por conductores desnudos, los cuales sirven para reducir la resistividad del sistema de tierras en general. Estos conductores son enterrados y unidos entre sí formando una retícula por la cual circulará y se disipará la energía asociada a las descargas ya mencionadas. Los calibres de conductores más comúnmente utilizados para estas mallas se encuentran entre 2/0 AWG y 500 kcmil según el IEEE Std. 80, sin embargo, existen distintos parámetros a considerar para el diseño de esta malla que se analizarán posteriormente en este apartado.



- Conductores de puesta a tierra

Estos conductores son los encargados de conectar los elementos metálicos expuestos de los equipos dentro de la subestación con la tierra física para que estén al mismo potencial eléctrico y previniendo así descargas al personal de las instalaciones por contacto; estos conductores usualmente son del mismo calibre que los de la malla de tierra.

- Electrodo de tierra

Estos elementos del sistema pueden ser elaborados por compuestos químicos que ayudan a reducir la resistencia del sistema o pueden ser simples conductores similares a los de la malla de tierra. Su función es reducir aún más el valor de la resistencia del sistema de tierras, por lo que se entierran y se conectan a la malla de tierras. Siempre debe dejarse un registro para poder acceder a estos y poder así tomar mediciones de la resistencia en el sistema principalmente.

- Hilos de guarda (para líneas de transmisión)

Son conductores que siguen la trayectoria de una línea de transmisión; la función de estos es actuar como pararrayos y atraer las descargas atmosféricas que pudieran afectar a algún conductor de potencia de dicha línea, llevando así a tierra la energía de impacto que conlleva la descarga.

Para el diseño de una red de tierras se toman en consideración los siguientes parámetros:

- Nivel de corto circuito
- Tiempo de falla
- Calibre de los conductores
- Voltaje de contacto
- Voltaje de paso
- Capa superficial ( $\rho_s$ )
- Resistencia del cuerpo
- Número de electrodos
- Resistividad del terreno ( $\rho$ )
- Área de la subestación
- Distancia entre conductores de la red



Para el nivel de corto circuito, se considera la magnitud de la corriente de falla mayor, la cual, por lo que se analizó en el apartado anterior, correspondería al lado de media tensión, siendo un estimado de 14.49 kA, además del tiempo de falla que, como se mencionó en el apartado anterior, suele ser de 0.5 s. Estos factores se utilizan en conjunto con características específicas de los conductores a utilizar para determinar el calibre adecuado de estos. Para esto, primero se calcula la corriente de falla asimétrica multiplicando la corriente de corto circuito por un factor de decremento ( $D_f$ ) y uno de crecimiento ( $F_c$ ), que por lo general se consideran de 1.052 y 1.25 respectivamente.

$$I = F_c D_f I_F = (1.25)(1.052)(14.49 \text{ kA}) = 19.05 \text{ kA} \quad (31)$$

Posteriormente se calcula el área del conductor con la siguiente ecuación, en la cual intervienen las características del conductor a utilizar (generalmente cobre estañado con alma de acero), como su resistividad ( $\rho_r$ ), temperatura de fusión ( $T_m$ ), coeficiente térmico de resistividad ( $\alpha_r$ ) y su inverso ( $K_0 = \frac{1}{\alpha_r}$ ); además de la temperatura ambiental que se considera como 40 °C ( $T_a$ ) y el tiempo de falla ya mencionado ( $t_f$ ).

$$A = I \sqrt{\frac{\frac{t_f \alpha_r \rho_r 10^4}{TCAP}}{\ln\left(1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a}\right)\right)}} \quad (32)$$

Sustituyendo los valores para el material y los demás datos ya mencionados, resulta en un área para el conductor de 100.95 mm<sup>2</sup>, a lo cual correspondería un calibre de 4/0 AWG, concordando con lo mencionado anteriormente sobre los calibres más utilizados según el estándar de IEEE.

Los voltajes de paso y de contacto son potenciales eléctricos que representan un riesgo de descarga para los usuarios de la instalación y para estos se considera la resistencia del cuerpo humano. El voltaje de contacto se refiere al riesgo de descargas por una diferencia de potencial entre tierra y la superficie metálica de algún equipo y para este se instala la capa superficial, que es una placa de un material aislante que aumenta la resistencia del circuito que se crea al tocar estos equipos e impedir así el flujo de corrientes por descargas. Por otro lado, el de paso se refiere al riesgo de una descarga por un voltaje inducido sobre un usuario al caminar por la instalación.

La resistividad del terreno es otro de los factores más importantes a considerar y depende del tipo de suelo que exista en el lugar donde se desee instalar la subestación. Para conocer la resistividad del suelo en un lugar específico, existen



distintos métodos de medición utilizados para determinar este dato, sin embargo, como con otros datos de esta sección del proyecto, se hará un estimado al carecer de la información exacta.

Existe una relación entre el tipo de material que conforma un suelo y la resistividad de éste, por lo que, al conocer dichos materiales de una zona específica, se puede hacer un estimado de la resistividad en dicho lugar. Para esto, se hizo una consulta en el Servicio Geológico Mexicano para obtener una carta geológica del sitio deseado la cual se muestra en la Figura 49.

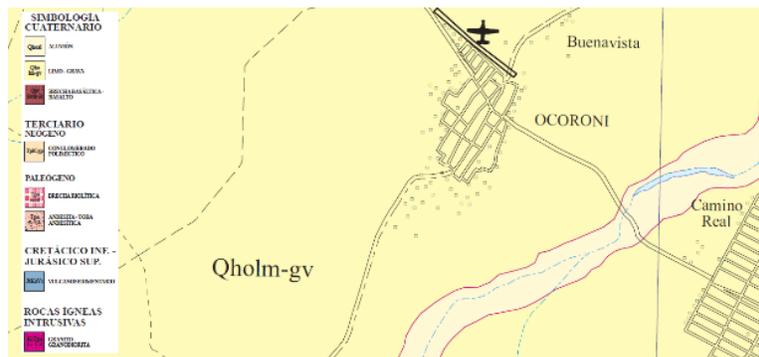


Figura 49. Carta geológica del poblado de Ocoroni.

Según lo mostrado en la carta, el material que compone el suelo de esta zona es limo y grava, por lo que la resistividad en este terreno puede ser de un valor entre 20 y 100  $\Omega\text{m}$ .<sup>13</sup>

Finalmente, uno de los factores más importantes del sistema de tierras es la resistencia equivalente de la red de tierras, la cual se calcula a partir de datos como el calibre de los conductores, la distancia entre ellos (según el estándar IEEE Std. 80 es mayor a 2 metros), la longitud total de estos, el número de electrodos, el área de la subestación y la resistividad del terreno; según el estándar ya mencionado, la resistencia equivalente del sistema debe ser menor a 1  $\Omega$ .

#### 5.4. Arreglo de barras

Esta subestación se considera como radial, pues su principal objetivo es alimentar a la red en un único punto, por lo que el arreglo de barras que se implemente en ella no debe ser complejo, por lo que este arreglo puede ser simple o simple con cuchilla de

<sup>13</sup>Rogelio García Márquez. (1991). La Puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas y el R.A.T. Barcelona, España: Productica. p. 19



bypass. Estos dos arreglos son muy utilizados en barras de media tensión y constan en una conexión simple con un solo interruptor por alimentador, sin embargo, la diferencia entre estos es que el arreglo simple usa dos cuchillas por alimentador que aíslan al interruptor, y el arreglo simple con cuchilla de bypass incluye una tercera cuchilla que conecta directamente al alimentador con la barra, de tal manera que, si se requiere hacer un mantenimiento en el interruptor, no sea necesario sacar de operación al alimentador en cuestión.

Por cuestiones de confiabilidad del sistema, es más conveniente un arreglo simple con cuchilla de bypass, pues, es posible que el sistema siga operando cuando se requiera hacer alguna maniobra para mantenimiento.

Los alimentadores involucrados en este arreglo de barras son los provenientes de los transformadores de los inversores y el que se conecta con los devanados de baja del transformador principal, por lo que este alimentador debe operar a 34.5 kV.

El diagrama unifilar correspondiente al arreglo de barras para este proyecto se muestra a continuación en la Figura 50.

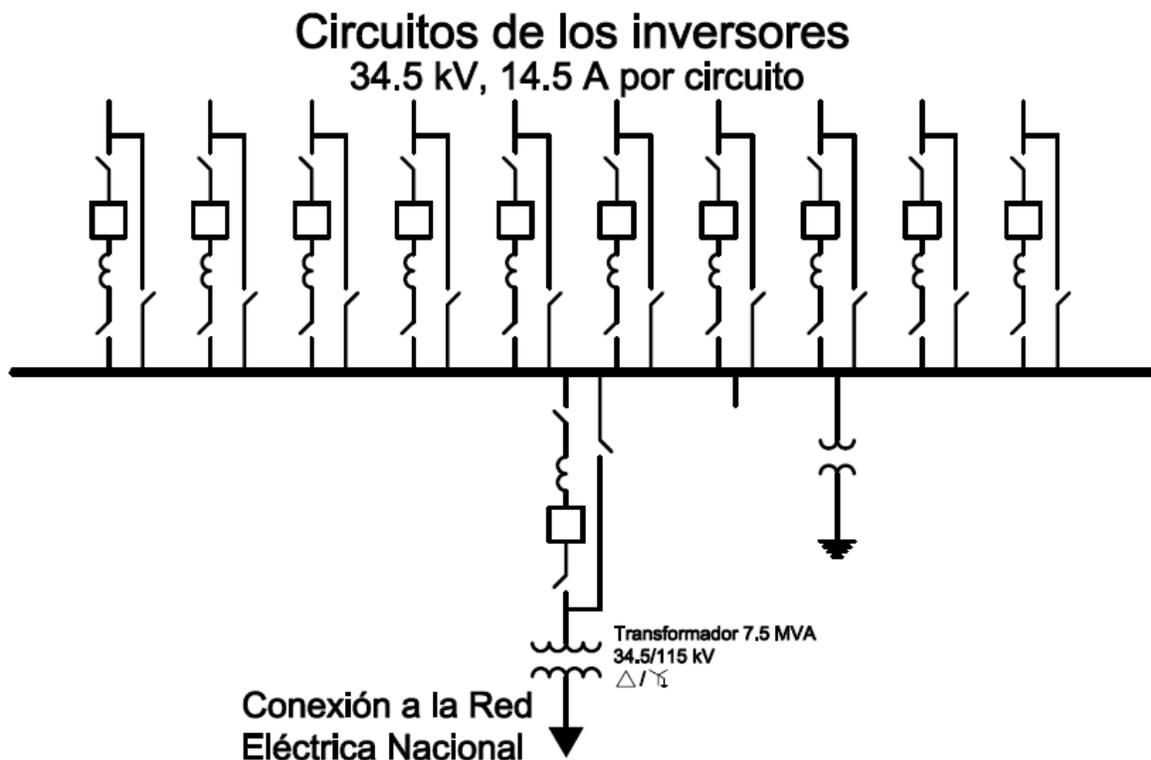


Figura 50. Diagrama unifilar con arreglo de barras en 34.5 kV.



## Conclusiones

Con el desarrollo de este trabajo, se llevó a cabo el dimensionamiento de varios factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica cuyo propósito específico es fungir como pequeño productor de energía para el mercado eléctrico. Como se vio a lo largo del trabajo, el definir estos parámetros requiere del análisis del funcionamiento sistemático que resulta de la operación de distintos elementos y dispositivos en conjunto.

Por otro lado, se mencionaron los beneficios de la implementación de una tecnología como esta en la primera parte de este escrito, sin embargo, al avanzar en el mismo, se identificaron ciertas características que pueden tomarse como desventajas al implementar estos sistemas, de las cuales, principalmente tenemos la intermitencia de la fuente de energía primaria, la cual no es continua ni predecible al 100%, pues a pesar de poder hacer estimaciones a partir de estadísticas y modelos, siempre existirán factores los cuales repercuten en la aplicación de un caso real, razón por la cual hoy en día no podemos depender totalmente de tecnologías como esta para nuestro abastecimiento de energía eléctrica. No obstante, la implementación de sistemas que aprovechan recursos limpios y renovables, siempre aportan a la reducción de la utilización de recursos no renovables y contaminantes, de tal manera que la energía que se produzca con estas nuevas tecnologías reemplace una parte de la energía producida con los medios convencionales, con lo cual se reducen las repercusiones nocivas de los mismos.

El alcance de un proyecto como este puede llegar a ser muy grande, ya que el diseño preliminar es sólo el primer paso, lo cual abre camino a proyectos futuros basados en esta misma investigación, pues para la implementación de una planta de este tipo, posterior al dimensionamiento del sistema fotovoltaico se hacen estudios de estado estable, estudios de estado dinámico, estudios de análisis de fallas, dimensionamiento de protecciones, diseño del sistema de tierras, diseño de la línea de transmisión para conexión con la red eléctrica nacional, entre otros.



## Anexos

### Abreviaturas

ANSI.- American National Standards Institute  
AsGa.- Arseniuro de galio  
AWG.- American Wire Gauge (Calibre de Conductor Americano)  
CA.- Corriente alterna  
CD.- Corriente directa  
CO<sub>2</sub>.- Dióxido de carbono  
IEC.- International Electrotechnical Commission  
IEEE.- Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)  
INEGI.- Instituto Nacional de Estadística y Geografía  
MPPT.- Maximum Power Point Track (Rastreo de Punto de Potencia Máxima)  
NOM.- Norma Oficial Mexicana  
ONAF.- Oil Natural Air Forced (Aceite Natural Aire Forzado)  
ONAN.- Oil Natural Air Natural (Aceite Natural Aire Natural)  
PRODESEN.- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional  
PWM.- Pulse Width Modulation (Modulación de Ancho de Pulso)  
SENER.- Secretaría Nacional de Energía  
SF<sub>6</sub>.- Hexafluoruro de azufre  
Si.- Silicio  
STC.- Standard Test Conditions (Condiciones de Prueba Estándar)  
TC.- Transformador de corriente  
TP.- Transformador de potencial  
UPS.- Uninterruptible Power Supply (Alimentador de Potencia Ininterrumpida)

### Unidades

°C.- Grado Celsius  
A.- Amper  
cmil.- Circular Mill  
h.- Hora  
Hz.- Hertz  
K.- Kelvin  
m.- Metro  
MSNM.- Metros Sobre el Nivel del Mar  
Ω.- Ohm  
V.- Volt  
W.- Watt

### Prefijos

c.- Centi ( $\times 10^{-2}$ )  
G.- Giga ( $\times 10^9$ )  
k.- Kilo ( $\times 10^3$ )  
M.- Mega ( $\times 10^6$ )  
m.- Mili ( $\times 10^{-3}$ )  
μ.- Micro ( $\times 10^{-6}$ )



## Bibliografía

- [1] SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031 PRODESEN.
- [2] Paulo Carreño King. (2017). La Industria Solar Fotovoltaica y Fototérmica en México. ProMéxico, Ciudad de México: México.
- [3] Muhammad H. Rashid. (2015). Alternative Energy in Power Electronics. Oxford, UK: Elsevier.
- [4] Szokolay S.V. (1978). Energía Solar y Edificación. Barcelona, España: Blume.
- [5] Rusell H. Plante. (2014). Solar Energy Photovoltaics and Domestic Hot Water. San Diego, USA: Elsevier.
- [6] Muhammad H. Rashid. (2018). Power Electronics Handbook. Cuarta Edición. Oxford, UK: Elsevier.
- [7] Stephen J. Chapman. (2012). Máquinas Eléctricas. Quinta Edición. Ciudad de México, México: Mc Graw Hill.
- [8] José Raúl Martín. (1992). Diseño de Subestaciones Eléctricas. Naucalpan de Juarez, Estado de México: Mc Graw Hill.
- [9] Gilberto Enríquez Harper. (2017). Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas. México: Limusa.
- [10] César Alberto Mendoza Rodríguez. (2012). Viabilidad técnica-económica de una central solar termoeléctrica de colectores cilíndricos parabólicos para su implementación de México. México: UNAM.
- [11] NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas
- [12] IEEE Standard 1562-2007 Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems
- [13] IEEE Standard 1013-2007 Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems
- [14] IEEE Standard 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding
- [15] Guillermo López Monroy. (2012). Sistema de Tierras en Redes de Distribución. México: UNAM.
- [16] Rogelio García Márquez. (1991). La Puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas y el R.A.T. Barcelona, España: Productica.