



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA  
SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW**

**TESIS**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

PRESENTAN:

**ELISA MARTÍNEZ GÓMEZ**

**YOLOTZIN BAUTISTA ALAMILLA**

ASESOR DE TESIS:

**M.I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA**



MEXICO D.F., JUNIO 2012

Índice	Página
Introducción .....	6
Capítulo 1: Descripción del problema .....	7
1.1 Objetivos .....	7
1.2 Descripción del problema y solución.....	7
Capítulo 2: La energía solar fotovoltaica.....	9
2.1 La radiación solar.....	9
2.2 El efecto fotovoltaico .....	10
2.3 Estructura básica de una celda solar .....	11
2.3.1 Construcción y estructura de la celda fotovoltaica .....	12
2.4 Elementos básicos de un.....	14
sistema solar fotovoltaico	
Capítulo 3: El sistema solar fotovoltaico.....	15
3.1 Tipos de sistemas solares fotovoltaicos .....	15
3.2 Características físicas de los módulos fotovoltaicos.....	16
3.2.1 Encapsulamiento de las celdas .....	16
3.2.2 Interconexión de las celdas.....	16
3.2.3 Estructura del módulo fotovoltaico.....	17
3.3 Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos .....	18
3.3.1 Factores que afectan la curva .....	19
característica del panel fotovoltaico	
3.3.2 Efecto de la intensidad de iluminación.....	19
3.3.3 Efecto de la temperatura .....	20
3.3.4 Condiciones de operación .....	20
3.3.5 Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos.....	21
3.4 Inversor .....	22
3.4.1 Inversor resonante .....	22
3.4.2 Seguidor de máxima potencia en el inversor .....	22
3.4.3 Características de inversores que son conectados a la red .....	22
3.4.4 Características eléctricas más relevantes para.....	23
la selección del inversor	
3.5 Baterías en un sistema solar fotovoltaico .....	25
Capítulo 4: dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico.....	26

4.1	Normatividad aplicable.....	26
4.2	Selección del sitio para ubicar el sistema.....	26
	solar fotovoltaico	
4.3	Selección de equipo.....	27
4.3.1	Selección del módulo solar fotovoltaico .....	27
4.3.2	Cajas de conexiones .....	27
4.3.3	Selección del inversor .....	27
4.4	Diagrama de conexiones de los módulos fotovoltaicos .....	27
4.5	Orientación y ángulo de inclinación .....	28
	de los módulos solares fotovoltaicos	
4.5.1	Orientación .....	28
4.5.2	Ángulo de inclinación .....	29
4.6	Conductores.....	29
4.7	Puesta a tierra del sistema solar fotovoltaico.....	29
4.8	Canalización para conductores .....	30
4.9	Protección contra sobre corriente.....	30
4.10	Medios de desconexión .....	30
4.11	Procedimiento de diseño .....	30
	<b>Capítulo 5: diseño de la subestación.....</b>	<b>31</b>
5.1	Tipos de subestaciones .....	31
5.2	Diagramas unifilares.....	31
5.2.1	Arreglo de barra sencilla .....	32
5.2.2	Arreglo de doble barra con interruptor de amarre.....	32
5.3	Coordinación de aislamiento de la subestación.....	33
5.3.1	Dimensionamiento dieléctrico.....	33
5.3.2	Cálculo de distancias entre apoyos de barras .....	34
5.3.3	Altura mínima de las partes vivas de.....	34
	Los equipos sobre el nivel del suelo	
5.3.4	Altura de las barras.....	34
5.3.5	Seguridad .....	35
5.4	Cálculo de barras colectoras .....	35
5.4.1	Materiales conductores.....	35
5.4.2	Parámetros de diseño para el cálculo de barras colectoras .....	35
5.4.3	Ampacidad .....	35
5.4.4	Efecto corona .....	36
5.5	Sistemas de tierra.....	37
5.5.1	Peligro de choque eléctrico.....	37

5.5.2 Factores que influyen en el aterrizado o no de un sistema eléctrico	37
5.5.3 Elementos principales del sistema de tierras	38
5.5.4 Diseño del sistema de tierras	38
5.6 Líneas de transmisión aéreas para interconectar la planta solar a la red nacional	41
5.6.1 Clases de sistemas de transmisión	41
5.6.2 Características eléctricas de las líneas de transmisión aéreas	41
5.6.3 Líneas	41
5.6.4 Clasificación de las líneas	42
5.6.5 Circuito equivalente de una línea corta	42
5.6.6 Regulación de voltaje	42
5.6.7 Eficiencia de la línea de transmisión	43
5.6.8 Cálculo de parámetros de líneas de transmisión cortas	43
Capítulo 6: planos y documentación del proyecto	45
6.1 Memoria de cálculo del sistema solar fotovoltaico	45
6.2 Memoria de cálculo de la subestación	58
6.3 Memoria de cálculo de la red de tierras	64
6.4 Memoria de cálculo de líneas aéreas para interconectar la planta a la subestación Jiménez	69
Conclusiones	74
Bibliografía	78
Artículos de revistas	79
Apéndice 1	(incluido en archivo adjunto)
Apéndice 2	(incluido en archivo adjunto)

Índice de figuras	Página
Figura 2.1 Tipos de radiación .....	10
Figura 2.2 Efecto fotovoltaico .....	12
Figura 2.3 Celda solar fabricada por SUNWAY .....	12
Figura 2.4 Estructura de una celda fotovoltaica .....	13
Figura 2.5 Estructura de un tándem .....	14
Figura 3.1 Interconexión entre las celdas .....	18
Figura 3.2 Estructura del panel fotovoltaico .....	19
Figura 3.3 Curva característica de un panel fotovoltaico .....	19
Figura 3.4 Efecto de la variación de radiación en un panel fotovoltaico .....	20
Figura 3.5 Efecto de la temperatura sobre el módulo fotovoltaico .....	21
Figura 3.6 Inversor "SUNNY BOY" fabricado por SMA.....	26
Figura 5.1 Barra sencilla .....	34
Figura 5.2 Doble barra con interruptor de amarre.....	34
Figura 5.3 Representación de una línea de constantes distribuidas .....	43
Figura 5.4 Circuito equivalente de una línea corta .....	44
Figura 6.1 Localización de la planta solar .....	47
Figura 6.2 Aislador de vidrio templado .....	64
Figura 6.3 Estructura para tensión de 115KV .....	72
Figura 6.4 Configuración de conductores .....	73
Figura 6.5 Circuito equivalente de la línea .....	73

<b>Índice de tablas y diagramas</b>	<b>Página</b>
<b>Tabla 2.1</b> Variación de la radiación incidente con la altitud .....	<b>9</b>
<b>Tabla 2.2</b> Influencia de las condiciones climatológicas en ..... la radiación incidente	<b>9</b>
<b>Diagrama 3.1</b> Sistemas autónomos .....	<b>16</b>
<b>Diagrama 3.2</b> Sistemas interconectados a la red con respaldo de ..... baterías	<b>16</b>
<b>Diagrama 3.3</b> Sistemas interconectados a la red sin respaldo de ..... baterías	<b>16</b>
<b>Diagrama 3.4</b> Sistemas interconectados a la red como ..... plantas generadoras	<b>17</b>
<b>Diagrama 6.1</b> Acomodo de conductores en la planta generadora ..... solar	<b>51</b>

## INTRODUCCIÓN

Se conoce como energía solar a la energía producida en el Sol a través de reacciones nucleares de fusión. Esta energía llega en forma de fotones; la partícula portadora de todas las formas de radiación electromagnética.

“Se ha calculado que el potencial de irradiación del sol es de  $200 \times 10^{12} \text{ KW}^1$ ”. La cantidad de luz solar que recibe la tierra durante una hora contiene la energía equivalente al total de la energía que consume la población mundial en un año.

La energía solar fotovoltaica, es uno de los métodos más limpios y simples para producir energía eléctrica, ya que para transformar la energía del sol en energía eléctrica no se producen emisiones que dañen al medio ambiente.

La energía recibida del sol es ilimitada, y cada día es mayor el número de aplicaciones que tiene la generación de energía eléctrica a través de la energía solar, no sólo se construyen centrales generadoras con paneles fotovoltaicos, en la actualidad, es posible instalar sistemas fotovoltaicos en cualquier hogar o edificación para abastecerse de energía y reducir el consumo de energía que se compra a alguna compañía suministradora, además de que existen diversos tamaños y formas de módulos que aumentan su facilidad de instalación y funcionalidad.

El precio de los módulos es elevado, actualmente se encuentra en un promedio de  $2[\text{€}/\text{W}]$ , sin embargo al transcurrir los años, el costo ha ido disminuyendo considerablemente, aunque la instalación de un sistema solar fotovoltaico no deja de ser de costo elevado.

Actualmente se ha logrado tener eficiencias de hasta el 40%, sin embargo las eficiencias que se encuentran en los módulos que más se comercializan están entre el 12% y el 20%. Lo anterior se traduce en una desventaja ya que un módulo solar aislado no produce una potencia considerable, por lo que se requiere de un arreglo que contenga un mayor número de módulos para producir una potencia que pueda ser útil.

El desarrollo tecnológico ha permitido mejorar la eficiencia de las celdas, así como el uso de ésta, que es una alternativa viable para producir energía eléctrica.

---

<sup>1</sup> Romero, M. (2010). Energía solar fotovoltaica, p.17

## CAPITULO 1: DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

### OBJETIVOS

- Diseñar una planta que genere energía eléctrica mediante energía solar aplicando normas estándares.
- Fomentar e incentivar el uso de fuentes alternas de energía, totalmente libres de emisiones.
- Aplicación de tecnología solar fotovoltaica en un proyecto de ingeniería.

### DISEÑAR Y REALIZAR EL CÁLCULO ELÉCTRICO DEL SISTEMA A INSTALAR:

1. Dimensionar el sistema solar fotovoltaico.
2. Selección de los módulos fotovoltaicos según las características más convenientes.
3. Selección del arreglo entre módulos para obtener un panel que entregue la potencia y tensión requeridas.
4. Selección del inversor.
5. Diseño de la instalación: Cálculo de conductores, ductos, voltaje del sistema.
6. Selección de las protecciones necesarias para el sistema eléctrico.
7. Diseño de una subestación.
8. Planos y documentación.

### DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y SOLUCIÓN

Durante el proceso de generación de energía eléctrica se han utilizado combustibles fósiles para impulsar generadores de corriente alterna. Al ser sometidos a la combustión dichos combustibles emiten grandes cantidades de contaminantes al medio ambiente, y en la actualidad los índices de contaminación mundial son muy altos, por tal motivo es necesario contar con nuevas técnicas de generación de electricidad que no contaminen el planeta.

México se ubica entre los cinco países con mayor potencial para generar energía solar, cuenta con una radiación solar promedio de cinco kilowatts hora por metro cuadrado (KWh/m<sup>2</sup>). Así lo reveló el investigador Enrique Caldera en su ponencia "Panorama Mundial de la Energía"<sup>2</sup>.

Por lo cual el diseño de una planta que genere electricidad y no emita contaminantes es el principal objetivo de este proyecto. Se optó la energía solar como solución del problema

---

<sup>2</sup> Asociación Nacional de Energía Solar (ANES 2012), México, entre los cinco países con mayor potencial de energía solar. Obtenida en Febrero del 2012.

<http://www.anes.org/anes/>



considerando que la energía solar es una energía ilimitada y en nuestro país no se ha invertido a gran escala en este tipo de energía.

La planta abastecerá a la red nacional una potencia mínima de 20 MW, sin embargo como se verá en el desarrollo de este documento, habrá periodos en que la planta será capaz de proporcionar hasta 26.7 MW de potencia a la red de energía eléctrica. Es importante tomar en cuenta en donde estará ubicada la planta ya que los cálculos para la selección de la cantidad de módulos fotovoltaicos depende de la radiación solar que existe en el lugar, también la orientación de los módulos está en función de la latitud del sitio. Por tal motivo la selección del equipo que será utilizado estará condicionada por lo descrito anteriormente, incluyendo una subestación que será conectada a la red de transmisión.

Este sistema de generación no puede conectarse directamente a la red de transmisión, por lo cual es necesario contar con una subestación elevadora que tenga un voltaje de salida igual a 115 KV y así transmitirla hasta las áreas donde se concentra la subestación de distribución. La altura del sitio es importante para el cálculo de distancias dieléctricas, así como también el índice de contaminación que se tenga en el lugar. Esta información ha sido obtenida de la base de datos que se encuentra en la página electrónica del Servicio Meteorológico Nacional<sup>3</sup>.

Existen otras fuentes de energía libre de emisiones como la energía eólica, biomasa, mareomotriz, entre otras. Sin embargo el sol se ha seleccionado como fuente para generar electricidad por ser una alternativa muy viable cuando se aplica de la forma adecuada.

---

<sup>3</sup> Servicio Meteorológico Nacional. Obtenida en enero del 2011  
<http://smn.cna.gob.mx/>

## CAPITULO 2: LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 2.1 LA RADIACIÓN SOLAR

La energía contenida en los rayos del sol es calculado por la fórmula de Plank:

$$E = hv \quad (2.1)$$

Donde:

E= Energía de los fotones

h= Constante de Plank

v= Frecuencia de las ondas de luz

De la fórmula (2.1) se desprende que hay fotones que poseen una gran cantidad de energía y otros que poseen poca energía, es decir, existen fotones que no son capaces de atravesar la atmósfera terrestre y otros que sí. La energía que recibe la superficie de la atmósfera es una mezcla de radiaciones de distintas longitudes de onda, formada por radiación ultravioleta, luz visible y radiación infrarroja.

La constante solar es uno de los conceptos importantes, y es la cantidad de energía que recibe la superficie de la atmósfera terrestre igual a  $1370 \text{ w/m}^2$ , sin embargo, la radiación que llega hasta la superficie terrestre no es la misma debido a que la atmósfera refleja parte de esta energía, además la insolación o radiación que se recibe en un lugar determinado puede variar dependiendo de la altitud, época del año, hora del día y nubosidad existente en la tierra. A continuación se menciona la variación de la radiación incidente con la altitud y la influencia de las condiciones climatológicas en la radiación incidente (Tabla 2.1)

Tabla 2.1 Variación de la radiación incidente con la altitud<sup>4</sup>.

Altitud sobre el nivel del mar	0	900	1500	2250	3000
Intensidad de la radiación $\text{w/m}^2$	950	1050	1100	1150	1190

Tabla 2.2 Influencia de las condiciones climatológicas en la radiación incidente.

Condiciones climatológicas.	Radiación global. $\text{W/m}^2$
Cielo despejado	750-1000
Cielo parcialmente nuboso	200-500

<sup>4</sup> "Energía solar fotovoltaica" (SANCHEZ M., 2008).

De acuerdo a la forma en que llegue a la superficie de la tierra, la luz solar se clasifica en tres tipos:

- Directa: Es la que incide sobre una superficie con un ángulo único y preciso sin desviarse de su trayectoria.
- Dispersión: También llamada difusa. Es el efecto en el cual la radiación solar es desviada y los gases de la atmósfera los dispersan fácilmente a longitudes de onda cortas.
- Albedo: Es la formación de radiación reflejada por la superficie de la tierra o de cualquier otro.

En la figura 2.1 se muestra la radiación total que incide sobre una superficie inclinada corresponde a la suma de las tres componentes de radiación.

$$I_{\text{total}} = I_{\text{directa}} + I_{\text{difusa}} + I_{\text{albedo}} \quad (2.2)$$

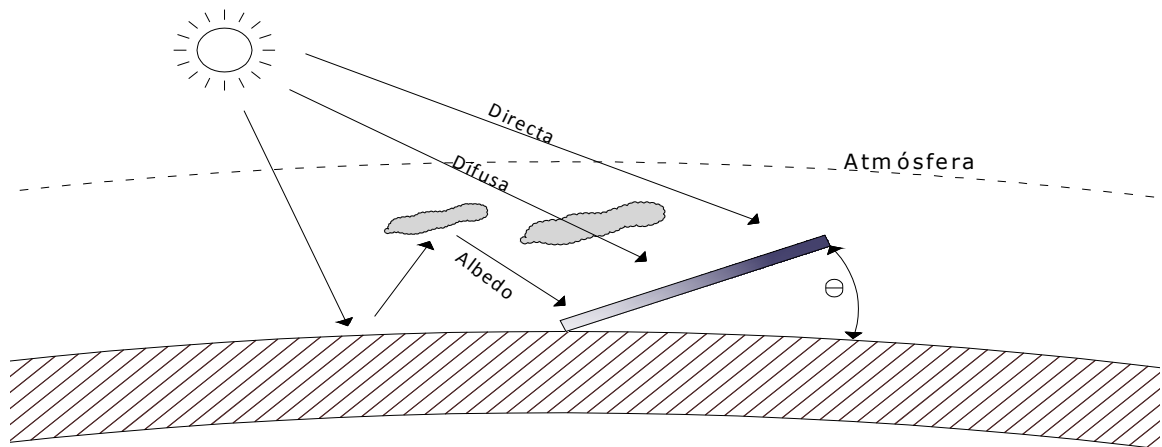


Figura 2.1 Tipos de radiación.

Las horas de pico solar son un parámetro de suma importancia para dimensionar sistemas de energía fotovoltaica y corresponde a la cantidad de horas en las cuales cada metro cuadrado de superficie captadora obtiene de modo constante 1000 [W/h] de energía.

## 2.2 EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico fue observado por primera vez en 1839 por Alexandre-Edmond Becquerel, quien se dio cuenta que el voltaje que aparecía entre dos electrodos inmersos en un electrolito dependía de la intensidad de luz que incidiese sobre ellos, este efecto también fue observado por Adams y Day en 1879 pero esta vez utilizando un elemento sólido; el selenio. Sin embargo la primera celda solar moderna se fabricó en 1954. Fue una celda de

silicio; la celda solar es el elemento que convierte los fotones que proceden del sol en una corriente eléctrica.<sup>5</sup>

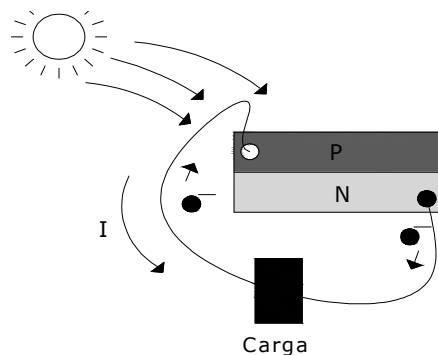
### 2.3 ESTRUCTURA BÁSICA DE UNA CELDA SOLAR.

Los semiconductores son utilizados en la fabricación de las celdas solares porque la energía que liga a los electrones de valencia al núcleo es similar a la energía que poseen los fotones de la luz solar. Entonces, cuando la luz solar incide sobre el material semiconductor, sus fotones proporcionan la energía necesaria a los electrones de valencia para romper sus enlaces y queden libres y así propagarse por el material (ver figura 2.2) .

Para conseguir la extracción de corriente, es necesario fabricar una unión p-n que consiste en producir un semiconductor en el que una zona sea tipo p y otra zona sea tipo n. La región p actúa como contacto selectivo para los huecos impidiendo el paso de los electrones. De forma similar, la región n actúa como contacto selectivo para los electrones, esto hace posible el mantenimiento de una corriente eléctrica por el circuito exterior y en definitiva el funcionamiento de la celda como generador fotovoltaico (ver figura 2.2).

Cuando los fotones emitidos por la luz solar son absorbidos por los semiconductores; se generan pares de portadores de carga eléctrica, electrones y huecos, los cuales deben ser separados para usar la energía que cada uno representa. Estos portadores son generados por la energía de los fotones, y viajan bajo un gradiente de concentración donde son separados por efecto del campo eléctrico.

La acumulación de cargas en las superficies del dispositivo da como resultado un voltaje eléctrico que se puede medir externamente, el voltaje generado es lo que conocemos como efecto fotovoltaico (ver figura 2.2).



*Figura 2.2 Efecto fotovoltaico: al incidir la luz solar en la unión, se genera una corriente que se transmite por la carga, los electrones circulan en dirección a los huecos.<sup>6</sup>*

<sup>5</sup> Romero, M. (2010). Energía solar fotovoltaica, p.46

<sup>6</sup> Fundamentos de la conversión Fotovoltaica: La Célula Solar(Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas [CIEMAT], 2008, p.1.17)

Se debe mencionar que la fabricación de una celda (ver figura 2.3) no consiste en pegar un semiconductor tipo  $p$  a otro  $n$ , es necesario el empleo de tecnologías especiales tales como la difusión de dopantes para las celdas de silicio.



*Figura 2.3 Celda solar fabricada por sunway<sup>7</sup>*

### 2.3.1 CONSTRUCCIÓN Y ESTRUCTURA DE LA CELDA FOTOVOLTAICA

Físicamente, la celda fotovoltaica es un diodo con una superficie muy amplia, comúnmente se fabrican con silicio. Generalmente una celda fotovoltaica tiene un grosor que varía entre 0.25 y 0.35 milímetros, su fabricación por lo regular es cuadrada.

Las celdas de silicio pueden construirse de cristales monocristalinos, policristalinos o de silicio amorfo. La diferencia radica en cómo están dispuestos los átomos de silicio, además según su construcción varía su eficiencia.

- Silicio monocristalino: La celda es crecida o procesada como un único cristal. Una vez cortada en obleas o láminas se realizan las difusiones de impurezas. Las celdas con estructura monocristalina suelen mostrar buenas eficiencias, sin embargo también presentan elevados costos de fabricación. Se caracterizan por su color azul homogéneo o negro.
- Celdas de silicio policristalino: Está basada también en pequeños cristales o granos, el tamaño de grano en estos materiales es inferior al de otros materiales. Su composición a partir de pequeños cristales elementales hace que su color no sea uniforme, sino que presente diferentes tonalidades de azul.
- Celdas de silicio amorfo: Es silicio en una forma no cristalina, con defectos en sus enlaces atómicos, sin embargo el silicio amorfo se deposita de tal manera que contenga una pequeña cantidad de hidrogeno, estos átomos de hidrogeno saturan muchos de los huecos de la red cristalina, permitiendo así a los electrones moverse a través del silicio. Tiene dos desventajas, la primera es su baja eficiencia y la segunda es su periodo corto de vida útil.

<sup>7</sup> Sunways Solar Cells (2012).

<http://www.sunways.eu/es/productos/solar-cells/celulas-estandar/>

Una celda solar común, está compuesta de capas. Primero hay una capa de contacto posterior que se logra evaporando o pintando con metal la plancha y que se suele cubrir totalmente, luego van dos capas de silicio (unión p-n). En la parte superior se encuentran los contactos de metal frontales con una capa de antirreflexión que da a la celda solar su típico color azul o negro, estos forman un patrón en forma de reja (ver figura 2.4). Ambos lados de la celda solar están eléctricamente conectados por un cable, una corriente circulara cuando la luz incida.

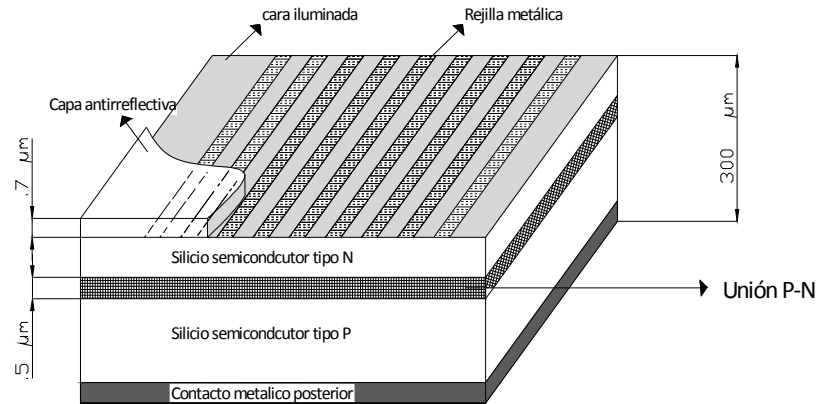


Figura 2.4 Estructura de una celda fotovoltaica.

Las celdas además de clasificarse por su construcción, también se clasifican según su estructura (distinto número de unión p-n en el mismo dispositivo), que son:

- Dispositivos de unión simple: Se trata de una celda con una única unión p-n.
- Dispositivos multifunción: La celda se crea a partir de varias uniones supuestas, incluso pueden ser varias celdas crecidas en la misma estructura. Las celdas multiunión involucran distintos materiales y técnicas de fabricación, que pueden dar lugar a estructuras realmente complejas.
- Dispositivos monocelda: Están hechas de materiales que tienen una mayor anchura de respuesta espectral y son más comunes.
- Dispositivos tándem o en cascada: Es la combinación de dos o más celdas en una misma estructura con el propósito de aprovechar el mayor rango posible del espectro solar. Cada parte de la celda está construida para aprovechar determinado rango del espectro y es transparente a los demás, es decir, sólo aprovecha las frecuencias de luz para las cuales está fabricada y las demás las deja pasar a otras celdas (ver figura 2.5). Estas celdas tienen un rendimiento superior a cualquier otro tipo, sin embargo, aún no son comercializadas ya que sólo han sido probadas en laboratorio y tienen un alto costo de fabricación.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> "Tecnología de Células Solares de Silicio Cristalino" (CIEMAT, 2008, p.2.11).

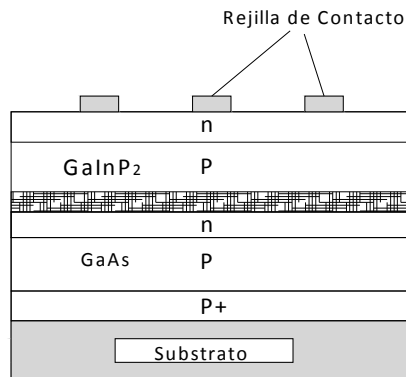


Figura 2.5 Estructura de un tándem.

## 2.4 ELEMENTOS BÁSICOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

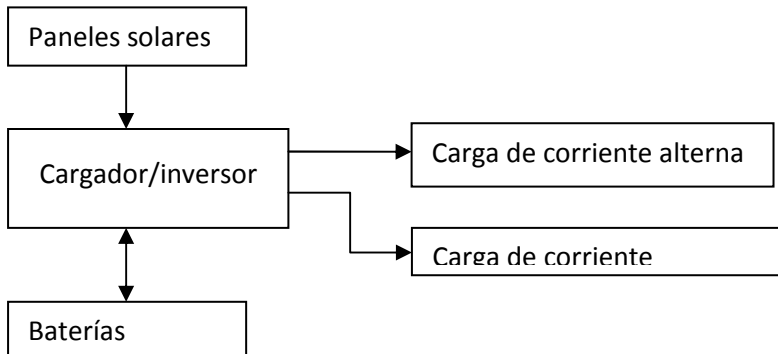
- Celdas fotovoltaicas: Unidad básica de un sistema fotovoltaico.
- Módulo fotovoltaico: Es un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas en serie o serie-paralelo para generar voltajes, corrientes nominales y potencia deseada en el módulo.
- Panel fotovoltaico: Es un grupo de módulos fotovoltaicos interconectados para generar los voltajes y corrientes requeridos por el arreglo fotovoltaico.
- Arreglo fotovoltaico: Grupo de paneles fotovoltaicos interconectados en paralelo para generar los voltajes y corrientes que requiere el sistema solar fotovoltaico.
- Inversores: Convierte la corriente continua que proporcionan el arreglo fotovoltaico en corriente alterna.
- Banco de baterías: Un conjunto de baterías que se usa para almacenar parte o toda la energía generada por los paneles.
- Controladores de carga: Elemento que regula el voltaje y corriente entregados por los paneles fotovoltaicos.
- Carga: Sistema que será alimentado por la planta solar, existe dos tipos: Cargas en corriente alterna y cargas en corriente directa.

## CAPÍTULO 3: EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

### 3.1 TIPOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

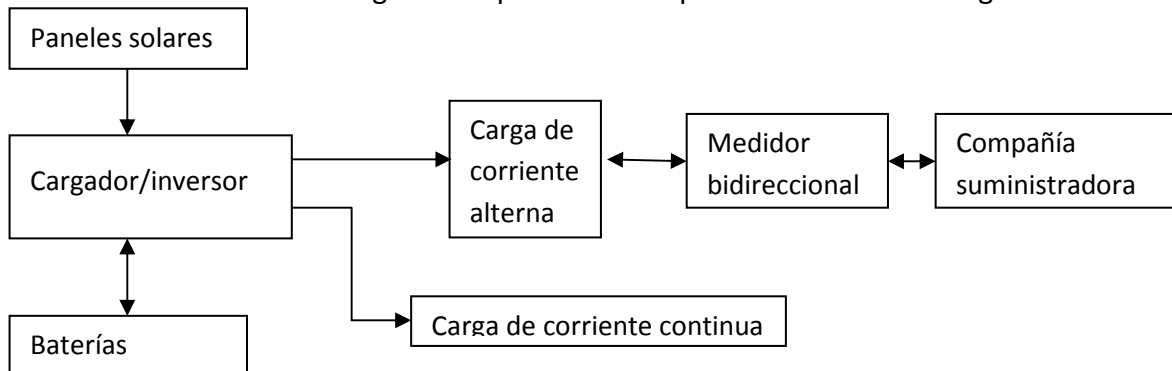
- Diagrama 3.1 Sistemas Autónomos.

Las instalaciones fotovoltaicas autónomas son instalaciones no conectadas a la red eléctrica. Su capacidad de generación es menor que el de las instalaciones conectadas a la red. Y se diferencia por tener baterías para la acumulación de energía.

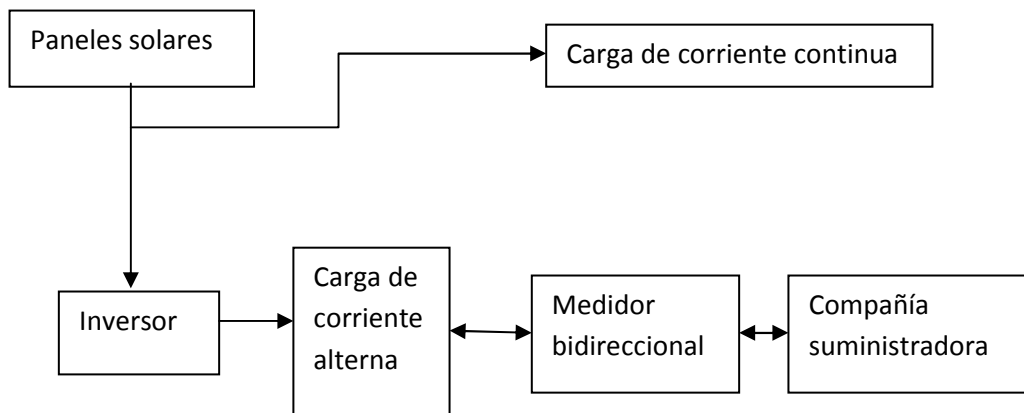


- Diagrama 3.2 Sistemas interconectados a la red con respaldo de baterías.

En instalaciones conectadas a la red no es necesario el uso de baterías, aunque pueden usarse como fuente de energía de respaldo en cualquier situación de emergencia.



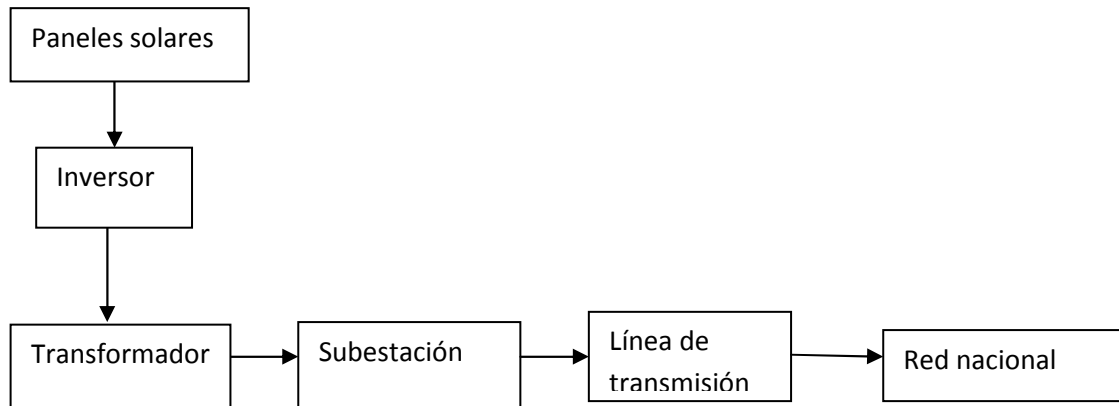
- Diagrama 3.3 Sistemas interconectados a la red sin respaldo de baterías.





- Diagrama 3.4 Sistemas interconectados a la red como plantas generadoras.

Las instalaciones conectadas a la red, suministran directamente a la red de transmisión la energía que generan sin tener que ser almacenada en baterías.



### 3.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

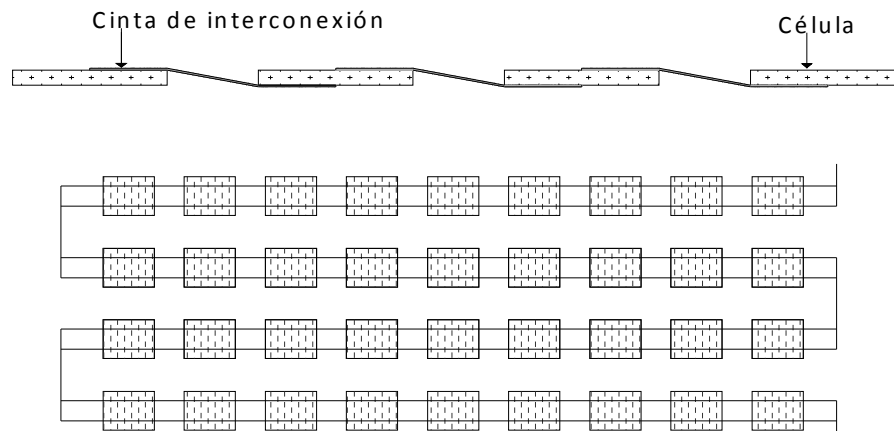
Cada fabricante adopta una forma diferente de construir el panel, sin embargo existen ciertas características que son comunes en todos ellos, de las cuales se hablarán a continuación.

#### 3.2.1 ENCAPSULAMIENTO DE LAS CELDAS

Las celdas fotovoltaicas necesitan ser encapsuladas en una superficie rígida para darles mayor dureza mecánica que dará soporte a las celdas y tener protección contra agentes externos como granizo, aves o cualquier solido que pueda dañar su superficie, además el encapsulado determina la vida útil del módulo. En la actualidad el periodo de vida garantizado por los fabricantes se encuentra entre 20 y 25 años.

#### 3.2.2 INTERCONEXIÓN DE LAS CELDAS

Una celda solamente es capaz de producir en promedio 0.5 [V], ya se ha mencionado que su rendimiento varía según su fabricación, sin embargo este es el promedio que tienen las celdas que más se comercializan. El voltaje generado por una celda no nos proporciona la posibilidad de ser aplicado directamente en un sistema solar fotovoltaico, es necesario interconectar las celdas en serie, o serie-paralelo para así elevar el voltaje generado (ver figura 3.1). Se ha descrito que la interconexión de varias celdas forman un módulo y nos proporciona un voltaje considerablemente más grande comparándolo con el que genera una sola celda.



*Figura 3.1 Interconexión entre las celdas<sup>9</sup>*

### 3.2.3 ESTRUCTURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

La estructura más convencional de un módulo fotovoltaico está compuesta por diversos elementos con características especiales (ver figura 3.2) y se describen a continuación.

-Cubierta frontal: Por ser la superficie en la que incide primero la luz solar debe de proporcionar una elevada capacidad de transmisión en el rango de longitudes de onda que pueden ser aprovechados por las celdas, está cubierta debe de tener un bajo índice de reflexión; para así aprovechar al máximo la luz que recibe el módulo, debe ser impermeable, resistente al impacto y contar con baja resistividad térmica. Comúnmente los fabricantes usan cristal templado con bajo contenido en hierro, por ser el material más barato y tiene excelentes propiedades de auto-limpiado.

-Encapsulante: Es utilizado para proporcionar rigidez mecánica a las celdas, también da adhesión entre celdas, la cubierta frontal y posterior del módulo.

-Cubierta posterior: Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica.

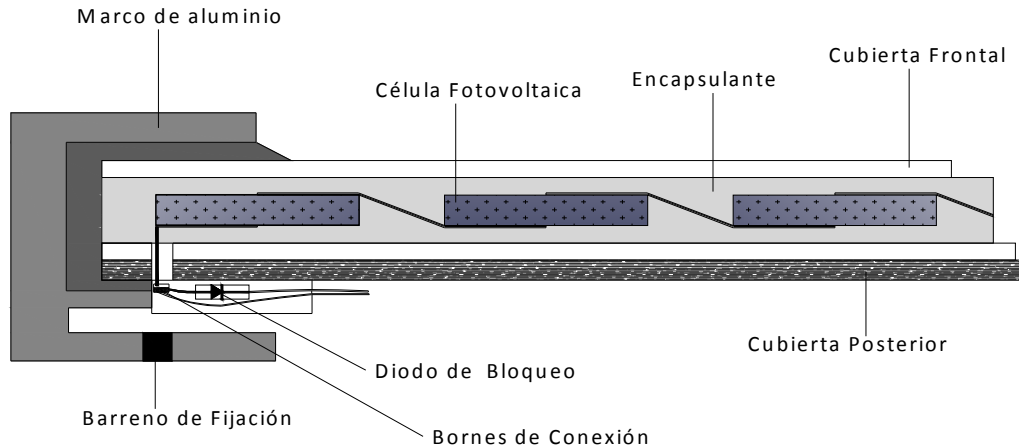
-Marco de aluminio: Es la superficie que cubre el contorno del panel, permite la instalación del panel debido a que cuenta con un orificio de fijación.

-Bornes de conexión: Medio de conexión entre las celdas interconectadas y el diodo de protección.

-Diodo de bloqueo: Sirve para evitar posibles corrientes entrantes que dañarían al módulo.

<sup>9</sup> "Tema 3: Fabricación de células y módulos de silicio monocristalino y multicristalino." (CIEMAT, 2008, p.3.17).

Nota: En España las celdas solares son llamadas células solares.



F3.2 Estructura del panel fotovoltaico<sup>10</sup>

### 3.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos cuentan con ciertos parámetros eléctricos que son de suma importancia para ser adecuadamente instalados y operados. Estas características nos permiten conocer en qué condiciones se puede obtener sus valores nominales y así realizar los cálculos requeridos en un proyecto de ingeniería.

#### CURVA CARACTERÍSTICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En la figura 3.3 se muestra la curva que representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo condiciones ambientales determinadas.

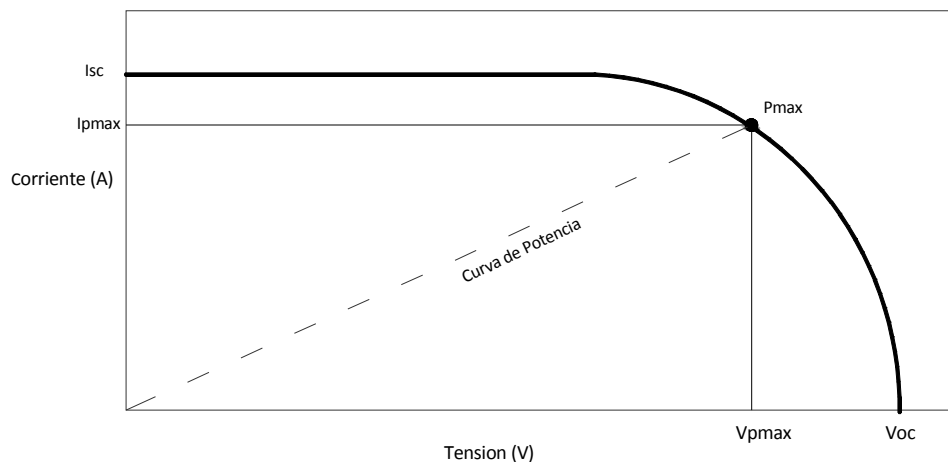


Figura 3.3 Curva característica de un panel fotovoltaico<sup>11</sup>

<sup>10</sup> "Capítulo 7: El generador fotovoltaico", (CIEMAT, 2008, p.7.7).

<sup>11</sup> Los sistemas fotovoltaicos "Curso de introducción" (GRUPO CONDUMEX, p.20).

Puede observarse que la corriente de corto circuito es ligeramente mayor a la corriente en el punto de máxima potencia, por eso debemos de tomar precauciones necesarias, y contar con protecciones adecuadas para evitar que en el módulo circule la corriente de corto circuito que podría dañar las celdas.

### 3.3.1 FACTORES QUE AFECTAN LA CURVA CARACTERÍSTICA DEL PANEL FOTOVOLTAICO.

La curva característica corriente/tensión del panel fotovoltaico es afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación, la temperatura y la distribución espectral de la luz solar, teniendo variaciones de corriente o de tensión según el factor por el cual sea afectado.

### 3.3.2 EFECTO DE LA INTENSIDAD DE ILUMINACIÓN.

En general la intensidad de irradiación afecta directamente a la corriente, entonces se puede considerar que la corriente del panel fotovoltaico es proporcional a la irradiación solar recibida, por lo tanto al aumentar la irradiación aumenta la potencia entregada por el módulo (ver Figura 3.4).

Se ha descrito anteriormente que la unión p-n genera una diferencia de potencial, sin embargo para que circule una corriente se requiere que la luz solar incida sobre la superficie de la unión por lo cual el efecto de la intensidad de iluminación no afecta al voltaje o tensión generado sólo a la corriente.

Para la instalación de paneles es recomendable no conectar en serie módulos con diferentes ángulos y orientación por ninguna circunstancia puesto que módulos con distintas orientaciones y ángulos generan corrientes distintas que circularan por todos los módulos conectados al panel, de ser necesario es preferible conectar los módulos en paralelo.

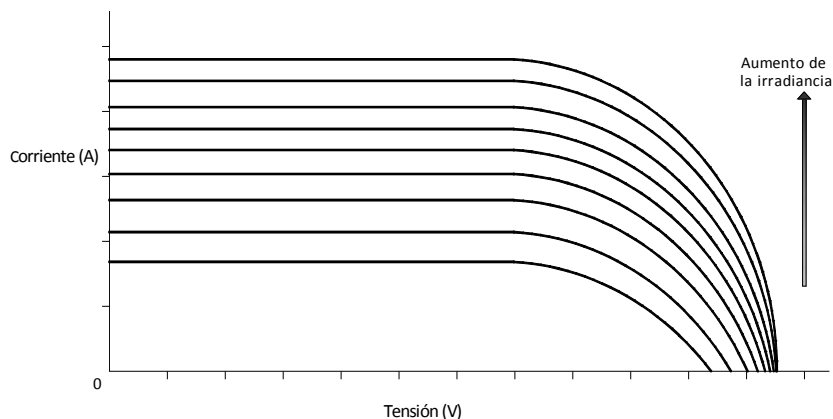
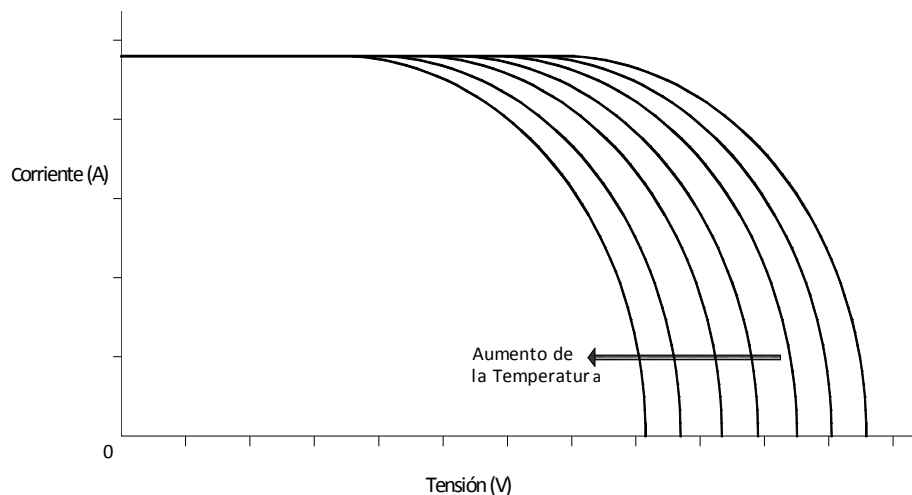


Figura 3.4 Efecto de la variación de radiación en un panel fotovoltaico<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Los sistemas fotovoltaicos "Curso de introducción", (CONDUMEX, p.21).

### 3.3.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA

Cuando las celdas están expuestas al sol elevan su temperatura, lo que ocasiona cambios en la generación de energía eléctrica, el voltaje generado varía inversamente proporcional a la temperatura de las celdas, sin alterar la corriente de salida (ver figura 3.5). Es decir el efecto de la temperatura únicamente produce cambios en el voltaje generado y no en la corriente, por lo que la potencia generada varía según la temperatura de los módulos. Por esta razón los paneles deben ser instalados de tal manera que el aire pueda circular por su superficie y debajo de ellos y así lograr que su temperatura no suba, para tener una temperatura constante lo más cercana a la temperatura ambiente del sitio donde serán instalados. Cuando se instala un sistema solar fotovoltaico también se debe tener en cuenta la temperatura mínima a la que estarán sometidos los módulos, teniendo entonces que aplicar un factor de corrección por baja temperatura.



*F3.5 Efecto de la temperatura sobre el módulo fotovoltaico<sup>13</sup>*

### 3.3.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir condiciones de operación, para contrastar los valores de distintos fabricantes, las condiciones más usadas por los fabricantes e incluidos en las especificaciones técnicas de los módulos son conocidas como condiciones estándar de prueba (STC) y tienen las siguientes características:

- 1000[W/m<sup>2</sup>] de radiación solar.
- 25 [°C] de temperatura de las celdas fotovoltaicas.
- AM<sup>14</sup>: 1.5

<sup>13</sup> Los sistemas fotovoltaicos “Curso de introducción”, GRUPO CONDUMEX, p.21.

<sup>14</sup> La masa de aire (AM) es una forma de medir el grado de interacción que ejerce la atmósfera sobre la radiación solar: Cuanto mayor sea el factor AM, más larga será la trayectoria de la radiación.  
Moro, M. (2010), Instalaciones solares fotovoltaicas, p.21

### 3.3.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Para llevar a cabo la instalación de un sistema solar fotovoltaico es necesario contar con especificaciones técnicas de los módulos a utilizar, para así dimensionar la instalación. Todos los fabricantes proporcionan las especificaciones técnicas de los equipos, sin embargo es de suma importancia interpretar dichas especificaciones.

Comúnmente los datos contenidos en las especificaciones técnicas son:

- Potencia máxima ( $P_{max}$ ): Se refiere a la potencia máxima entregada por el módulo, aludiendo al punto de máxima potencia que fue descrito en la curva característica del módulo.
- Potencia mínima garantizada ( $P_{min}$ ): Potencia mínima que entregaría el panel bajo ciertas condiciones.
- Tolerancia de potencia a la salida: Máxima variación que podría presentar el módulo fotovoltaico en la potencia de salida.
- Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): Voltaje que presenta el módulo en sus terminales sin carga conectada.
- Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ): Corriente que circularía por el panel si se presenta la condición de corto circuito en sus terminales.
- Voltaje para máxima potencia ( $V_{mp}$ ): Voltaje generado cuando el panel opera en el punto de máxima potencia.
- Corriente para máxima potencia ( $I_{mp}$ ): Corriente producida cuando el panel opera en el punto de máxima potencia.
- Temperatura de operación normal de la celda: Temperatura a la cual la celda entrega sus valores nominales.
- Voltaje máximo del sistema: Se refiere al aislamiento del sistema.
- Fusible de protección: Debe de contar con el dato de corriente a la cual opera el fusible de protección del módulo.
- Tipo de celda y dimensiones: Debe contener información básica sobre el tipo de celdas que contiene el módulo y sus dimensiones, regularmente están dadas en milímetros.
- Número de celdas contenidas en el módulo.
- Dimensiones del módulo: largo, ancho y profundidad.
- Peso del módulo.
- Tipo de conector con el que cuenta el módulo.
- Eficiencia del módulo.
- Certificaciones: Debe contar con certificaciones según estándares de la norma vigente del lugar donde será instalado.
- Condiciones estándar de prueba: Masa de aire (AM), radiación y temperatura.

### 3.4 INVERSOR

Un módulo fotovoltaico suministra corriente continua, debido a esto únicamente podemos alimentar directamente del módulo cargas de corriente continua. Para alimentar una carga de corriente alterna es necesario el uso de un inversor.

Los inversores son circuitos que son capaces de convertir la corriente continua en corriente alterna. Un inversor consta de un circuito electrónico realizado con transistores o tiristores que cortan la corriente continua alternándola y creando una onda de forma cuadrada, una vez que se tiene una onda cuadrada se recurre a diversos métodos para aproximar la onda que se ha generado a una onda de tipo senoidal. Uno de los métodos más usados es la modulación por ancho de pulsos, una vez generada la onda cuadrada se modula para así aproximar el voltaje que se tiene al de una senoide. Sin embargo el hecho de ser aproximaciones a una onda de tipo senoidal hace que se presente el fenómeno conocido como distorsión armónica, dicho fenómeno es dañino para algunos aparatos electrónicos, además no es posible conectar a la red un inversor que presente alta distorsión armónica. Existen inversores monofásicos y trifásicos, su principio de operación es el mismo.

#### 3.4.1 INVERSOR RESONANTE

Para eliminar la distorsión armónica es necesario el uso de filtros, estos filtros permiten sólo el paso de la onda de frecuencia fundamental. A menudo se coloca un transformador en la salida del inversor, por la respuesta en frecuencia que tienen los transformadores pueden ser usados como filtros, entonces al colocar el transformador en la salida del modulador de ancho de pulso se tiene un filtro, obteniendo entonces lo que en la práctica se llama un inversor de tipo resonante.

#### 3.4.2 SEGUIDOR DE MÁXIMA POTENCIA EN EL INVERSOR.

Un seguidor de máxima potencia es un mecanismo que comúnmente está instalado en los inversores usados para sistemas fotovoltaicos, capaz de modificar las condiciones de operación del inversor, para que siempre entregue la máxima potencia que puede generar.

#### 3.4.3 CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES QUE SON CONECTADOS A LA RED

En los sistemas solares fotovoltaicos que son conectados a la red se deben de seguir ciertas consideraciones respecto a los inversores a utilizar. Las características deseables de un inversor que será conectado a la red son las siguientes:

- Seguidor de máxima potencia
- Protección contra falla a tierra.
- Desconectores para CA y CC: Para maniobras.

- Envolvente a prueba de intemperie.
- Deben operar con factor de potencia uno o el más cercano.
- Deben de contar con un punto de fácil desconexión.

Las dos principales cuestiones técnicas a considerar en un inversor desde el punto de vista de calidad de la señal, es el factor de potencia y la distorsión armónica. Normalmente los inversores conmutados, operan con un factor de potencia ligeramente menor a uno, cosa que debe ser evitada puesto que con factores de potencia bajos; el inversor demandara a la red potencia reactiva, afectando la tensión o voltaje del sistema, lo cual puede degradar la calidad del servicio eléctrico de los demás consumidores conectados a la red.

El contenido armónico en la señal de salida de un inversor para un sistema solar fotovoltaico es difícil de fijar debido a que no existe mucha información disponible, sin embargo, para un inversor que será conectado a la red es deseable que la distorsión armónica sea casi nula.

Los inversores de potencia actuales suelen incluir el control de todo sistema, esto incluye detectar que el generador fotovoltaico tiene suficiente potencia para conectarse a la red, cerrando un contacto y comenzando a operar. La lógica de control del inversor incluirá un sistema de protección que detecte:

- Fallas a tierra
- Condiciones anormales en la red
- Perdidas de una fase
- Parada del inversor cuando la etapa de potencia se sobre caliente

El inversor deberá contar con un sistema de protección contra transitorios.

#### 3.4.4 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS MÁS RELEVANTES PARA LA SELECCIÓN DEL INVERSOR

Una vez elegido el arreglo de los paneles fotovoltaicos, es necesario llevar la energía eléctrica generada hacia un inversor, para tener una señal de corriente alterna, sin embargo para dimensionar el proyecto es necesario elegir el inversor más adecuado para la instalación, es decir se requiere de un inversor que sea capaz de recibir la potencia generada, y que además no sea insuficiente o exceda en demasía los requerimientos del sistema a instalar, además debe de suministrar el voltaje y corrientes demandados por el tipo de carga que será alimentada.

Entrada (CC):

- Potencia máxima de corriente continua.
- Voltaje máximo de corriente continua.
- Rango de tensión del seguidor de punto de máxima potencia(MPP)



- Voltaje nominal de corriente continua.
- Voltaje de corriente continua mínima / Voltaje inicial.
- Corriente máxima de entrada por string<sup>15</sup>.
- Cantidad de seguidores de punto de máxima potencia.

### Salida (CA):

- Potencia nominal de corriente alterna.
- Potencia aparente máxima.
- Voltaje nominal de corriente alterna.
- Frecuencia de red.
- Corriente máxima de salida.
- Factor de potencia.
- Fases.

### Dispositivos de protección:

- Protección contra polarización y corrientes inversas.
- Seccionador de corriente continua.
- Resistencia a corto circuito.
- Monitoreo de corto circuito a tierra.
- Monitoreo de red.

### Dimensiones:

- Ancho.
- Alto.
- Profundidad.
- Peso.

Los inversores que se encuentran en el mercado pueden conectarse a la red sólo si cuentan con un transformador.

Es necesario que un inversor que vaya a ser conectado a la red pueda ser capaz de sincronizar su señal con la señal de la red eléctrica, de conectarse una señal que no está en sincronismo con la de la red; se produce un efecto de corto circuito por el desfase entre las señales; para que las señales de la red y del sistema solar fotovoltaico estén en fase es necesario el uso de un sincronizador. Muchos de los inversores que cuentan con transformador además tienen instalado un sincronizador, de esta manera puede conectarse directamente el inversor a la red.

---

<sup>15</sup> String definido como un grupo de módulos conectados en serie



Figura 3.6 Inversor “Sunny Boy” fabricado por SMA<sup>16</sup>

### 3.5 BATERÍAS EN UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

En un sistema solar fotovoltaico la generación de energía eléctrica no es constante durante cualquier época o periodo. Durante el día la generación depende de la luz solar recibida y durante la noche no es posible generar energía, tampoco es posible generar la misma cantidad de energía en un día soleado o en un día nublado, así como tampoco es posible generar la misma cantidad de energía durante el verano que durante el invierno.

Se tiene un índice de generación aleatorio; en un sistema autónomo se requiere de una generación constante todo el tiempo ya que la carga así lo requiere. Por lo cual es necesario contar con un sistema de acumulación para alimentar a la carga en periodos de baja insolación o durante la noche. Además la mayor demanda del usuario se ubica en horas de tarde y noche por lo cual es necesario prever una acumulación de energía que no será utilizada inmediatamente después de ser generada sino que será usada cuando la energía generada sea reducida o nula.

En sistemas conectados a la red también es posible el uso de baterías para el suministro de energía a la red como respaldo si el sistema solar fotovoltaico llega a fallar, está en mantenimiento o maniobras. También existen sistemas conectados a la red que no cuentan con baterías; pero tienen un medidor bidireccional que permite inyectar los excedentes de generación que se tengan a la red pública y cuando sea requerido absorber de la red esos excedentes.

En una planta generadora de energía eléctrica que use como medio de generación un sistema solar fotovoltaico no es necesario el uso de baterías ya que la energía generada es inyectada directamente a la red pública para su transmisión y distribución. Por esta razón no requiere de respaldo alguno además de que la potencia generada es considerablemente alta y no es posible almacenar de manera sencilla tal cantidad de energía.

<sup>16</sup> Catalogo SMA( Sunny Family 2010).

## **CAPÍTULO 4: DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.**

Cuando se diseña un sistema solar fotovoltaico, no importando las dimensiones o potencia generada es trascendental conocer distintos datos acerca del lugar donde se situará el sistema solar fotovoltaico. Entre los datos más relevantes con los que debemos de contar se encuentran:

- Niveles de radiación mínimos y máximos durante distintas épocas del año.
- Latitud del lugar donde se instalara el sistema solar fotovoltaico.
- Temperatura máxima y mínima
- Tipo de suelo; resistividad
- Humedad
- Velocidad del viento

Debido a que la generación solar fotovoltaica depende directamente de la radiación del sol, la selección del sitio se hará considerando principalmente regiones con altos índices de radiación solar.

### **4.1 NORMATIVIDAD APLICABLE**

Un aspecto importante es la normatividad aplicable en la región donde se desee construir la planta.

El artículo 690 del NEC 2008 contiene los lineamientos que debe de cumplir un sistema solar fotovoltaico.

Además, el IEEE cuenta con el estándar 929, en donde se puede encontrar equipo y orientación necesaria para garantizar el funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red. Así mismo incluye factores relacionados con la seguridad del personal y protección de equipos.

### **4.2 SELECCIÓN DEL SITIO PARA UBICAR EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**

Para el caso de una planta generadora se deberá escoger preferentemente un lugar donde podamos obtener niveles de radiación anuales.

Es de suma importancia conocer los datos de la radiación, ya que esta varía según la época del año, y de esto dependerá la potencia máxima y mínima que podrá generar la planta además el dimensionamiento del sistema está directamente ligado a los niveles de radiación.

Una vez que se conocen los datos de la radiación solar del sitio donde se localizara la planta, se elige el equipo que se utilizará, en un sistema solar fotovoltaico los elementos de más relevancia son los módulos fotovoltaicos y los inversores.

### **4.3 SELECCIÓN DE EQUIPO.**

#### **4.3.1 SELECCIÓN DEL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO**

El primer paso a seguir es seleccionar el módulo solar que se utilizará en el diseño de la planta, es importante la selección de un módulo que genere el mayor potencial posible para optimizar la cantidad de suelo que ocupara la planta.

#### **4.3.2 CAJAS DE CONEXIONES**

Otro de los equipos a seleccionar son las cajas de conexiones también llamadas cajas combinadoras, las cuales tienen la función de conectar en paralelo los strings. Estas cajas, en su mayoría cuentan con sistemas de protección y de desconexión, razón por la cual se convierten en elementos indispensables para el control de los sistemas solares fotovoltaicos.

#### **4.3.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR**

La selección del inversor para la planta dependerá de que maneje rangos de potencias altos para contar con el menor número de inversores posibles, logrando así un diseño simple y confiable. Sin embargo también influyen aspectos como la simplicidad de los esquemas de protección y control del sistema solar fotovoltaico.

### **4.4 DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

El primer paso para el diseño de la planta será escoger los módulos fotovoltaicos y el inversor que se implementara. El arreglo de módulos solares debe acoplarse a las características eléctricas de entrada del inversor, de esta manera, se puede optimizar el arreglo de módulos para obtener la máxima potencia posible que el inversor puede manejar. Si el procedimiento se hace de forma inversa, es decir, si primero se diseña el arreglo de módulos fotovoltaicos, y después se selecciona el inversor, se complicará el proceso de selección del inversor, puesto que deberá hallarse un inversor que cuente con características específicas para adaptarse al arreglo de módulos diseñado.

Cuando se diseña el diagrama de conexiones de módulos fotovoltaicos, se debe tomar en cuenta el área que usara el arreglo; para optimizar el diseño físico de los módulos. Con esto se pretende lograr que el diseño físico tenga una forma geométrica regular, debido a que el arreglo para los módulos principalmente se diseña para un inversor, y una planta generadora cuenta con más de un inversor.

Cuando se tienen formas regulares en el arreglo físico de módulos solares, también se optimiza el área total que requerirá la planta.

Por lo cual, es importante el diseño del arreglo de módulos solares, no sólo para obtener el máximo rendimiento del inversor, sino también para optimizar el área de suelo que se requerirá.

Para llegar a tener un arreglo ideal, es posible diseñar no sólo un arreglo de módulos, sino varios. Se puede partir de un diseño base, y realizar modificaciones hasta llegar a un diseño adecuado.

Se deben tomar en cuenta otros factores para el arreglo físico de módulos fotovoltaicos, tales como la cantidad de módulos que pueden cargar los soportes, espacio para personal que dará mantenimiento a la instalación, así como espacio para unidades que puedan transportar equipo de mantenimiento y módulos solares.

La ubicación del inversor dependerá del tamaño de la planta generadora, si la planta genera una potencia relativamente pequeña es posible ubicar todos los inversores en un único cuarto, sin embargo, cuando se genera una potencia alta, el inversor tendrá que ser colocado a una distancia próxima al arreglo de módulos, debido que si el inversor se coloca a una gran distancia, las pérdidas resistivas en los conductores aumentará. Para reducir esas pérdidas en los conductores que transportarán la energía desde el inversor hasta la subestación es necesario instalar transformadores que eleven la tensión generada.

El diseño se debe realizar con los datos de la mínima radiación que se tiene durante el año en el sitio, para asegurar que la planta genere la potencia para la cual será construida. Entonces, tendremos una potencia generada que variará según la época del año.

Los inversores existentes en el mercado cuentan en su mayoría con una eficiencia cercana al 99%, razón por la cual, la potencia de entrada a un inversor no es la misma potencia que se tiene a la salida del mismo. Por lo tanto es necesario multiplicar la potencia de entrada del lado de corriente directa del inversor por la eficiencia del inversor para obtener la potencia real que tendremos en la salida del inversor.

$$P_s = (P_e)(\eta_i) \quad (4.1)$$

Donde:

$P_s$  = Potencia de salida del inversor

$P_e$  = Potencia a la entrada del inversor

$\eta_i$  = Eficiencia del inversor

## 4.5 ORIENTACIÓN Y ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.

### 4.5.1 ORIENTACIÓN

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación implican: La presencia de luz solar plena y un panel orientado hacia el sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa todo el año.

#### 4.5.2 ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Los paneles solares alcanzan su máxima efectividad cuando están orientados hacia el sol, en un ángulo perpendicular con éste a mediodía. El ángulo de inclinación de los paneles deberá ser igual o el más cercano a la latitud del sitio donde se encuentre instalado el sistema solar fotovoltaico. Una ligera diferencia entre el ángulo de inclinación y la latitud del lugar no representa un cambio significativo en la generación de los paneles fotovoltaicos.

Cuando se diseña un sistema solar fotovoltaico se deben considerar posibles sombras que se pudiesen presentar por lo cual debe haber una separación suficiente entre los arreglos de módulos fotovoltaicos, también hay que tomar en cuenta posibles sombras por objetos ajenos al sistema solar, como lo son árboles, edificios o el relieve del sitio.

#### 4.6 CONDUCTORES.

Los conductores del sistema solar fotovoltaico deben ser capaces de conducir el 125% de la corriente de corto circuito calculada.

Comúnmente los conductores del sistema solar fotovoltaico se colocan debajo de los paneles fotovoltaicos en canalización portacables. El calibre de los conductores se calcula utilizando el NEC en su artículo 310.

Es importante considerar la temperatura que se puede alcanzar debajo de los paneles, y se recomienda utilizar un conductor con aislamiento de 75°C o 90°C para asegurar que no se produzca algún deterioro en los conductores. Es recomendable, utilizar conductores especialmente fabricados para su uso en sistemas solares fotovoltaicos.

#### 4.7 PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Los marcos de los módulos, y equipos que no lleven corriente eléctrica deben ser puestos a tierra.

Cada string debe contar con un conductor de puesta a tierra; y la conexión a tierra del circuito de C.C debe hacerse en un sólo punto para cada generador o inversor. Es decir, se considera independiente el sistema de puesta a tierra para cada inversor, y debe existir únicamente un punto de conexión a tierra por cada inversor.

El cálculo del diámetro del conductor de puesta a tierra se realizara de acuerdo en lo indicado en el artículo 250-122 del NEC 2008.

La planta generadora contara con un sistemas de tierras; el de la subestación. El procedimiento de diseño de los sistemas de tierras se describe en el siguiente capítulo.

#### **4.8 CANALIZACIÓN PARA CONDUCTORES.**

Los conductores para conexión entre módulos se instalaran en canaletas, tubos, o directamente enterrados según sea el caso.

El cálculo de la canalización se llevará a cabo de acuerdo a lo indicado en NEC 2008 según la canalización que se escoja.

#### **4.9 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE**

Todos los conductores y equipos que forman parte del sistema solar fotovoltaico deben estar provistos de una protección contra sobre corriente. Los dispositivos de protección contra sobre corriente en un circuito del sistema solar fotovoltaico no deben ser menores al 125% de la corriente de corto circuito calculada para el circuito o equipo que se desea proteger.

#### **4.10 MEDIOS DE DESCONEXIÓN**

Se debe proveer de algún método de desconexión a todos los conductores que transporten corriente eléctrica en el sistema solar fotovoltaico así como también deben de equiparse medios de desconexión para los inversores, del lado de C.C y también del lado de C.A.

Por ningún motivo el conductor de puesta a tierra debe tener algún medio de desconexión.

Todos los medios de desconexión deben ser localizados en un lugar accesible y con la capacidad de ser operados externamente indicando claramente si está en posición de abierto o cerrado.

#### **4.11 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO**

1. Selección del sitio donde se localizará la planta.
2. Selección y cálculo del equipo: Módulos, cajas combinadoras e inversores.
3. Cálculo de orientación y ángulo de los módulos.
4. Diseño del arreglo físico de los módulos.
5. Diseño del diagrama unifilar
6. Cálculo de conductores.
7. Cálculo de protecciones.
8. Diseño del cuarto de inversores.
9. Diseño de la subestación.
10. Diseño de sistemas de tierra.

## **CAPÍTULO 5: DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN.**

La subestación eléctrica se diseña para contar, con una máxima confiabilidad y flexibilidad de operación. La facilidad para desconectar equipo y sacarlo de servicio para salidas programadas y no programadas.

Para diseñar una subestación, el primer paso es elegir un diagrama de conexiones, y para la selección del diagrama es necesario un estudio de la función que desempeñara la subestación así como del sistema al que se interconectara.

### **5.1 TIPOS DE SUBESTACIONES**

#### **SUBESTACIONES ELEVADORAS**

Las subestaciones elevadoras son usadas principalmente es centrales eléctricas a fin de elevar los niveles de tensión generados a niveles de tensión de transmisión.

#### **SUBESTACIONES DE ENLACE**

Las subestaciones de enlace tienen como objetivo el que un sistema eléctrico tenga mayor confiabilidad para incrementar la continuidad del servicio y así elevar la confiabilidad del sistema eléctrico en cuestión.

El tipo de subestación con el que cuenta la planta solar, es de este tipo, debido a que la subestación se interconectara con otra subestación de igual voltaje, esto para tener una buena continuidad de servicio y ser conectada a la red de transmisión.

### **5.2 DIAGRAMAS UNIFILARES**

El diagrama unifilar (arreglo) de una subestación tiene como objetivo representar mediante símbolos y en una sola línea las conexiones y características principales de la subestación.

Cuando se diseña una subestación, se deben de considerar los siguientes requerimientos para optimizar el diagrama de conexiones:

- Continuidad de servicio
- Flexibilidad de operación
- Facilidad de mantenimiento al equipo
- Habilidad para limitar los niveles de corto circuito
- Simplicidad en los esquemas de control y protección
- Economía de equipo y su instalación
- Área disponible para su construcción
- Posibilidad de ampliación.

Los arreglos de barras usados para el nivel de tensión de 115 KV son:



- Barra sencilla
- Doble juego de barras principal; también conocido como barra principal y barra auxiliar.

### 5.2.1 ARREGLO DE BARRA SENCILLA

Es el arreglo más simple y el que utiliza la menor cantidad de equipo, por lo cual es el arreglo que resulta más económico. En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación se encuentran conectados al juego de barras a través de sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora está cerrada (ver figura 5.1).

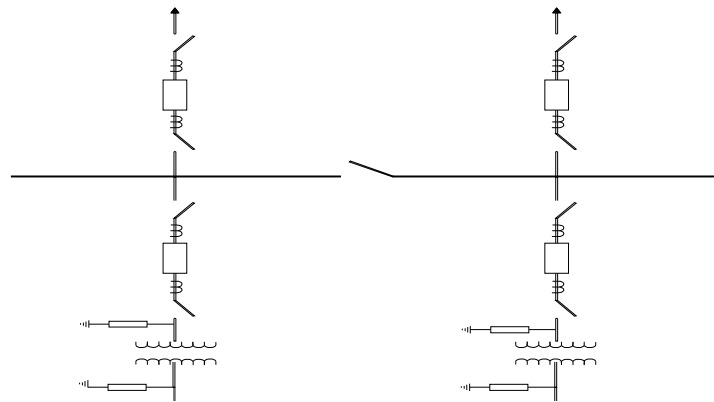


Figura 5.1 Barra sencilla

### 5.2.2 ARREGLO DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE.

En condiciones normales de operación la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad de los elementos de la subestación se conectan al otro juego de barras (ver figura 5.2).

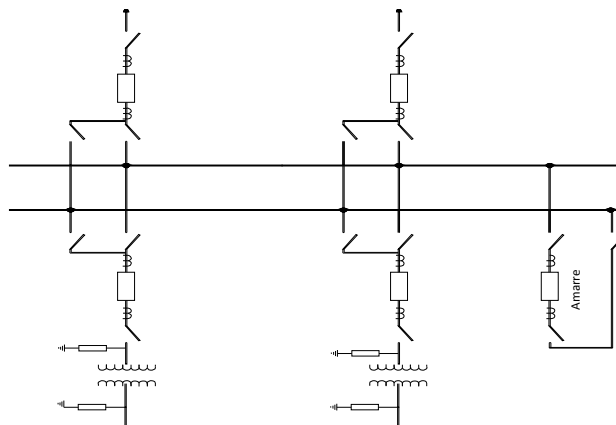


Figura 5.2 Doble barra con interruptor de amarre

### 5.3 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

El principio de coordinación de aislamiento, se basa en la probabilidad de falla y en la característica de los aislamientos de ser recuperables o no recuperables. Es decir, la coordinación de aislamiento se hace de manera que se pueda presentar una falla en la cadena de aisladores de las líneas, en lugar de los aisladores de remate en la subestación; o bien la falla se presente en éstos, en lugar de las boquillas de los transformadores, o bien en éstas, antes que en los aislamientos internos del transformador.

Las sobretensiones que se presentan en las subestaciones eléctricas, pueden ser directas (por descargas atmosféricas) o indirectas a través de las líneas de transmisión o por maniobra de interruptores sobre las líneas de transmisión conectadas a la subestación.

La coordinación de aislamiento se establece desde el diseño de la subestación:

- Dimensionamiento dieléctrico
- Blindaje de la subestación
- Protección contra sobretensiones originadas por descargas atmosféricas (apartarrayos).

#### 5.3.1 DIMENSIONAMIENTO DIELECTRICO

El dimensionamiento dieléctrico se toma en consideración principalmente por el efecto de las sobretensiones por rayo en general y por maniobra de interruptores en las subestaciones.

El dimensionamiento en la subestaciones se hace principalmente por que se dispone de equipo que tiene un arreglo que debe de ser considerado, además de que existe la posibilidad de circulación de personal y algunas veces vehículos para mantenimiento en ciertas zonas de la subestación.

Las dimensiones dieléctricas a considerar, en la subestación de tipo intemperie son las siguientes:

- Distancias de fase a tierra de barras, con respecto a estructuras y equipos.
- Distancias de fase a fase o entre partes vivas.

Con relación al arreglo de barras y equipos en la subestación, se deben considerar las siguientes dimensiones:

- Altura de las barras con respecto el suelo.
- Altura de las partes vivas de los equipos con respecto al suelo.
- Distancia de seguridad vertical y horizontal en zonas de circulación.

Para cada nivel de tensión, se tiene asociados niveles básicos de aislamiento al impulso, que por norma corresponde a los usados en las líneas de transmisión y que representa el punto de partida para los cálculos de dimensionamiento. Del mismo modo se debe considerar el efecto de la temperatura, humedad y presión barométrica en el cálculo de la tensión crítica de flameo (TCF), sólo que, como éstas distancias están asociadas al equipo y normalmente el fabricante garantiza sus características dieléctricas externas hasta 1000 msnm (metros sobre el nivel del mar), esto significa que los factores de corrección, se aplican a partir de 1000 msnm, con esto se llegó a un factor de corrección por altitud, estableciéndose que las distancias dieléctricas se deben incrementar en 1.25% por cada 100 metros de altitud sobre la altura de 1000 msnm.

$$TCF = \frac{NBI}{1.0 - 1.3\delta} \quad (5.0)$$

Donde:

NBI = Nivel básico de aislamiento al impulso

$\delta$  = Factor de densidad del aire

### 5.3.2 CÁLCULO DE DISTANCIAS ENTRE APOYOS DE BARRAS

Se deben especificar las distancias entre apoyos de barras, es decir entre aisladores, esto permite tener una idea de las dimensiones de la subestación eléctrica asociando esas distancias a las dimensiones del equipo o el área que ocupan en las bahías de la subestación.

### 5.3.3 ALTURA MÍNIMA DE LAS PARTES VIVAS DE LOS EQUIPOS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO

Dependiendo del tipo de diseño adoptado para la subestación, el equipo o parte de este puede quedar instalado sobre el piso, en este caso es necesario definir si durante la operación de la subestación, existirá circulación de personal en áreas cercanas a equipos energizados. En cualquier caso, la distancia mínima que se debe respetar entre partes energizadas y el suelo es la distancia de fase a tierra.

El equipo que va montado sobre bases, considera esta altura de seguridad como referencia para el cálculo de la altura de la parte viva con respecto al suelo, entre estos equipos se encuentran:

- Transformadores de instrumento (Potencial)
- Cuchillas desconectoras
- Apartarrayos
- Interruptores

### 5.3.4 ALTURA DE LAS BARRAS

En las subestaciones eléctricas normalmente existen niveles de alturas de barras con respecto al suelo. Para un proyecto el nivel de referencia es el que se encuentra más bajo en

el punto medio del claro (cuando son barras flexibles) y es la altura que se considera en los aspectos de seguridad y zonas de maniobra.

### 5.3.5 SEGURIDAD

Cuando por alguna circunstancia no se puede respetar la distancia de seguridad, entonces para evitar el acercamiento de las personas a las partes vivas de los equipos, se debe proceder a usar barreras de protección.

## 5.4 CÁLCULO DE BARRAS COLECTORAS

Las barras colectoras de una subestación son un conjunto de conductores eléctricos rígidos o flexibles que son usados como conexión entre diferentes circuitos de la subestación, tales circuitos pueden ser bancos de transformación, líneas de transmisión, etc.

Según el arreglo de barras, en una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras. El diseño de las barras se hace considerando los esfuerzos dinámicos y estáticos al que estarán sometidas según el material del conductor que se haya seleccionado.

Los cables son el tipo de barra más usado ya que es el más económico y se logran claros más grandes que con los demás materiales, sin embargo tiene grandes pérdidas por efecto corona y efecto piel. Comúnmente se usan cables de cobre y de aluminio reforzado.

### 5.4.1 MATERIALES CONDUCTORES

Es importante mencionar que en la selección del material no sólo intervienen las propiedades eléctricas sino también propiedades mecánicas y el costo del material.

Para la misma ampacidad, los conductores de cobre pesan aproximadamente dos veces más que los conductores de aluminio, razón por la que resulta una flecha mayor en el cobre que en el aluminio.

El aluminio presenta una alta resistencia a la corrosión atmosférica, sin embargo al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que cuando se ponen en contacto estos materiales deben usarse juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas.

### 5.4.2 PARÁMETROS DE DISEÑO PARA EL CÁLCULO DE BARRAS COLECTORAS.

Los parámetros de diseño de las barras tienen como objetivo determinar la factibilidad técnico-económica del diseño, tomando en cuenta diversas variables relacionadas con características eléctricas y mecánicas.

### 5.4.3 AMPACIDAD

Las barras colectoras deben ser capaces de soportar la corriente nominal que circula a través de ellas además de la corriente de corto circuito que pudiera presentarse durante una falla en la subestación.

## 5.4.4 EFECTO CORONA

Cuando un conductor se encuentra energizado, el aire que rodea a dicho conductor se ioniza provocando una descarga, a este efecto se le denomina efecto corona. Este efecto es consecuencia del gradiente de potencial en la superficie de los conductores y es función del diámetro del conductor.

Es posible evitar el efecto corona cuando el máximo gradiente de tensión superficial de las barras ( $E_m$ ) es menor que el gradiente de tensión superficial permisible ( $E_0$ ), el cual es función de la presión barométrica y la temperatura de operación del conductor y se calcula mediante la siguiente expresión.

$$E_0 = (\delta)(g_0) \quad (5.2)$$

$$\delta = \frac{7.05(b)}{459 + T} \quad (5.3)$$

Donde:

$E_0$  = gradiente de tensión superficial permisible (KVrms/cm)

$g_0$  = gradiente de tensión superficial permisible para igual generación de radioinfluencia en conductores circulares

$\delta$  = factor de densidad del aire

$b$  = presión atmosférica (cm de Hg)

$T$  = temperatura (°F)

El máximo gradiente de tensión superficial en las barras para un arreglo trifásico se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - \frac{d}{2}} E_a \quad (5.4)$$

$$E_a = \frac{2V_1}{d \ln\left(\frac{4h_e}{d}\right)} \quad (5.5)$$

$$h_e = \frac{hD}{\sqrt{4h^2 + D^2}} \quad (5.6)$$

Donde:

$E_m$  = máximo gradiente de tensión superficial del conductor (KV/cm)

$E_a$  = gradiente promedio de tensión superficial del conductor (KV/cm)

$h$  = distancia del centro del conductor al plano de tierra (cm)

$d$  = Diámetro exterior del conductor individual (cm)

$V_1$  = 1.1 del voltaje nominal de línea a tierra (KV)

$h_e$  = Distancia equivalente desde el centro del conductor al plano de tierra para tres fases (cm)

$D$  = Separación entre fases (cm)

## 5.5 SISTEMAS DE TIERRA

Un sistema de tierras minimiza la posibilidad de accidentes con el personal y daño a equipo (equipo de potencia y equipo de comunicaciones), y por otro lado maximiza la confiabilidad del sistema eléctrico.

Los propósitos específicos de la conexión a tierra son los siguientes:

- Seguridad del personal
- Minimizar el daño en el equipo
- Controlar las sobretensiones durante los transitorios
- Disipación de las descargas atmosféricas
- Una operación correcta de los dispositivos de protección.

Adicionalmente, las condiciones de temperatura y humedad pueden producir variaciones extremas en la resistividad de la tierra en la que se encuentra instalado el sistema de tierras. El uso de sistemas de tierra está normado en la Norma de Referencia NRF-011-CFE-2004. Los sistemas y circuitos conductores se ponen a tierra de manera sólida para facilitar la acción de los dispositivos de sobrecorriente en caso de fallas a tierra.

### 5.5.1 PELIGRO DE CHOQUE ELÉCTRICO

La red de tierras cobra mayor importancia respecto a la seguridad del personal si consideramos a las corrientes eléctricas que circulan por el cuerpo humano cuando se presenta una falla o por fenómenos de inducción así como la capacidad de aguante del mismo para soportar los efectos de dichas corrientes.

### 5.5.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL ATERRIZADO O NO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.

- Proporcionar Protección y Seguridad al personal que manipula equipos o circuitos eléctricos o que convive en su cercanía.
- Reducir el Voltaje de Toque que se presenta cuando una persona toca una parte o estructura metálica que se encuentre a un voltaje o tensión diferente al del suelo sobre el que está parado.
- Reducir los gradientes de potencial que se presentan sobre la superficie del terreno próxima a los componentes metálicos de las redes de tierra y que dan origen al voltaje ó tensión de Paso, que es el existente entre dos puntos con una separación de un metro.
- Garantizar el funcionamiento adecuado de los equipos de Protección, Medición, Cómputo y Telecomunicaciones considerados como equipos de alta sensibilidad a las variaciones de potencial.

5.5.3 ELEMENTOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRAS<sup>17</sup>

- Malla para tierra enterrada a una profundidad que usualmente varia de (0.3-1.5) m
- Electrodo verticales (varilla para tierra) conectados a la malla para tierra y clavados verticalmente.
- Conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de las partes de la instalación y del equipo, que deban ser puestos a tierra incluyendo estructuras metálicas
- Conectores aprobados de acuerdo a IEEE-80 que pueden ser soldables, mecánicos o a compresión. De tal forma que la temperatura de fusión en la unión no sea menor a la temperatura de fusión del conductor que se conecte.

5.5.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE TIERRAS<sup>18</sup>

## 1. Recopilación de los datos de campo

El primer paso para el diseño de un sistema de tierras, es hacer un análisis de la resistividad del suelo. Con las mediciones de campo, se determina la composición general y la resistividad aparente del suelo circundante a los puntos donde se localizara el sistema de tierras.

## 2. Dimensionamiento del conductor

Para determinar la sección transversal del conductor de puesta a tierra y de la malla para tierra, la corriente de falla debe ser la máxima corriente futura de falla esperada que puede ser conducida por cualquier conductor del sistema de tierra, y el tiempo  $t_c$  debe ser el tiempo máximo de liberación de la falla, incluyendo el tiempo de la protección de respaldo.

Para calcular la sección transversal del conductor debe considerarse la corriente de falla más severa.

$$A_{mm}^2 = I \frac{1}{\sqrt{\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t\alpha_r\rho_r} \ln \frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}}} \quad (5.7)$$

Donde:

$I$  = Corriente RCM en KA (considerar el incremento futuro).

$T_m$  = Temperatura máxima permisible en °C.

$T_a$  = Temperatura ambiente en °C.

$\alpha_r$  = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia  $T_r$  en  $1/^\circ\text{C}$ .

$\rho_r$  = Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia  $T_r$  en  $\mu\Omega - \text{cm}$ .

$t_c$  = Tiempo de duración de la corriente en segundos.

TCAP = Factor de capacidad térmica por unidad de volumen.

$K_o$  =  $1/\alpha_o$  ó  $1/\alpha_r - T_r$  en °C

## 3. Cálculo de tensiones de contacto y de paso tolerables

<sup>17</sup> Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas (NRF-011-CFE-2004), p. 2.

<sup>18</sup> Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas (NRF-011-CFE-2004), p. 3.

TENSIÓN DE PASO:

$$E_{S50} = [1000 + 6C_S\rho_S] \frac{0.116}{\sqrt{t_S}} \quad (5.8)$$

Donde:

$E_{S50}$  = Voltaje o tensión de paso para 50 Kg

$C_S$  = Factor de reducción

$\rho_S$  = Resistividad de la capa superficial

$t_S$  = Tiempo de duracion de la falla

TENSION DE CONTACTO:

$$E_{T50} = [1000 + 1.5C_S\rho_S] \frac{0.116}{\sqrt{t_S}} \quad (5.9)$$

Donde:

$E_{T50}$  = Voltaje o tensión de contacto para 50 Kg

#### 4. Diseño inicial de la malla

Disposición de conductores y varillas.

#### 5. Resistencia a tierra de la malla.

El valor de la resistencia para profundidades comprendidas entre 0.25 y 2.5 metros esta dado por la ecuación:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (5.10)$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad de la tierra.

$A$  = Area ocupada por la malla de tierra

$h$  = Profundidad de los conductores, en metros.

$L$  = Longitud total de conductores enterrados en la red.

El valor de la resistencia a tierra de la red deberá mantenerse dentro de los valores establecidos por la norma NRF-011-CFE-2004.

#### 6. Cálculo de la corriente máxima de malla

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})} \quad (5.11)$$

$$I_G = C_P D_F I_g \quad (5.12)$$

Donde:

$I_g$  = Corriente simetrica de la malla



$I_G$  = Corriente máxima de la malla  
 $C_p$  = Factor de proyección  
 $D_F$  = Factor de decremento  
 $t_f$  = Tiempo de liberación de la falla (s)  
 $T_a$  = Constante de tiempo definida por la relación de la inductancia (L) entre la resistencia del sistema (R) a la frecuencia del sistema

$$T_a = \frac{X}{R2\pi f} \quad (5.13)$$

7. Máxima elevación de potencial de la malla

$$GPR = I_G \times R_G \quad (5.14)$$

8. Cálculo de tensiones de contacto y de paso en la malla

$$E_m = \frac{\rho k_m k_i I_G}{L_m} \quad (5.15)$$

Donde:

$E_m$  = Tensión de malla  
 $\rho$  = Resistividad promedio del suelo  
 $k_m$  = Factor geométrico  
 $k_i$  = Factor de irregularidad  
 $\frac{I_G}{L_m}$  = Relación de la corriente promedio por unidad de longitud de conductor enterrado en el sistema de tierra

$$E_s = \frac{\rho I_G k_s k_i}{L_s} \quad (5.16)$$

Donde:

$E_s$  = Tensión de paso  
 $k_s$  = Factor geométrico  
 $L_s$  = Longitud efectiva de conductores enterrados

9. Comparación del potencial de contacto en la malla (tensión de malla) con la tensión de contacto tolerable y revisión del diseño de la malla (si se requiere).

10. Comparación de tensión de paso en la malla con la tensión de paso tolerable y revisión del diseño de la malla (si se requiere).

11. Revisión final del diseño.

## 5.6 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS PARA INTERCONECTAR LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA A LA RED NACIONAL

A fin de interconectar una planta generadora solar fotovoltaica, es necesario el diseño de una línea de transmisión. Razón por la cual a continuación se describe la teoría necesaria para el diseño de una línea aérea.

### 5.6.1 CLASES DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Existen muy pocos sistemas simples de transmisión, los cuales son principalmente pequeños sistemas aislados. Un sistema interconectado puede comprender todos los tipos posibles de sistemas individuales. Los tres grupos en que pueden clasificarse los sistemas de transmisión son: 1.-Radiales, 2.-En bucle o anillo, 3.-En red o malla.

El objeto o finalidad de todo sistema consiste en suministrar la calidad y continuidad de servicio requerido por las diferentes cargas o zonas de carga. Para conseguir el resultado deseado a un costo mínimo.

### 5.6.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.

Una línea de transmisión aérea está constituida por los conductores, las estructuras de soporte, los aisladores y accesorios para sujetar los conductores a las estructuras de soporte, y en la mayor parte de los casos de las líneas de alta tensión, los cables de guarda para proteger la línea de las descargas directas de los rayos.

### 5.6.3 LÍNEAS

Una línea o un cable pueden ser representados como un circuito de constantes distribuidas como se muestra en la figura 5.3.

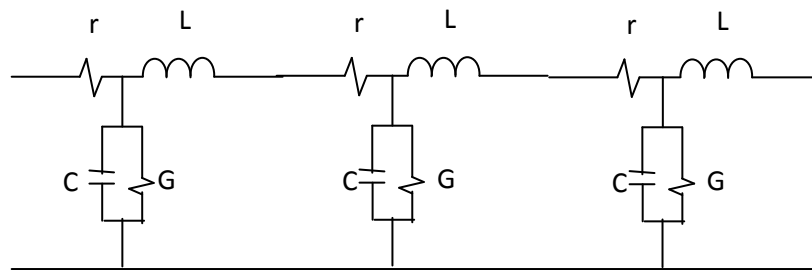


Figura 5.3 Representación de una línea de constantes distribuidas

En la figura 5.3  $r$  representa la resistencia a la corriente alterna del conductor por unidad de longitud,  $L$  representa la inductancia de línea a neutro por unidad de longitud,  $C$  es la capacitancia al neutro del conductor por unidad de longitud y  $G$  es la conductancia por unidad de longitud.

#### 5.6.4 CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS

Las líneas se clasifican de acuerdo a su longitud.

- Líneas cortas: Hasta 80 Km de longitud.
- Líneas medias: Hasta 240 Km de longitud.
- Líneas largas: Mayores de 240 Km de longitud.

#### 5.6.5 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA CORTA

Para el caso de una línea de transmisión corta, la capacitancia y la conductancia a tierra son generalmente despreciables, por lo que el circuito equivalente de la línea se representa como se observa en la figura 5.4.

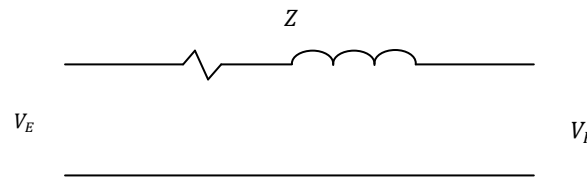


Figura 5.4 Circuito equivalente de una línea Corta

$$Z = R + jX_l \quad (5.17)$$

Donde:

- Z = Impedancia serie por fase ( $\Omega$ )
- X = Reactancia inductiva por fase ( $\Omega$ )
- R = Resistencia por fase ( $\Omega$ )
- $V_E$  = Tensión de envío o del generador (V)
- $V_R$  = Tensión del lado receptor (V)

Podemos calcular el voltaje en el lado receptor mediante la siguiente expresión:

$$V_R = V_E - (I)(Z) \quad (5.18)$$

#### 5.6.6 REGULACIÓN DE VOLTAJE

La regulación de voltaje de la línea se define por el incremento de voltaje en el extremo receptor al ser removida la carga, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\% \text{Regulación} = \frac{(\overline{V_E} - \overline{V_R})}{\overline{V_R}} (100) \quad (5.19)$$

Donde:

- $\overline{V_E}$  = Magnitud del voltaje de envío de línea
- $\overline{V_R}$  = Magnitud del voltaje en el lado Receptor

### 5.6.7 EFICIENCIA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La eficiencia de una línea de transmisión puede expresarse como la relación de la potencia real de salida a la potencia real de entrada a la línea:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent} + \text{pérdidas}} \quad (5.20)$$

Donde:

$P_{sal}$  = Potencia de salida de la línea

$P_{ent}$  = Potencia de entrada de la línea

Las pérdidas de las líneas se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{pérdidas} = 3I^2R \quad (5.21)$$

### 5.6.8 CÁLCULO DE PARAMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS

Generalmente en una línea de transmisión los conductores están a distintas distancias entre sí. Para cualquier configuración posible de los conductores, los valores promedio de la inductancia y capacitancia pueden calcularse representando al sistema en estudio por otro con un espaciamiento equivalente.

Este espaciamiento equivalente es denominado Distancia Media Geométrica y se calcula haciendo uso de la siguiente expresión:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{(\text{Dab})(\text{Dac})(\text{Dbc})} \quad (5.22)$$

Donde:

DMG = Distancia Media Geométrica

Dab = Distancia entre fase A y fase B

Dac = Distancia entre fase A y fase C

Dbc = Distancia entre fase B y fase C

Para calcular la reactancia inductiva promedio por fase de una línea aérea es necesario recurrir a la siguiente expresión:

$$X_L = (0.2794) \log_{10} \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \quad (5.23)$$

Donde:

$X_L$  = Reactancia inductiva promedio por fase ( $\Omega$ )

DMG = Distancia Media Geométrica

RMG = Radio Medio Geométrico

## CAPÍTULO 6: DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO

En los capítulos anteriores nos enfocamos a la teoría indispensable para el diseño de la planta. Ahora realizaremos los cálculos para el diseño de la planta solar. Entre los cuales escogeremos los componentes que cumplan con las características que requiere la planta.

El número de paneles a instalar se calculara teniendo en cuenta que se tienen inversores de 2 MW y de 1 MW y que la potencia mínima que deseamos es de 20MW. Se ha decidido subdividir la planta solar en 13 instalaciones semiindependientes de 2MW de potencia nominal cada una y 1 instalación de 1MW. La razón es para evitar arreglos de paneles extensos y evitar grandes pérdidas en los conductores.

A continuación mencionaremos las características de cada uno de los componentes a utilizar, el módulo que se utilizará tiene una potencia de 315 W, esta potencia es una de las más altas en el mercado; y cuenta con una eficiencia de 16.2 %. Las cajas combinadoras que se eligieron son las que cumplen con las propiedades que se requieren en el sistema, las cajas Ax cuentan con un número mayor de entradas y soportan la corriente del arreglo fotovoltaico; este dato es importante porque así no utilizaremos demasiadas cajas combinadoras Ax. Las cajas combinadoras Gx cuentan con 3 entradas y también soportan la corriente de salida de las cajas Ax. El tablero Riel Din se utilizará para juntar las salidas de las cajas Gx y así generar únicamente un conductor de entrada al inversor.

Cada inversor estará conectado a un transformador y a su vez las salidas de los 14 transformadores estarán conectadas a la subestación que cuenta con dos transformadores trifásicos, posteriormente se conectarán a los armarios de protección y medida correspondientes.

### 6.1 MEMORIA DE CÁLCULO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

#### OBJETIVO

Dimensionar el sistema solar fotovoltaico a fin de contar con una capacidad de generación de 20 MW, así como el cálculo de cada uno de los subsistemas y componentes que integran la planta generadora.

#### PROCEDIMIENTO

Está basado en el NEC 2008

#### CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Capacidad de generación: 20 MW

Voltaje de salida: 115 KV.

Punto de interconexión a la red: La Subestación Jiménez CFE

#### CARACTERÍSTICAS DEL LUGAR DONDE SE INSTALARA LA PLANTA

La planta se ubicará en Jiménez Chihuahua, en una zona poco poblada. En la figura 6.1 se presenta una ortofoto del lugar donde se situará la planta.



*Figura 6.1 Localización de la planta solar*

Localización: Jiménez, Chihuahua

Latitud: 27°

Radiación Mínima del sitio<sup>20</sup>: 773 W/m<sup>2</sup>

Temperatura ambiente: 25°

Temperatura máxima: 40°

Temperatura mínima: 5°

Altura sobre el nivel del mar: 1500 metros

Velocidad del viento: 60 Km

- CÁLCULO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS, CAJAS COMBINADORAS E INVERSORES.

#### **Módulo "jetion solar JT315SAC"**<sup>21</sup>

$$P = 315 \text{ W}$$

$$V_m = 35.9 \text{ V}$$

<sup>20</sup> La planta se ubicara en el municipio de Jiménez, Chihuahua, y según los mapas de radiación solar el periodo donde se cuenta con la radiación mínima es durante el invierno, y corresponde a 773 W/m<sup>2</sup>.

<sup>21</sup> Jetion Solar, Crystalline Solar Module (2011), Hoja de especificaciones incluida en Apéndice 1.  
<http://www.jetionsolar.com>

$$I_m = 8.78 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 42.3 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 9.45 \text{ A}$$

### **Caja Combinadora "Siemens AX"<sup>22</sup>**

- Valores de entrada

Entradas de DC= 6

Corriente máxima por entrada = 10.5 A

### **Caja Combinadora "Siemens GX"<sup>13</sup>**

- Valores de entrada

Entradas de DC= 3

Corriente máxima por entrada = 100 A

### **Tablero Riel Din "ABB Artu"<sup>23</sup>**

Entradas de DC=2

Corriente Máxima en Barras = 500 A

### **Inversor Siemens "Sinvert 2000 MS TL"<sup>24</sup>**

- Valores de entrada

$$V_{max} = 750 \text{ V}$$

$$I_{max} = 4000 \text{ A}$$

$$P_{max} = 2052 \text{ W}$$

Entradas = 16

### **Inversor siemens "Sinvert 1000 MS TL"<sup>25</sup>**

- Valores de entrada

$$V_{max} = 750 \text{ V}$$

---

<sup>22</sup> Array junction box and generator Junction box (SINVERT SIEMENS, 2009), hoja de especificaciones incluida en Apéndice 1.

<sup>23</sup> Subestaciones compactas y tableros de distribución (ABB, 2006), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1.

<sup>24</sup> Technical Data SINVERT 2000 MS TL (SIEMENS, 2009), hoja de especificaciones incluida en Apéndice 1

<sup>25</sup> Technical Data SINVERT 1000 MS TL (SIEMENS, 2009), hoja de especificaciones incluida en Apéndice 1

$$I_{\max} = 2000 \text{ A}$$

$$P_{\max} = 1026 \text{ W}$$

$$\text{Entradas} = 8$$

Cantidad de Inversores:

- 13 del modelo "SIEMENS SINVERT 2000 MS TL"
- 1 del modelo "SIEMENS SINVERT 1000 MS TL"

A partir de esta sección llamaremos "generador de 2 MW" al conjunto de elementos que alimenta al inversor "SIEMENS SINVERT 2000 MS TL"

Al conjunto de elementos que alimenta el inversor "SIEMENS SINVERT 1000 MS TL" le llamaremos generador de 1 MW.

- PARA GENERADOR DE 2 MW

Strings con 16 módulos solares en serie

$$V_{\text{string}} = 574.4 \text{ V}$$

$$I_{\text{string}} = 8.78 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc string}} = 9.45 \text{ A}$$

$$P_{\text{string}} = 5043.23 \text{ W}$$

De acuerdo a lo indicado en la tabla 690.7 del NEC aplicamos al voltaje de circuito abierto del string un factor de corrección de 1.08.

$$V_{\text{OCstring}} = 16(42.3)(1.1) = 744.48 \text{ V}$$

El máximo voltaje del sistema solar fotovoltaico es de 1000 V.

Se conectarán 25 strings por cada entrada del inversor. Dado que el inversor cuenta con 16 entradas, se conectarán un total de 400 strings por inversor

Se conectarán un total de 6400 módulos por inversor

$$P_{400\text{strings}} \approx 2.01 \text{ MW} = \text{potencia de entrada al inversor}$$

$$I_{\text{entrada}} = (25)(16)(8.78) = 3512 \text{ A}$$

$$\eta = 98.2\%$$



$$P_{\text{salida}} \approx 1.98 \text{ MW}$$

Los valores anteriores se encuentran dentro de los rangos del inversor.

Generación mínima por inversor:

La radiación mínima del lugar es de  $773 \text{ W/m}^2$ , por lo tanto los módulos fotovoltaicos trabajarán al 77.3% de su capacidad durante los periodos de radiación mínima.

$$P_{\text{min}} = (1,980,981)(.773) = 1,531,298.7 \text{ W}$$

$$P_{\text{min}} \approx 1.53 \text{ MW}$$

- PARA GENERADOR DE 1 MW

Se conectarán 25 strings por cada entrada del inversor. Dado que el inversor cuenta con 8 entradas, se conectarán un total de 200 strings por inversor

Se conectarán un total de 3200 en el inversor de 1 MW

$$V_{\text{string}} = 574.4 \text{ V}$$

$$I_{\text{string}} = 8.78 \text{ A}$$

$$P_{\text{string}} = 5,043.23 \text{ W}$$

$$P_{200\text{strings}} \approx (5,043.23 \text{ W})(200) = 1,008,646 \text{ W}$$

$$I_{\text{entrada}} = (25)(8)(8.78) = 1,765.00 \text{ A}$$

$$\eta = 98.2\%$$

$$P_{\text{salida}} = (1,008,646 \text{ W})(.982) = 990,490.00 \text{ W}$$

$$P_{\text{salida}} \approx .99 \text{ MW}$$

Los valores anteriores se encuentran dentro de los rangos del inversor.

Potencia mínima generada en periodos de mínima radiación:

La radiación mínima del lugar es de  $773 \text{ W/m}^2$ , por lo tanto los módulos fotovoltaicos trabajarán al 77.3% de su capacidad durante los periodos de radiación mínima.

$$P_{\text{min}} = (990,490 \text{ W})(.773) = 765,549 \text{ W}$$

$$P_{\text{min}} \approx 760 \text{ KW}$$

- POTENCIA MÍNIMA TOTAL QUE GENERARA LA PLANTA

Conociendo que se instalarán 13 generadores de 2 MW y uno de 1 MW, calculamos la generación mínima de la planta:

$$P_{\text{minGenerada}} = .765\text{MW} + (13)1.53 \text{ MW} = 20,672,423.00 \text{ W}$$

$$P_{\text{minGenerada}} \approx 20.6 \text{ MW}$$

Potencia máxima total de generación de la planta:

$$P_{\text{maxGenerada}} = .990 \text{ MW} + 25.74 \text{ MW} = 26.7 \text{ MW}$$

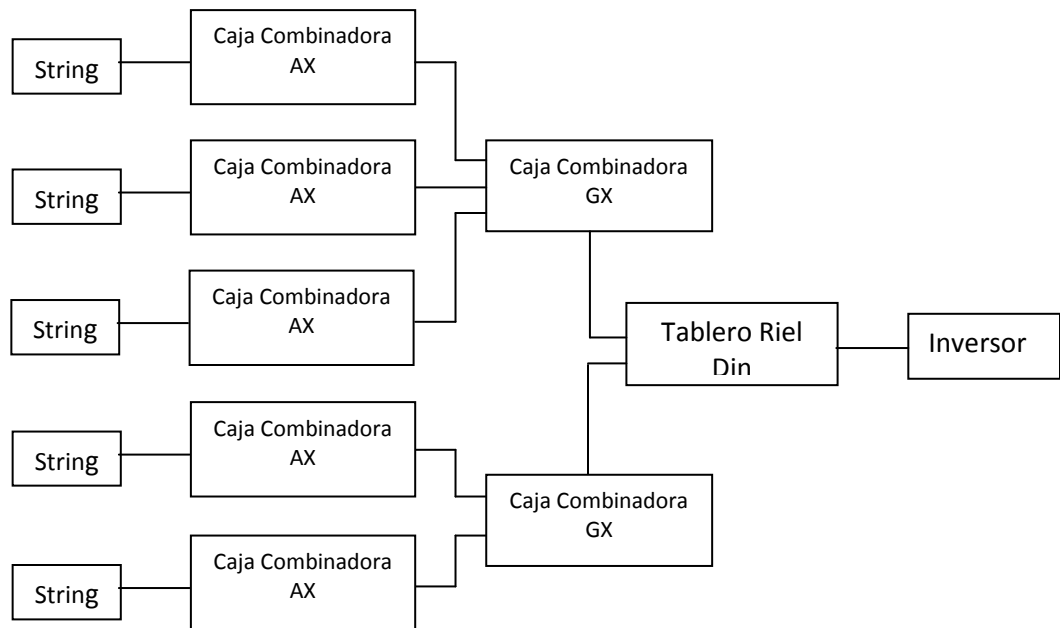
$$P_{\text{maxGenerada}} \approx 26.7 \text{ MW}$$

Se instalarán 86400 módulos solares.

- CÁLCULO DE CONDUCTORES

Los conductores se calcularán conforme el siguiente diagrama de bloques, en el cual se indica el equipo y su distribución para cada una de las entradas de los inversores.

Diagrama 6.1 Acomodo de conductores en la Planta Generadora Solar



PARA GENERADOR DE 2 MW

- CÁLCULO DE CONDUCTORES DE STRINGS HASTA CAJA COMBINADORA AX

5 Strings por Caja Combinadora Ax

$$I_{\text{cc string corregido}} = (9.45 \text{ A})(1.25)(1.25) = 14.742 \text{ A}$$

Factor de correccion por temperatura = .82

$$I_{cc \text{ coregida}} = \frac{14.742}{.82} = 17.9512 \text{ A}$$

De acuerdo a la tabla 310-17 de la del NEC 2008 se usará Conductor XHHW calibre 10 AWG<sup>26</sup> ya que su capacidad de conducción es de 40 A.

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.065408 \text{ Km}$$

$$R_{10\text{AWG}} = \left(6.5616 \frac{\Omega}{\text{Km}}\right) (0.065408 \text{ Km}) = 0.429173 \Omega$$

$$\Delta V = (0.429173 \Omega)(8.78 \text{ A}) = 3.76814 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{3.76814 \text{ V}}{574.7 \text{ V}} (100) = 0.65 \%$$

Dispositivo de protección por string: 15 A

Conductor de puesta a tierra por string: 14 AWG

- CÁLCULO DE CONDUCTORES DE CAJA COMBINADORA "AX" A CAJA COMBINADORA "GX".

5 Strings por caja combinadora Ax

$$I_{cc \text{ 5strings}} = (9.45 \text{ A})(5) = 47.25 \text{ A}$$

$$I_{cc \text{ corregido}} = (47.25 \text{ A})(1.25)(1.25) = 73.71 \text{ A}$$

Factor de correccion por temperatura = 0.82

$$I_{cc \text{ coregida}} = \frac{73.71}{0.82} = 89.89 \text{ A}$$

Según la tabla 310-17 del NEC 2008 se usará Conductor XHHW calibre 4 AWG ya que su capacidad de conducción es de 105 A.

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.098 \text{ Km}$$

$$R_{4\text{AWG}} = \left(1.017060 \frac{\Omega}{\text{Km}}\right) (0.098 \text{ Km}) = 0.099725 \Omega$$

<sup>26</sup> Cables para instalaciones fotovoltaicas en huertas solares y tejados (exZhellent SOLAR, 2007), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1.

$$\Delta V = (0.099725 \Omega)(43.9 A) = 4.37793 V$$

$$\% \Delta V = \frac{4.37793 V}{574.7 V} (100) = 0.76177 \%$$

Dispositivo de protección por alimentador de caja GX de 80 A

Conductor de puesta a tierra: 8 AWG

- CÁLCULO DE CONDUCTORES DE GX HASTA TABLERO RIEL DIN.

Caja Combinadora GX con 3 alimentadores (15 strings).

$$I_{cc15strings} = (9.45 A)(15) = 141.75 A$$

$$I_{cc\ 15string\ corregido} = (141.75 A)(1.25)(1.25) = 221.13 A$$

Factor de correccion por temperatura = .82

$$I_{cc\ coregida} = \frac{221.13}{.82} = 251.284 A$$

De acuerdo la tabla 310-16 del NEC 2008 se usará Conductor THWN calibre 250 Kcmil puesto que su capacidad de conducción es de 255 A.

Conductor THWN calibre 250 AWG.

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.185 \text{ Km}$$

$$R_{250AWG} = \left(0.170603 \frac{\Omega}{\text{Km}}\right) (0.185 \text{ Km}) = 0.031562 \Omega$$

$$\Delta V = (0.031562 \Omega)(131.4 A) = 4.15 V$$

$$\% \Delta V = \frac{4.15 V}{574.7 V} (100) = 0.722493 \%$$

Caja Combinadora GX con 2 Alimentadores (10 strings)

$$I_{cc\ 10strings} = (9.45 A)(10) = 94.5 A$$

$$I_{cc\ string\ corregido} = (94.5 A)(1.25)(1.25) = 147.42 A$$

Factor de correccion por temperatura = .88

$$I_{cc\ coregida} = \frac{147.42}{0.88} = 167.523 A$$

De acuerdo la tabla 310-16 del NEC 2008 se usará Conductor THWN calibre 250 Kcmil puesto que su capacidad de conducción es de 255 A.

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.185 \text{ Km}$$

$$R_{250\text{AWG}} = \left( 170,603 \frac{\Omega}{\text{Km}} \right) (0.185 \text{ Km}) = 0.031562 \Omega$$

$$\Delta V = (0.031562 \Omega)(87.8 \text{ A}) = 2.77 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{2.77 \text{ V}}{574.7 \text{ V}} (100) = 0.48 \%$$

- CÁLCULO DE CONDUCTORES DE TABLERO RIEL DIN HASTA INVERSOR.

$$I_{\text{cc } 25\text{strings}} = (9.45 \text{ A})(25) = 236.25 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc string corregido}} = (236.25 \text{ A})(1.25)(1.25) = 368.55 \text{ A}$$

$$\text{Factor de correccion por temperatura} = 0.88$$

$$I_{\text{cc coregida}} = \frac{368.55}{0.88} = 418.807 \text{ A}$$

Dispositivo de protección 400 A

De acuerdo a la tabla 310-16 del NEC 2008 se instalarán 3 conductores THWN 2/0 en paralelo debido a que cuenta con una capacidad de conducción de 525 A.<sup>27</sup>

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.03 \text{ Km}$$

$$R_{2/0 \text{ paralelo}} = \left( 0.10936 \frac{\Omega}{\text{Km}} \right) (0.03 \text{ Km}) = 0.003281 \Omega$$

$$\Delta V = (0.003281 \Omega)(218.75 \text{ A}) = 0.717 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{0.717 \text{ V}}{574.7 \text{ V}} (100) = 0.1248 \%$$

Conductor de puesta a tierra calibre 2 AWG.

TOTAL DE CAIDA DE TENSIÓN

<sup>27</sup> Cable Vucanel 2000 para ambientes secos con aislamiento de XLP (GRUPO CONDUMEX, 2011), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1

$$\% \Delta V = 0.65 + 0.76 + 0.72 + 0.48 + 0.1248 = 2.73\%$$

Las caídas de tensión cumplen con lo especificado en el artículo 210 del NEC 2008.

La caída de voltaje y la longitud del circuito de baja tensión que se instalarán de forma subterránea en los bancos de ductos cumplen con lo establecido en el capítulo 2.2.3 de la norma de diseño-construcción de líneas subterráneas de CFE.

Los cálculos de conductores cumplen con lo especificado en el artículo 310 del NEC 2008

Para el generador de 1MW se aplica el mismo cálculo ya que la características de los inversores son las mismas pero con la mitad de entradas de DC con las que cuenta el generador de 2 MW. Es decir los diversos circuitos de entrada al generador de 1 MW tienen exactamente las mismas que los circuitos para el generador de 2 MW. Véase en el apéndice PGS-2 y PGS-3.

Los conductores calculados desde los módulos solares hasta el inversor serán conductores "GX Exzhellen Solar XF 1FA 3Z-K" de la marca General Cable, ya que son cables para uso en sistemas solares fotovoltaicos y cumplen con los requerimientos de este proyecto. Cuentan con aislamiento de 1000 V, trabajan a una temperatura máxima de 120°C, son resistentes a los rayos ultravioleta y al ozono.

#### CÁLCULO DE CONDUCTORES DE INVERSOR A TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN

- CÁLCULO PARA INVERSOR DE 2MW

Datos para el cálculo:

$$P = 2 \text{ MW}$$

$$V = 600 \text{ V}$$

$$F.P = 0.99$$

$$\text{Distancia Máxima} = 12\text{m}$$

Con los datos anteriores calculamos la corriente:

$$I = \frac{2\text{MW}}{\sqrt{3} (600 \text{ V})(0.99)} = 1943.9 \text{ A}$$

Debido a las altas corrientes existentes en esta sección, se instalará un electro-ducto Pow-R-Way II<sup>28</sup> con barras de cobre y una capacidad de conducción de 2500 A.

<sup>28</sup> Electroducto Cutler-Hammer (EATON, 2008), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1

El electroducto deberá ser instalado según lo indicado en el artículo 368 del NEC 2008.

Para el inversor de 1MW se utilizara un electro ducto con una capacidad de conducción de 1500 A.

## CÁLCULO DE CONDUCTORES DE TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN HASTA SUBESTACIÓN

- CÁLCULO PARA INVERSOR DE 2MW

DATOS PARA EL CÁLCULO

$$P = 2 \text{ MW}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$F.P = .99$$

Temperatura interface ducto terreno= 50 °C

Temperatura ambiente del terreno= 25°C

Resistencia térmica del terreno=120 °C cm/W

Distancia Máxima = 745m

Con los datos anteriores calculamos la corriente:

$$I = \frac{2 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(.99)} = 84.5191 \text{ A}$$

De acuerdo a lo establecido en la tabla 2.4.5 de la norma de Distribución-Construcción de Líneas Subterráneas de CFE, se instalará un conductor calibre 1/0, ya que cuenta con una capacidad de conducción de 155 A.

Se usará un cable Vulcanel para ambientes secos con aislamientos de XLP-RA, 100% con aislamiento de 15 KV.

- CAIDA DE TENSIÓN

De la tabla 2.4.6 de la norma de distribución-construcción de líneas subterráneas de CFE obtenemos la resistencia y la reactancia inductiva del conductor.

$$R = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

$$X = 0.3267j \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

Multiplicando por la longitud.

$$R = 0.691 (0.745) = 0.514 \Omega$$

$$X = 0.3267j (0.745) = j0.243 \Omega$$

Por lo tanto la impedancia de la línea es:

$$Z = 0.514 + j0.243 \Omega$$

La caída de tensión se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V = I(Z)$$

Conociendo que:

$$I = 84.51 \text{ A}$$

Calculamos la caída de tensión

$$\Delta V = (0.514 + j0.243)(84.51)$$

$$\Delta V = 48 \text{ V}$$

- DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRE CORRIENTE

Se tiene que la corriente nominal es:

$$I = \frac{2 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(0.99)} = 84.5191 \text{ A}$$

$$I = (84.5191) (1.25) = 105.63 \text{ A}$$

Por lo tanto el dispositivo de protección contra sobre corriente deberá ser de 150 A

- CÁLCULO PARA INVERSOR DE 1 MW

DATOS PARA EL CÁLCULO

$$P = 1 \text{ MW}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$F.P = 0.99$$

Temperatura interface ducto terreno= 50 °C

Temperatura ambiente del terreno= 25°C

Resistencia térmica del terreno=120 °C cm/W



Distancia Máxima = 745m

Con los datos anteriores calculamos la corriente:

$$I = \frac{1 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(0.99)} = 42.2596 \text{ A}$$

Acorde a lo indicado en la tabla 2.4.5 de la norma de Distribución-Construcción de Líneas Subterráneas de CFE tenemos que el conductor a instalar es de un calibre 1/0, que tiene una capacidad de conducción de hasta 155 A.

Conductor de aluminio calibre 1/0 AWG Vulcanel con aislamiento XLP-RA y cubierta de PE, aislamiento de 15 KV.

- CAÍDA DE TENSIÓN

De la tabla 2.4.6 de la norma de distribución-construcción de líneas subterráneas de CFE obtenemos la resistencia y la reactancia inductiva del conductor.

$$R = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

$$X = 0.3267j \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

Multiplicando por la longitud.

$$R = 0.691 (0.745) = 0.514 \Omega$$

$$X = 0.3267j (0.745) = j0.243 \Omega$$

La impedancia de la línea es:

$$Z = 0.514 + j0.243 \Omega$$

Conociendo que:

$$I = 42.2596 \text{ A}$$

Calculamos la caída de tensión

$$\Delta V = (0.514 + j0.243)(42.25)$$

$$\Delta V = 22.991 \text{ [V]}$$

- DISPOSITVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRE CORRIENTE

Se tiene que la corriente nominal es:

$$I = \frac{1 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(0.99)} = 42.25 \text{ A}$$

$$I = 42.25 (1.25) = 52.81 \text{ A}$$

Por lo tanto el dispositivo de protección contra sobre corriente deberá ser de 60 A

La caída de voltaje de los conductores calculados en esta sección cumple con lo establecido en el capítulo 2.2.3 de la norma de diseño-construcción de líneas subterráneas de CFE.

Para el cálculo de protecciones no se requiere calcular las impedancias de secuencia cero puesto que no se trata de un generador rotatorio. Por esta razón la corriente de corto circuito en las líneas es igual a la máxima corriente que puede proporcionar el inversor en su salida de corriente alterna.

## 6.2 MEMORIA DE CÁLCULO DE LA SUBESTACIÓN

A continuación presentamos los cálculos correspondientes a la subestación de la planta generadora solar, la subestación tiene un arreglo de barra sencilla y su tensión de transformación es de 13.8 KV/ 115 KV, tiene integrado dos transformadores y un cuarto de tableros. Conforme se presenten los cálculos se indicarán las características y especificaciones necesarias de cada uno de los componentes y lineamientos de la subestación.

### PROCEDIMIENTO

Está basado en la especificación CFE CPTT-GT-01-95 “ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE SUBESTACIONES” y en el Manual de Diseño de Subestaciones de LyF.

### CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN

Tensión de transformación: 13.8KV/115KV

Potencia nominal: 30 MW

Nivel del corto circuito en la subestación: 1,194.21 A

Altitud de la instalación: 1500 m

Temperatura media: 25 °C

Presión: 640 mmHg

Velocidad del viento: 60 Km/h

### SELECCIÓN DEL ARREGLO

Se usará un arreglo de barra sencilla o barra partida.

- BANCO DE TRANSFORMACIÓN

El banco estará integrado por dos transformadores trifásicos de 15 MVA, cada uno equipado con AF y OF (por sus siglas en inglés Forced Air, Forced Oil).

### CÁLCULO DE CONDUCTORES

- CÁLCULO DE LAS BARRAS COLECTORAS

La corriente nominal que circulara por las barras corresponde a la suma de la corriente que suministra cada uno de los inversores que se conectarán a las barras colectoras de la subestación.

La corriente que se recibirá de un inversor de 2 MW es:

Datos para el cálculo

$$P = 2 \text{ MW}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$\text{F.P} = 0.99$$

$$I = \frac{2 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(.99)} = 84.5191 \text{ A}$$

Con esta corriente calculamos el dispositivo de protección contra sobre corriente para los alimentadores de 2 MW:

$$I = 84.5191(1.25) = 105.63 \text{ A}$$

Por lo tanto la protección contra sobre corriente será de 150 A.

- La corriente que suministra un inversor de 1 MW es:

Datos para el cálculo

$$P = 1 \text{ MW}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$\text{F.P} = .99$$

$$I = \frac{1 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(.99)} = 42.2596 \text{ A}$$

Con esta corriente calculamos el dispositivo de protección contra sobre corriente para los alimentadores de 1 MW:

$$I = 42.2596 (1.25) = 52.81 \text{ A}$$

Por lo tanto el dispositivo de protección contra sobre corriente deberá ser de 60 A

Con los datos anteriores y conociendo que son trece inversores de 2 MW y uno de 1 MW los que alimentarán a la subestación podemos calcular la corriente nominal que circulará por las barras colectoras:

$$I_{\text{nom}} = (84.5191)(13) + (42.2596)$$

$$I_{\text{nom}} = 1,140.88 \text{ A}$$

Las barras colectoras se colocarán en un tablero de distribución en el cuarto de tableros de la subestación (Véase PGS-6). Se utilizará un tablero SIEMENS modelo SIMOPRIME<sup>29</sup>, equipado con enfriamiento natural, encerramiento tipo NEMA con tensión de operación de 13.8 KV, aislamiento de 15 KV y corriente nominal en sus barras de 2500 A.

El cuarto de tableros de la subestación tendrá las siguientes dimensiones: 20x6x3 m. Las anteriores dimensiones cumplen con lo indicado en el punto 110-16 del NEC 2008. Para observar la distribución y detalles del citado cuarto (Véase PGS-17).

- CÁLCULO DE ALIMENTADORES DEL BANCO DE TRANSFORMACIÓN

El banco de transformadores contará con dos alimentadores (Véase PGS-1). Para calcular los alimentadores es necesario calcular la corriente nominal que circulará por cada uno.

De los cálculos anteriores tenemos que la corriente nominal en las barras colectoras es:

$$I_{\text{nom}} = 1,140.88 \text{ A}$$

Simplificando los cálculos y teniendo en cuenta que el banco de transformación contará con dos alimentadores, tenemos que la corriente nominal por alimentador es:

$$I_{\text{Alimentador}} = \frac{1,140.88}{2}$$

$$I_{\text{Alimentador}} = 570.44$$

Con esta corriente es posible calcular los alimentadores del banco de transformación.

Según las tablas 2.4.5 de la norma Distribución-Construcción de Sistemas Subterráneos de CFE el conductor correspondiente es de 1000 Kcmil Vulcanel con aislamiento XLP-RA ya que tiene una capacidad de conducción de hasta 593 A. Se empleará un ducto 75 mm de diámetro.

<sup>29</sup> Circuit-Breaker Switchgear Type SIMOPRIME up to 17.5 KV, Air-Insulated (SIEMENS, 2004), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1.

De los cálculos de la corriente por alimentador se calcula la protección contra sobre corriente para cada alimentador:

$$I = 570.44(1.25) = 713.05 \text{ A}$$

Por lo tanto el dispositivo de protección será de 750 A.

- CÁLCULO DE ALIMENTADORES DE LA BAHIA DE LA SUBESTACIÓN

Los alimentadores de la bahía tienen trayectoria desde el banco de transformación a la citada bahía. El banco de transformación está compuesto por dos transformadores trifásicos, razón por la cual, la bahía tendrá dos alimentadores.

La corriente que circulara por cada alimentador es:

$$I = 68.46 \text{ A}$$

Se empleara conductor ASCR, de acuerdo a la tabla 4.4 del Manual de Diseño de Subestaciones de LyF el conductor que correspondiente es un conductor calibre 6 AWG. Sin embargo para evitar el efecto corona se elige un conductor calibre 1/0 con una capacidad de conducción de hasta 240 A.

Conociendo la corriente nominal que circulara por los alimentadores de la bahía podemos calcular el dispositivo de protección contra sobre corriente.

$$I = 68.46(1.25)$$

$$I = 85.5$$

Por lo tanto el dispositivo de protección es de 100 A.

- CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES DE LA BAHIA

La corriente que circulara por los conductores de la bahía es igual a la suma de las corrientes que suministrarán los dos alimentadores:

$$I_{\text{Bahia}} = 68.46 + 68.46 \text{ A}$$

$$I_{\text{Bahia}} = 136.92 \text{ A}$$

Se usará un conductor ASCR y de acuerdo a la tabla 4.4 del Manual de Diseño de Subestaciones de LyF el conductor debe tener un calibre 1/0 con capacidad de conducción de hasta 240 A.

El gradiente de tensión en la superficie del conductor no excede la rigidez dieléctrica del aire alrededor del conductor por lo cual no se presenta el efecto corona y tampoco radio influencia.

La longitud máxima que se tiene entre apoyos de los conductores es de 17 mts.

- CÁLCULO DE DISTANCIAS DIELECTRICAS

Tensión: 115 KV

Tensión máxima de operación del equipo: 123KV

NBI: 550 KV

- DISTANCIA ENTRE FASE Y TIERRA

$$TCF = \frac{550}{0.961} = 572.31 \text{ KV}$$

Acorde a lo indicado en la Tabla 6 de la especificación L0000-06 el factor de corrección por presión para una altura de 1500 msnm es:

$$\delta_{\text{altitud}} = 0.834$$

$$TCF_{\text{diseño}} = \frac{572.32 \text{ KV}}{0.834} = 686.23 \text{ KV}$$

$$d_{f-t} = \frac{686.23 \text{ KV}}{550 \text{ KV/m}} = 1.24 \text{ m}$$

Para una altura de 1500 msnm

$$d_{f-t1500} = 1.24 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 1.24 = 1.3175 \text{ m}$$

- DISTANCIA ENTRE FASES<sup>30</sup>

$$TCF = \frac{550}{0.961} = 572.31 \text{ KV}$$

$$d_{f-f} = 2.0 * 1.3175 = 2.63 \text{ m}$$

- ALTURA MÍNIMA DE LAS PARTES VIVAS AL SUELO

$$h_{s1000} = 3.5915 \text{ m}$$

$$h_{s1500} = 3.5915 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 3.5915 = 3.81 \text{ m}$$

<sup>30</sup> De acuerdo al libro: Enríquez. H.G.(2005) "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas". Cap. 5, p.374 distancia entre fases flexibles (cables) viene dada por la siguiente expresión:  $d_{f-f} = (de 1.79 \text{ a } 2.0) * d_{f-t}$  para 115 KV

## ALTURA DE LA BARRA SOBRE EL NIVEL DEL SUELO

$$h_{b1000} = 6.5375 \text{ m}$$

$$h_{b1500} = 6.5375 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 6.5375 = 6.94 \text{ m}$$

## ALTURA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE SALEN DE LA SUBESTACIÓN 115 KV

$$h_{l1000} = 5.738 \text{ m}$$

$$h_{l1500} = 5.738 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 5.738 = 6.0963 \text{ m}$$

- CÁLCULO DE AISLADORES

Se instalarán aisladores de vidrio templado tipos suspensión clase ANSI-52-5<sup>31</sup> con calavera y bola, con codificación CFE 10SPC25.

El aislador tiene las siguientes dimensiones.

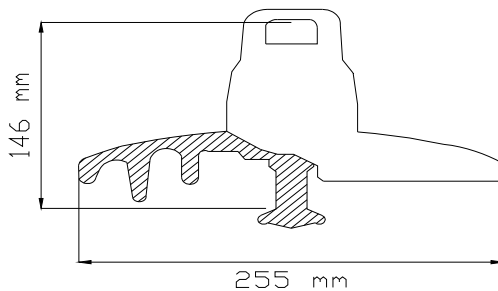


Figura 6.2 Aislador de vidrio templado

Tomando en cuenta que la distancia mínima de fase a tierra es de 1.24 m se calcula la cantidad de aisladores que tendrá la cadena.

$$\text{No. de aisladores} \approx 1.24/0.146$$

$$\text{No. de aisladores} \approx 8.49$$

Por lo tanto

$$\text{No. de aisladores} = 9$$

<sup>31</sup> Aislador de suspensión de vidrio templado clase ANSI 52-5 y acople tipo J (Empresa de transmisión eléctrica, S.A, 2010), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1.

Se instaran cadenas de suspensión con nueve aisladores.

- CARACTERÍSTICAS PARA EL TRANSFORMADOR

Aplicando el Factor de corrección tenemos que para el transformador se necesita:

$$550 \times 0.834 = 458.7$$

Para tener una buena coordinación de aislamiento; el banco de transformación debe de tener un NBI=458.7KV, y su embobinado interior debe de ser de 450 KV

- CARACTERÍSTICAS PARA EL APARTARRAYOS

Conforme a la NRF-003-CFE-2000.

Para 115 la tensión máxima de diseño es: 123KV

Si el neutro está sólidamente conectado a tierra  $k_e=0.8$

TENSIÓN NOMINAL DEL APARTARRAYOS:

$$V_n = k_e V_{\max} = 0.8 \times 123KV = 98.4K$$

Corriente de descarga

$K= 2$ , Factor de atenuación<sup>32</sup>

$$I_d = K \frac{2NBAI}{Z_0} = 2 \frac{2 \times 550}{250} = 8.8KA$$

Con estos valores se consultan las tablas de características de apartarrayos NRF-003-CFE-2000 (en este caso CLASE III Tipo subestación).

Como en las Tabla 4. NRF-003-CFE-2000 no se encuentra el valor de 98.4 KV se tomará el valor más próximo en este caso es:

Apartarrayos Clase III Tipo Subestación.

Tensión nominal del apartarrayos 108 KV

Nivel de protección a impulso de rayo 268 KV a 10 KA.

Nivel de protección a impulso de maniobra 225 KV a 500 A.

### 6.3 MEMORIA DE CÁLCULO RED DE TIERRAS

<sup>32</sup> Depende de la distancia del punto de incidencia de la descarga al apartarrayos de acuerdo con la Tabla de la p. 89 Raul M. "Diseño de Subestaciones Eléctricas"



**OBJETIVO**

Verificar que las Tensiones de contacto y de paso en la red de tierras de la planta, no exceda los valores límite de las tensiones tolerables por el cuerpo humano.

Verificar también que la resistencia de la red se encuentre dentro del rango de valores recomendados por las normas.

**PROCEDIMIENTO**

Está basado en la norma NRF 11 CFE 2004.

**RED DE TIERRAS PARA LA SUBESTACIÓN**

La red de tierras se construirá en un área de 41 m de largo y 41 m de ancho que se encuentra en lo que será el área designada para la subestación.

Se ha considerado la contribución de potencia de corto circuito monofásica en la subestación igual a 1,194.21 A y con una relación X/R de 4.9549.

**DATOS PARA EL CÁLCULO:**

- CORRIENTE DE FALLA..... 1194.21 A
- RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....150  $\Omega$ -m
- RESISTIVIDAD SUPERFICIAL.....3000  $\Omega$ -m
- PROFUNDIDAD DE LA RED .....0.5 m
- ESPESOR DE CAPA DE GRAVA .....0.10 m
- LONGITUD DE LA RED .....41 m
- ANCHO DE RED .....41 m
- AREA DE LA RED..... 1681.00 m<sup>2</sup>
- TIEMPO DE LIBERACION DE LA FALLA..... 0.5 s
- FACTOR DE CRECIMIENTO DEL SISTEMA.....1.0
- RELACION X/R .....4.9549
- LONGITUD DE VARILLAS.....3.05 m
- DIAMETRO DE VARILLAS..... 0.0159 m

**DISEÑO DE LA RED**

Factor de crecimiento, como en la planta no existe incremento futuro su valor es  $C_p=1$ .

Considerando el factor de crecimiento:  $I_f = 1 \times 1,194.21 = 1,194.21$  A

- SELECCION DE CONDUCTOR

Considerando que las características para conductores de cobre con 97% de conductividad son los siguientes:

$$\alpha_r = 0.00381 \frac{1}{^\circ\text{C}} \text{ con } T_r = 20^\circ\text{C}$$

$$k_o = 242 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_m = 1084 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_r = 1.78 \text{ } \mu\Omega$$

$$T_{\text{cap}} = 3.42 \text{ J}/(\text{cm}^3 \times ^\circ\text{C})$$

$$T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$A_r = \frac{1,194.21}{\sqrt{\left(\frac{3.42 \times 10^{-4}}{0.5 \times 0.00381 \times 1.78}\right) \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 20}\right)}} \quad (\text{utilizando ecuación 5.7})$$

$$A_r = 29.49 \text{ mm}^2$$

Con la sección transversal mínima obtenida se puede utilizar un conductor con sección transversal nominal de 33.6 mm<sup>2</sup> (2 AWG). Pero se empleara por resistencia mecánica el calibre 1/0 AWG (53.48 mm<sup>2</sup>) 9.47mm de acuerdo a la ESPECIFICACIÓN CFE 00J00-01.

- CÁLCULO DE TENSIONES TOLERABLES

FACTOR DE REFLEXIÓN:

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} = \frac{150 - 3000}{150 + 3000} = -0.9047$$

FACTOR DE REDUCCIÓN:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{(2h_s) + 0.09} = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{150}{3000}\right)}{(2 \times 0.1) + 0.09} = 0.7051$$

- TENSIONES TOLERABLES:

PASO (UTILIZANDO ECUACIÓN 5.8):

$$E_{S50} = [1000 + 6 \times 0.7051 \times 3000] \frac{0.116}{\sqrt{0.5}} = 2,246.1229 \text{ V}$$

CONTACTO (UTILIZANDO ECUACIÓN 5.9):

$$E_{T50} = [1000 + 1.5 \times 0.7051 \times 3000] \frac{0.116}{\sqrt{0.5}} = 684.56 \text{ V}$$

Conforme a la NORMA NRF11 CFE 2004. Paso 3.

DISPOSICION DE CONDUCTORES Y VARILLAS:

- \* CONDUCTORES PARALELOS ..... 5
- \* CONDUCTORES TRANSVERSALES..... 5
- \* VARILLAS DE TIERRA..... 15

- RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA:

$$\text{Longitud de conductores } L_C = (41 \times 5) + (41 \times 5) = 410 \text{ m}$$

$$\text{Longitud de varillas} = 15 \times 3.05 = 45.75 \text{ m}$$

$$L_T = 410 \text{ m} + 45.75 \text{ m} = 455.75 \text{ m}$$

$$\text{AREA} = 1,681.00 \text{ m}^2$$

Utilizando la fórmula 5.10:

$$R_g = 150 \left[ \frac{1}{455.75} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 1,681}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0.5 \sqrt{\frac{20}{1,681}}} \right) \right] = 1.92 \Omega$$

- CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA:

$$T_a = \frac{4.9549}{2\pi \times 60} = 0.0131 \quad (\text{utilizando la fórmula 5.13})$$

Obtenemos el Factor de Decremento (utilizando la fórmula 5.11).

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0.0131}{0.5} (1 - e^{\frac{-2 \times 0.5}{0.0131}})}$$

$$D_f = 1.01302$$

$$I_G = C_P D_F I_g = 1,194.21 \text{ A} \times 1.01302 = 1209.75 \text{ A} \quad (\text{utilizando ecuación 5.12})$$

- CÁLCULO DE GPR:

Máxima elevación de potencial.

$$R_g = 1.92 \Omega \quad I_G = 1209.75 \text{ A}$$

$$GPR = I_G \times R_G = 1209.75 \text{ A} \times 1.92 \Omega = 2,326.31 \text{ V} \quad (\text{utilizando ecuación 5.14})$$

- COMPARACIÓN DE MÁXIMA ELEVACIÓN DE POTENCIAL CON TENSIÓN DE CONTACTO TOLERABLE:

$$GPR = 2,326.31 \text{ V}$$

$$E_{T50} = 684.56 \text{ V}$$

$$GPR > E_{T50}$$

Como la máxima elevación de potencial es mucho mayor que la tensión de contacto, se requiere seguir con el análisis (Paso 7 de la NORMA NRF11 CFE 2004).

- CÁLCULO DE TENSIÓN DE MALLA

Cálculo de  $n$  (número de conductores equivalentes en cualquier dirección):

$$n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d$$

$$n_a = \frac{2 \times L_C}{L_p} = \frac{2 \times 410 \text{ m}}{164 \text{ m}} = 5 \text{ m}$$

$$n_b = 1 \quad \text{Para mallas cuadradas}$$

$$n_c = n_d = 1 \quad \text{Para mallas cuadradas y rectangulares}$$

$$n = 5 \times 1 \times 1 \times 1 = 5$$

$$k_{ji} = 1 \quad \text{Para mallas con electrodos}$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} = 1.2247$$

$$h_o = 1 \quad \text{por referencia}$$

Cálculo de  $L_m$  para  $E_m$  (tensión de malla).

$$L_m = 410 + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{3.05 \text{ m}}{\sqrt{(41^2 + 41^2)}} \right) \right] 45.75 = 483.84$$

Cálculo de  $L_s$  para  $E_s$  (tensión de paso)

$$L_s = 0.75L_C + 0.85L_R = (0.75 \times 410) + (0.85 \times 45.75) = 346.38$$

Cálculo de  $K_m$

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{10.25^2}{16 \times 0.5 \times 0.00947} + \frac{(10.25 + 2 \times 0.5)^2}{8 \times 10.25 \times 0.00947} - \frac{0.5}{4 \times 0.00947} \right) + \frac{1}{1.2247} \ln \left( \frac{8}{\pi(2 \times 5 - 1)} \right) \right]$$

$$k_m = 1.0037$$

$$k_i = 0.644 + (0.148 \times 5) = 1.384$$

Cálculo de Tensión de Malla

$$E_m = \frac{\rho k_m k_i I_G}{L_m} = \frac{150 \times 1.0037 \times 1.384 \times 1209.75}{483.84} = 520.98 \quad \text{Utilizando ecuación 5.15}$$

- CÁLCULO DEL TENSIÓN DE PASO

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{10.25 + 0.5} + \frac{1}{10.25} (1 - 0.5)^{(5-2)} \right] = 0.3518$$

$$k_i = 0.644 + 0.148 \times 5 = 1.384$$

$$E_s = \frac{\rho I_G k_s k_i}{L_s} = \frac{150 \times 1,209.75 \times 0.3518 \times 1.384}{346.38} = 255.074 \quad \text{Utilizando ecuación 5.16}$$

Comparación entre la tensión de malla y la tensión de contacto tolerable

$$520.98 < 684.56$$

Comparación entre la tensión de paso en la malla y la tensión de paso tolerable:

$$255.074 < 2246.1229$$

La malla tiene una  $R_g$  menor de  $5 \Omega$ , conforme a la norma NRF 11 CFE 2004 especificado para una subestación. Así mismo las tensiones de malla y de paso son menores que las tensiones tolerables por el cuerpo, por lo que el diseño cumple con la NRF 11 CFE 2004.

## 6.4 MEMORIA DE CÁLCULO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR LA PLANTA GENERADORA A LA SUBESTACIÓN JIMÉNEZ

### PROCEDIMIENTO

Está basado en la especificación CFE-CPTT-DDLT-001/02 "ESPECIFICACIÓN PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS"

### DATOS PARA EL CÁLCULO

Tensión: 115 KW

Potencia aparente: 30 MVA

Factor de potencia de la planta generadora: 0.99

Longitud de la línea: 15 Km

Temperatura ambiente: 25 °C

Velocidad del viento: 60 Km/h

Altitud de la instalación: 1500 m

Presión atmosférica: 640 mmhg

Conductores por fase: 1

- CÁLCULO DE DISTANCIAS DIELECTRICAS

Tensión nominal: 115 KV

Tensión máxima de diseño del equipo: 123KV

NBAI: 550 KV

- DISTANCIA ENTRE FASE Y TIERRA

$$TCF = \frac{550}{0.961} = 572.31 \text{ KV}$$

Acorde a lo indicado en la Tabla 6 de la especificación L0000-06 el factor de corrección por presión para una altura de 1500 msnm es:

$$\delta_{\text{altitud}} = 0.834$$

$$TCF_{\text{diseño}} = \frac{572.32 \text{ KV}}{0.834} = 686.23 \text{ KV}$$

$$d_{f-t} = \frac{686.23 \text{KV}}{550 \text{ KV/m}} = 1.24 \text{m}$$

Para una altura de 1500 msnm

$$d_{f-t1500} = 1.24 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 1.24 = 1.3175 \text{ m}$$

- DISTANCIA ENTRE FASES

$$TCF = \frac{550}{0.961} = 572.31 \text{ KV}$$

De acuerdo al libro: Enríquez. H.G.(2005) "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas". Cap. 5, p.374 distancia entre fases flexibles (cables) viene dada por la siguiente expresión:

$$d_{f-f} = (\text{de } 1.79 \text{ a } 2.0) * d_{f-t} \text{ para } 115 \text{ KV}$$

$$d_{f-f} = 2.0 * 1.3175 = 2.63 \text{ m}$$

- CÁLCULO DE AISLADORES

Se instalarán aisladores de vidrio templado tipos suspensión clase ANSI-52-5 con calavera y bola, con codificación CFE 10SPC25 (ver Figura 6.2).

Tomando en cuenta que la distancia mínima de fase a tierra es de 1.24 m se calcula la cantidad de aisladores que tendrá la cadena.

$$\text{No. de aisladores} \approx 1.24/.146$$

$$\text{No. de aisladores} \approx 8.49$$

Por lo tanto

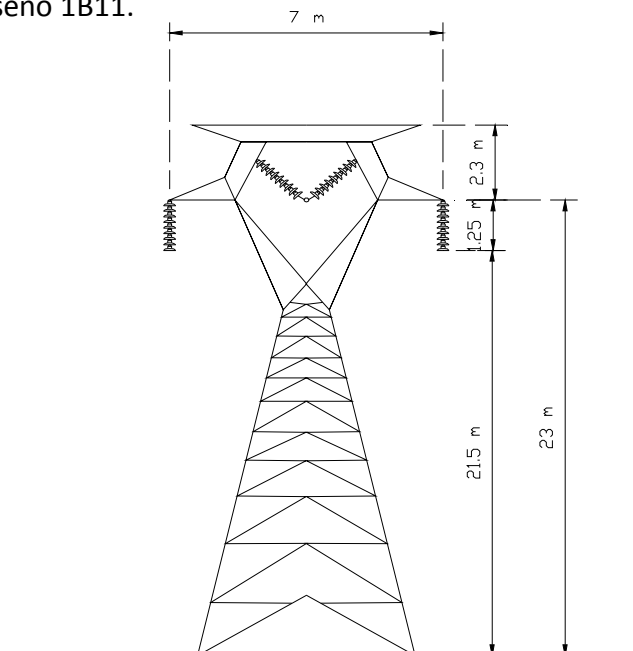
$$\text{No. de aisladores} = 9$$

Se instaran cadenas de suspensión con nueve aisladores.

Para verificar los datos técnicos véase en el apéndice la hoja de especificaciones del aislador.

- SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA.

Se utilizará una estructura para una tensión de 115KV (ver figura 6.3) para claros medios de un circuito y un conductor por fase. De acuerdo a la especificación CFE J1000-50 la torre tiene una clave de diseño 1B11.



*Figura 6.3 Estructura para tensión de 115KV*

- CÁLCULO DEL CONDUCTOR

Calculamos la corriente nominal por fase:

$$I = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3} (115 \text{ KV})}$$

$$I = 150.613 \text{ A}$$

Se utilizará un conductor ACSR calibre 4/0, según las tablas de características de cables ACSR (Véase apéndice 1) tiene una capacidad de conducción de 340 A.

- CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DE LA LÍNEA

Los conductores tienen la siguiente configuración

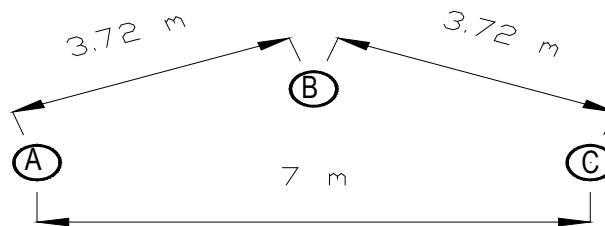


Figura 6.4 Configuración de conductores

Mediante la ecuación 5.22 obtenemos la distancia media geométrica:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{(3.72)(3.72)(7)}$$

$$\text{DMG} = 4.59 \text{ m}$$

$$\text{DMG} = 15.06 \text{ ft}$$

De tablas obtenemos que para un conductor ACSR calibre 4/0 el Radio Medio Geométrico es:

$$\text{RMG} = 0.00814 \text{ ft}$$

Utilizando la ecuación 5.23 se realiza el cálculo de la reactancia inductiva.

$$X_L = 0.2794 \log_{10} \left( \frac{15.06}{.00814} \right)$$

$$X_L = 0.9129 \Omega/\text{mi}$$

$$X_L = 0.5698 \Omega/\text{Km}$$

De las tablas de características de cables ACSR, obtenemos que para una temperatura del conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C la resistencia del conductor es:



$$R = 0.592 \Omega/\text{mi}$$

$$R = 0.3695 \Omega/\text{Km}$$

Tenemos que la impedancia de la línea es:

$$Z = (0.3695 + 0.6598j \Omega/\text{Km}) (25 \text{ Km})$$

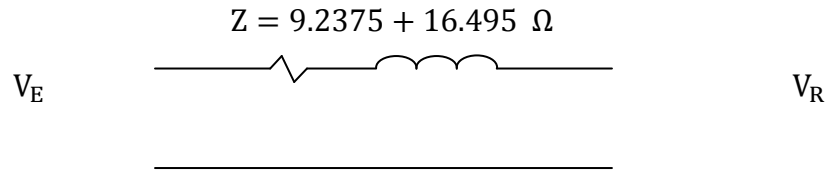


Figura 6.5 Circuito equivalente de la Línea

El voltaje en el lado se receptor se obtiene mediante la ecuación 5.18:

$$I = 150.613 \angle - 8.1^\circ \text{ A}$$

$$V_E = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66.395 \text{ KV}$$

$$V_R = 66.395 \text{ KV} - (150.613 \angle - 8.1^\circ)(9.2375 + j16.495)$$

$$V_R = 64.708 \angle - 2^\circ \text{ KV}$$

Caída de voltaje

$$\Delta V = (150.613 \angle - 8.1^\circ)(9.2375 + j16.495)$$

$$\Delta V = 2.847 \angle 52.6^\circ \text{ KV}$$

El porcentaje de regulación de la línea se calcula utilizando la ecuación 5.19:

$$\% \text{Reg} = \frac{66395 - 64708}{64708}$$

$$\% \text{Reg} = 2.6 \%$$

Utilizando la ecuación 5.21 calculamos las pérdidas de la línea de transmisión:

$$\text{Perdidas} = 3 (150.613)^2 (9.2375)$$

$$\text{Perdidas} = 623 \text{ KW}$$

La eficiencia de transmisión la calculamos con la ecuación 5.20:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} (64.708708)(150.613 \angle - 2)}{\sqrt{3} (66395)(150.613 \angle - 8.1 + 623000)} (100)$$

$$\eta = 94.1\%$$

## CONCLUSIONES

En México contamos con un gran nivel de insolación y nos encontramos entre los cinco Países con mayor radiación solar, pero no la hemos sabido aprovechar esto se debe a que en el País no hay apoyo suficiente a la energía solar; nuestro principal objetivo fue el Diseño de una Planta Generadora Solar Fotovoltaica. Sabemos que su costo cada vez es menor, si lo vemos como un proyecto a mediano y largo plazo encontraremos que los beneficios son convenientes.

Entre los principales beneficios que tendríamos en México al colocar un sistema de estos serían:

- \* Elevar el porcentaje de producción de energía por medio de energía solar.
- \* Promover la generación de energía solar fotovoltaica.
- \* Disminuir el uso de combustibles fósiles que dañan a la atmósfera.

Entre otros beneficios que tiene un sistema solar es que su tiempo de vida es relativamente largo (de 20 años o más), el mantenimiento es mínimo, su instalación es sencilla, la instalación es en subsistemas y se puede tener una mayor control de la energía que se quiere generar.

El propósito de esta tesis fue el diseño de una planta generadora solar fotovoltaica con una capacidad de 20 MW, razón por la cual además de un texto que contiene la teoría indispensable y memorias de cálculo de la planta solar, también incluyen hojas de especificaciones de cada uno de los componentes que se utilizaron y los planos correspondientes a cada una de las etapas de la planta. Los planos representan en forma gráfica la planta y los cálculos realizados.

Consideramos que se alcanzaron los objetivos de esta tesis, puesto que desarrollamos un documento en el cual se encuentran descritas las bases para desarrollar un proyecto con sistemas solares fotovoltaicos. Es decir, ponemos al alcance del lector los conceptos indispensables de la energía solar fotovoltaica como lo son: 1) el origen del efecto fotovoltaico, tecnologías existentes, 2) equipo necesario para una instalación solar fotovoltaica, 3) tipos de sistemas solares fotovoltaicos y 4) el dimensionamiento de uno de estos sistemas. Se puede encontrar también criterios para la selección del equipo para formar parte de una instalación solar fotovoltaica.

El diseño de la planta requirió la mayor cantidad del tiempo empleado para concluir en la presente tesis, debido a que nos enfrentamos a algunas dificultades, sin embargo estas dificultades tuvieron como consecuencia un gran aprendizaje en distintos ámbitos, no sólo en el diseño del sistema solar, sino también en el diseño de la subestación y el diseño del

sistema de tierras para la planta. Tuvimos que revisar los apuntes y literatura de las materias correspondientes a los últimos semestres inscritos, además de pasar tiempo considerable en busca de información para el diseño de la planta, tal como niveles de radiación en la República Mexicana, niveles de temperatura, resistividad del suelo, altitud y tipo de suelo del lugar que seleccionamos para ubicar la planta, equipos de última generación para instalaciones solares fotovoltaicas, así como también manuales de diseño de subestaciones.

La realización de los planos involucró un periodo de tiempo considerable, debido a que en la mayoría de los casos se realizó la ingeniería de detalle de la planta, como es posible observarse si se revisan detenidamente los planos, además de que todos los dibujos y las dimensiones representadas. Aumentó considerablemente nuestro dominio y experiencia utilizando el software AUTOCAD, esta fue la herramienta informática que utilizamos para realizar los planos referentes al proyecto así como también los esquemas mostrados en la parte teórica de nuestro trabajo de tesis. Este software es de gran importancia en cualquier ámbito de ingeniería, consideramos que será de gran ayuda en nuestro futuro profesional.

El diseño de la planta impulsó nuestro conocimiento y uso del NEC 2008, así como también de algunas otras normas de referencia y especificaciones que maneja Comisión Federal de Electricidad; no nos consideramos expertos en el uso de las normas, pero nuestro trabajo representó experiencia en su uso e interpretación, lo cual se puede apreciar en las diversas memorias de cálculo que forman parte de este documento. Exploramos numerales del NEC 2008 que desconocíamos, y nos vimos en la necesidad de estudiar.

Logramos obtener una gran cantidad de información sobre inversores y módulos solares; así como productores y características particulares de cada diseño, esta información fue necesaria para que en el momento del diseño se contara con esa información y se pudiera elegir el equipo que cumpliera con nuestras especificaciones de diseño. También encontramos productores que se dedican a hacer cables especialmente para paneles solares, estos cables cuentan con un aislamiento del conductor adecuado para los paneles. Fue un tanto laborioso encontrar equipo con características adecuadas para nuestra planta y que además contara con certificaciones internacionales, porque en nuestro país para que un proyecto quede aprobado se tiene que utilizar equipos certificados. Descubrimos que en nuestro país no existen certificaciones para paneles solares; entonces tuvimos que recurrir a certificaciones norteamericanas y europeas. Lo antes mencionado nos proporcionó una visión amplia acerca de fabricantes y posibles proveedores de equipo y material para sistemas solares fotovoltaicos.

Conocimos y aplicamos las “NORMAS DE DISTRIBUCIÓN CONSTRUCCIÓN LÍNEAS SUBTERRÁNEAS CFE” que fueron de gran utilidad durante el diseño, ya que como se aprecia en las memorias de cálculo y en los planos fue necesario diseñar y calcular canalizaciones

subterráneas, tomando en cuenta características mencionadas en las normas citadas, tales como la simbología a utilizar, dimensiones de los ductos y de los pozos de visitas, así como también trayectorias de los ductos. Dentro de estas normas existe un catálogo en el cual se encuentran algunos accesorios característicos para instalaciones subterráneas, tales como terminales pre-moldeados, conectores, empalmes y sellos. De lo anterior se puede concluir que además de conocer y aplicar estas normas, su uso nos proporcionó una visión más amplia sobre el material que se usa en este tipo de instalaciones.

Para el cálculo de los conductores que se canalizan en los ductos subterráneos fue de gran utilidad el uso del “MANUAL TÉCNICO DE CABLES DE ENERGÍA” del grupo CONDUMEX, puesto que cuenta con la información necesaria para seleccionar conductores subterráneos, tales como las dimensiones de cada capa que forma un cable para uso subterráneo.

Es relevante mencionar que el diseño de la subestación también emerge aprendizaje, ya que durante el proceso adquirimos algunos conocimientos técnicos; entre los cuales podemos mencionar que escogimos el arreglo que consideramos adecuado para la subestación, altura de operación de la subestación, el material con el que se pueden fabricar las barras colectoras. Debido a que aisladores, cuchillas, transformadores, conductores y barras son equipos empleados en subestaciones, conocimos cuál es su aplicación y que tipos hay. Con el propósito de realizar los cálculos necesarios para el diseño, estudiamos procedimientos de cálculo de fuerzas en las barras colectoras, coordinación de aislamiento, diseño de tierras y algunos otros aspectos importantes como las distancias dieléctricas, prevención de efecto corona, los materiales empleados en las barras colectoras y características de los transformadores a utilizar.

El diseño del sistema de tierra, nos fue un poco complicado de idear, y todo se debe a que necesitábamos datos reales del terreno en el que se encontraría la planta, pero como no podíamos ir a hacer los cálculos de la resistividad del terreno decidimos tomar los datos de la subestación más cercana a nuestra planta para realizar los cálculos necesarios, cuando empezamos a calcular la malla, como el diseño fue un caso real, nos dimos cuenta que necesitaríamos aplicar conceptos vistos en nuestra materia de subestaciones eléctricas y fue así que nuestras dudas fueron aclarándose. Comprendimos muchos conceptos aprendidos durante nuestros estudios, los cuales en nuestra experiencia, se pueden entender mejor cuando se trabaja en un diseño con características y requerimientos reales tal es el caso del diseño de la planta.

En la realización de la malla de tierra utilizamos la NORMA NRF-11 CFE 2004, es una norma de gran utilidad, gracias a que nos fue guiando en cada uno de los pasos para hacer que nuestra malla de tierra cumplieran con cada uno de los pasos de seguridad.

El consultar cada una de las normas y especificaciones que encontramos para nuestra tesis hizo que nuestro proyecto se fortaleciera y más que nada que nosotros presentáramos números reales y que cumplen con cada una de las especificaciones en cada una de las normas. También nos causaba cierta incertidumbre el saber si nuestro proyecto estaba completo, por ello buscamos libros que nos ayudaron a ver si nuestro proyecto se estaba haciendo bien y sin que le faltara información. En nuestro país no se ha hecho un proyecto tan grande de una planta generadora solar, fue por eso que recurrimos a libros y a proyectos realizados en otros países que nos apoyaron a desempeñar un buen trabajo.

**BIBLIOGRAFÍA**

## LIBROS

**CENTRAL STATION ENGINEERS (1964)**, *Transmission and Distribution Reference Book* (4ª Ed.), Pennsylvania: Westinghouse Electric Corporation

**CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (2008)**, *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica* (volumen 1), Madrid : **CIEMAT**

**CIEMAT (2000)**, *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica* (volumen 2), Madrid: CIEMAT

**ENRÍQUEZ H.G (2005)**, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas* (2ª Ed.), México: Limusa,

**GONEN T. (2009)**, *Electric Power Transmission System Engineering: Analysis and Design*, (2ª Ed.), Oxford: CRC Press.

**MOMPIN P.J (1985)**, *Energía Solar Fotovoltaica* (1ª Ed.), España: Boixareu.

**MORO V.M (2010)**, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas* (1ª Ed.), Madrid: Paraninfo.

**RASHID M.H (2004)**, *Electrónica de potencia: circuitos, dispositivos y aplicaciones* (3ªEd.), México: Prentice Hall.

**RAÚLL M.J. (2000)** *Diseño de subestaciones eléctricas. Facultad de Ingeniería* (2ª. Ed.), México: UNAM.

**ROMERO T.M. (2010)**, *Energía solar fotovoltaica* (1ªEd.), Barcelona: Ceac.

**SANCHEZ M.M. (2008)**, *Energía solar fotovoltaica* (3ªEd), México: Limusa.

## ARTÍCULOS DE REVISTAS

Collado, E. (Marzo 2009), *Nuevos retos de la conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red*, *Energética XXI* No. 85, 36-49.

Bianco F., *Control de Potencia de un Generador Fotovoltaico Conectado a la Red de Distribución de Baja Tensión y Análisis del Comportamiento del Generador Frente a Defectos en la Red*, Ingeniero Sector Planificación y Estudios de Distribución, UTE.

## MANUALES Y/O NORMAS

**Grupo Condumex**, *Los Sistemas Fotovoltaicos: Curso De Introducción*. Condumex.

**Luz y Fuerza** (2003), *Manual De Diseño De Subestaciones. Luz y Fuerza del Centro*.

**Grupo Condumex**(2006), *Manual Técnico De Cables De Energía*. Condumex.

**National Electric Code (NEC)2008**.

**NRF-011-CFE-2004**, *Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas*. Comisión Federal de Electricidad

**CFE (2005)**, *Normas De Distribución Construcción Líneas Subterráneas*. Comisión Federal de Electricidad

**CFE CPTT-GT-01-95**, *Especificaciones De Diseño De Subestaciones*. Comisión Federal de Electricidad.

**CFE-CPTT-DDLT-001/02**, *Especificación Para El Diseño De Líneas De Transmisión Aéreas*. Comisión Federal de Electricidad.

**IEEE std 929-2000**. *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers

**IEEE 80-2000**. *Guide for Safety in AC Substation Grounding*. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

## Module

JT315SAC series is a medium-powered module product ideal for roof top or ground mounted large, medium or small sized off-grid and on-grid solar power systems where long term economics, reliability and environmental issues are of a real concern.

JT315SAC have gone through various rigorous in-house reliability tests, i.e., LID under natural sunlight as well as artificial sunlight to guarantee the rated power output.

## Key Features

- 72 Mono-Crystalline solar cells
- Unique frame design to reinforce sealing and to prevent freezing and warping
- Strong aluminum frames to strengthen the load hold and to stand against high wind
- Special mounting holes on the frames for long and short side mounting
- High transparency low iron tempered glass with enhanced stiffness and impact resistance
- Advanced EVA encapsulation system with multilayer backsheets to better product modules

## Applications

- Large on and off-grid solar power stations
- Commercial/industrial building roof-top systems
- Residential roof-top systems
- Other industrial and commercial applications

## Limited Warranty

- 25 years limited warranty on power output  
90% power output assurance for 10 years, and 80% power output assurance for 25 years.  
Please refer to warranty statement for warranty conditions in detail.

## Certificates

- IEC 61215.2 / IEC61730



### Asia-Pacific

Principal Place of Business  
Jetion Solar China Limited,  
No. 1011, Zhencheng Road,  
Shengang, Jiangyin Municipality,  
Jiangsu Province 214443,  
People's Republic of China  
Tel: +86 510 8668 7300  
Fax: +86 510 8668 7315  
Email: marketing @jetion.com.cn

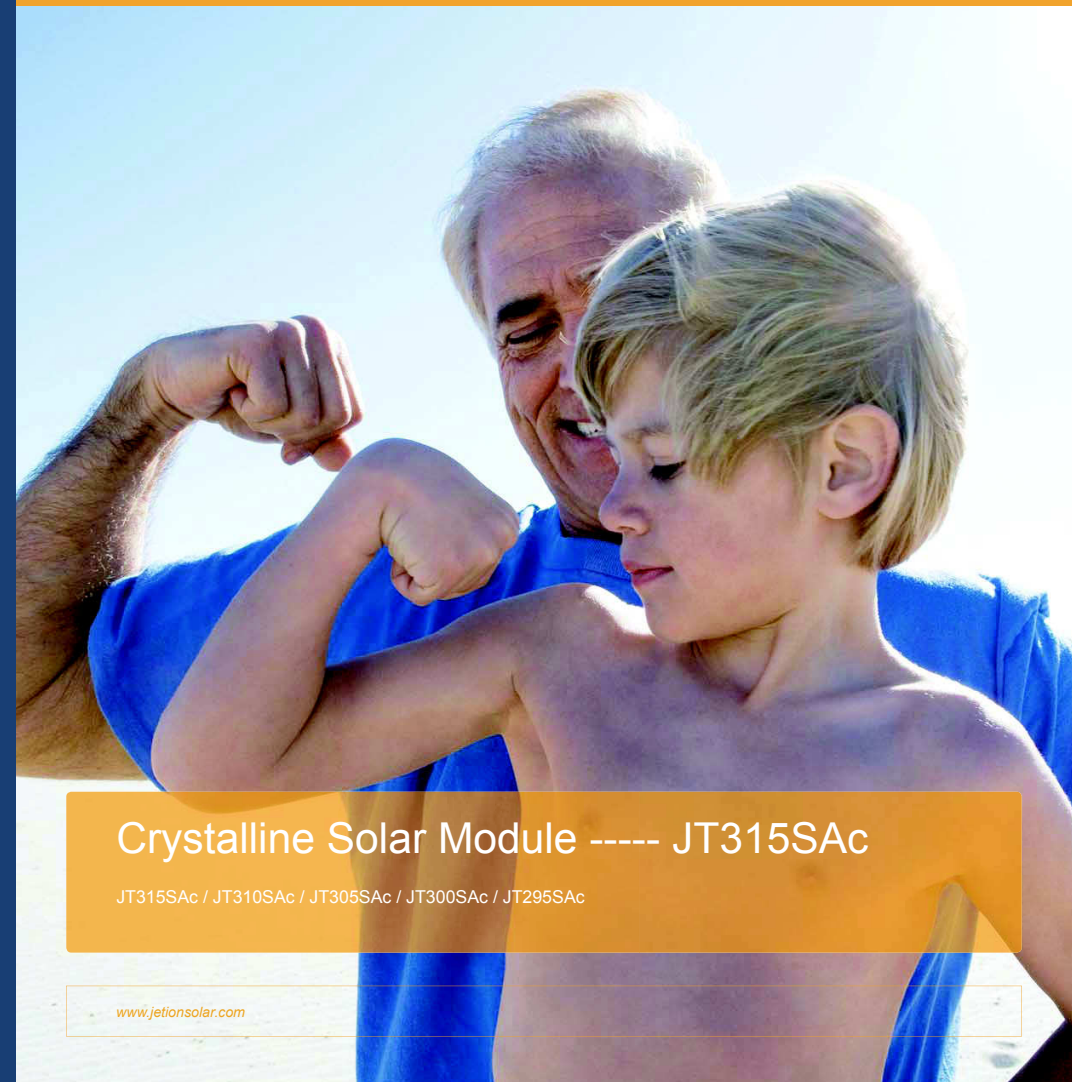
### Europe

Jetion Solar (Europe) Ltd.  
Industriering 10  
Ruggell  
Liechtenstein  
FL- 9491  
Mail : info@jetion.biz  
Tel : +423 265 3830  
Fax : +423 265 3839



**JETION**  
SOLAR

*visionary green energy*



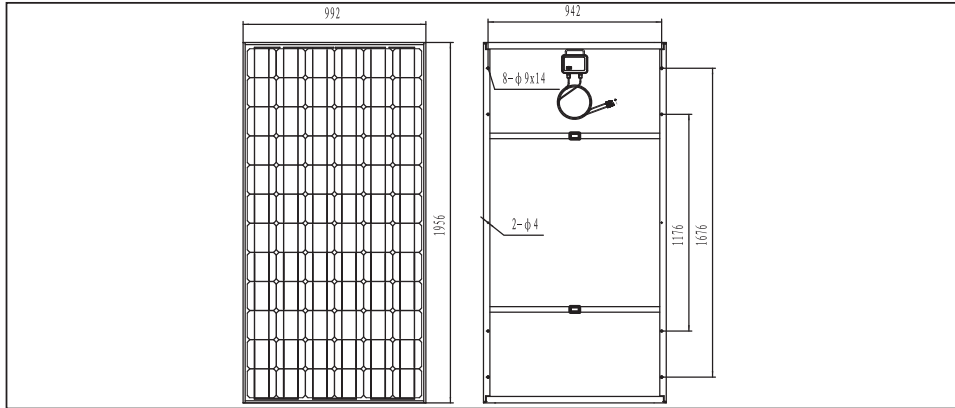
## Crystalline Solar Module ----- JT315SAC

JT315SAC / JT310SAC / JT305SAC / JT300SAC / JT295SAC

[www.jetionsolar.com](http://www.jetionsolar.com)



## Crystalline Solar Module ----- JT315SAc



### Electrical Characteristics

All specified Parameters are at STC 25°C Ambient, 1000W/ m<sup>2</sup> irradiance and AM 1.5

Type	JT295SAc	JT300SAc	JT305SAc	JT310SAc	JT315SAc
Max-Power Pm(W)	295	300	305	310	315
Module Power Range (W)	300>Pm≥295	305>Pm≥300	310>Pm≥305	315>Pm≥310	Pm≥315
Power Tolerance (W)	+0~+5	+0~+5	+0~+5	+0~+5	+0~+5
Max-Power Voltage Vm(V)	34.7	35	35.3	35.6	35.9
Max-Power Current Im(A)	8.51	8.58	8.65	8.71	8.78
Short-Circuit Current Isc(A)	9.25	9.3	9.35	9.4	9.45
Open-Circuit Voltage Voc(V)	41	41.3	41.7	42	42.3
Max-System Voltage (VDC)	1000V(IEC)				
Cell Efficiency (%)	17.1	17.4	17.7	18.0	18.3
Module Efficiency (%)	15.2	15.5	15.7	16.0	16.2
Max.Series Fuse (A)	15				
Pm Temperature Coefficients (W/°C)	-1.1041				
Isc Temperature Coefficients (A/°C)	0.00418				
Voc Temperature Coefficients (V/°C)	-0.1261				
NOCT Nominal Operating Cell Temperature	47±2°C				

Maximum load rating:5400Pa(112.78lbf/ft<sup>2</sup>)

## Crystalline Solar Module ----- JT315SAc

### Mechanical Characteristics

Cable type,Diameter and Length	4mm <sup>2</sup> ,TUV certified,1250mm
Type of Connector	Compatible Type IV
Number,type and arrangement of cells	72pcs,Mono-Crystalline Silicon(6×12)
Cell Size (mm)	156×156
Dimension (mm)	1956×992×45
Weight (Kg)	26
No.of Draining Holes in Frame	10
Glass,Type and Thickness	High Transmission,Low Iron,Tempered Glass 4.0mm

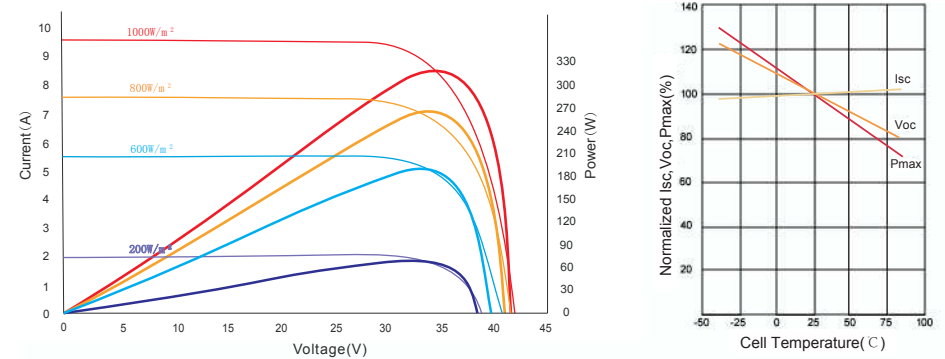
### Packaging Configuration

Packing Configuration	22 pcs/box
Quantity/Pallet	44 pcs/pallet
Loading Capacity	528 pcs/40ft(H)

### Absolute Ratings

Dielectric Insulation Voltage	3000V
Operating Temperature (°C)	-40~+85
Storage Temperature (°C)	-40~+85

### I-V Curves



I-V Curves at different Irradiances (AM1.5 25°C)

Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice

# Technical Data

## SINVERT 2000 MS TL

**SIEMENS**

Issue 2009-12-18

The SINVERT 2000 MS TL is the transformerless, 3-phase inverter for large grid connected PV power plants, offering a peak efficiency of 98.2 %.

Functions like power factor control and other grid relevant parameters can be set according to requirements of the grid operator. Easy integration in plant wide control and monitoring systems is possible by standard communication interfaces.



Output side (AC)		
Rated voltage $U_{ac,r}$	V	3AC 328
Grid voltage $U_{ac}^{1)}$	V	295 ... 360
Rated frequency $f_r$	Hz	60
Grid frequency $f^{1)}$	Hz	58.2 ... 61.8
Rated output power $P_{ac,r}$	kW	2000
Maximum output current $I_{ac,max}$	A	3524
Power factor (at rated power)		> 0.99
THD I (at rated power)	%	< 2.5
Grid configuration		IT
Surge protection (internal)		Type 2
Input side (DC)		
MPP voltage range $U_{mpp,min} - U_{mpp,max}$	V	525 ... 750
Start-up input voltage $U_{dc,start}$ (alterable)	V	600
Maximum input voltage $U_{dc,max}$	V	900
Maximum input voltage $U_{dc,max}$ (optional)	V	1000
Maximum voltage for operation $U_{dc,op max}$	V	810
Minimum voltage for operation $U_{dc,op min}$	V	525
Rated input power $P_{dc,r}$	kW	2052
Maximum input current $I_{dc,max}$	A	4000
Number of DC inputs		16
Maximum current per DC input	A	250
Surge protection (internal)		Type 2
Efficiency		
Maximum efficiency	%	98.2
European weighted efficiency (Euro eta)	%	98.0
CEC weighted efficiency	%	98.0
Consumption at night-time	W	80
Minimum DC power for operation	W	2200

<sup>1)</sup> These limits can be set to different values according to requirements of the local grid operator.

Dimensions and weight		
Width	mm	4 x 2718
Height	mm	2002
Depth	mm	834
Weight	kg	4 x 1700
General technical specifications		
Galvanic isolation		not applicable (galvanic isolation by MV transformer)
Noise level	dB(A)	< 80
Installation		suitable for indoor installation only
Mounting method		floor mounting
Cooling method		forced air ventilation air intake at lower front and through bottom air discharge through the cabinet roof
Cooling air requirement	m <sup>3</sup> /h	4 x 4800
Colour		RAL 7035
Climatic conditions		
Ambient temperature for operation	°C	0 ... 50
Ambient temperature for storage and transport	°C	-25 ... 70
Maximum temperature for rated power	°C	40
Relative humidity	%	5 ... 85
Maximum altitude for operation (without derating)	m	1000
Other climatic conditions		3K3 (IEC 60721-3-3)
Applicable standards and conformity		
Safety		IEC 60439-1
EMC immunity		IEC 61000-6-2
EMC emission		IEC 61000-6-4
Harmonics		IEC 61000-3-4
Degree of protection		IP20 (IEC 60529)
Protection class		I
Connectors		
Input DC		cable lug M10
Output AC		cable lug M12
Master-Slave DC link		cable lug M12

**Operator panel**

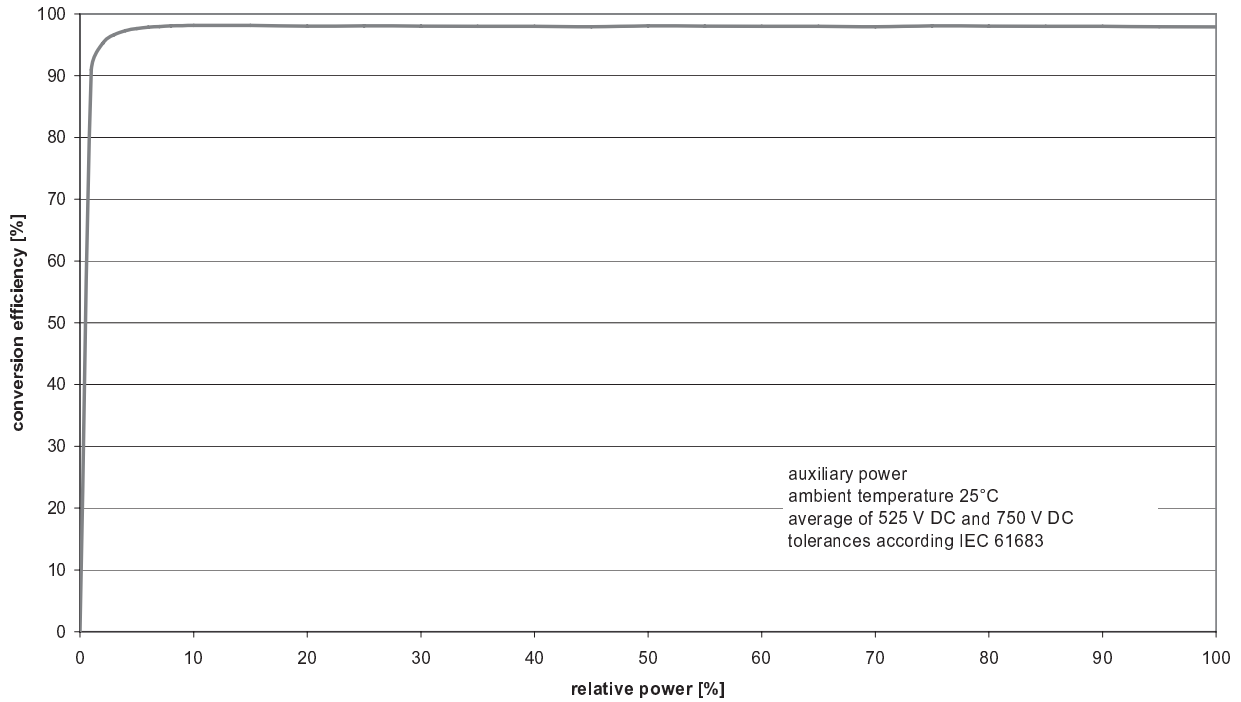
Display type

status LEDs;  
seven-segment display, double-digit

Operation

membrane keypad, key switch

**Efficiency curve**



**Ordering information**

Order number (MLFB)

6AG3110-1SM30-0AB0-Z D60

# Technical Data

## SINVERT 1000 MS TL

**SIEMENS**

Issue 2009-12-18

The SINVERT 1000 MS TL is the transformerless, 3-phase inverter for large grid connected PV power plants, offering a peak efficiency of 98.2 %.

Functions like power factor control and other grid relevant parameters can be set according to requirements of the grid operator. Easy integration in plant wide control and monitoring systems is possible by standard communication interfaces.



Output side (AC)		
Rated voltage $U_{ac,r}$	V	3AC 328
Grid voltage $U_{ac}^{1)}$	V	295 ... 360
Rated frequency $f_r$	Hz	60
Grid frequency $f^{1)}$	Hz	58.2 ... 61.8
Rated output power $P_{ac,r}$	kW	1000
Maximum output current $I_{ac,max}$	A	1762
Power factor (at rated power)		> 0.99
THD I (at rated power)	%	< 2.5
Grid configuration		IT
Surge protection (internal)		Type 2
Input side (DC)		
MPP voltage range $U_{mpp,min} - U_{mpp,max}$	V	525 ... 750
Start-up input voltage $U_{dc,start}$ (alterable)	V	600
Maximum input voltage $U_{dc,max}$	V	900
Maximum input voltage $U_{dc,max}$ (optional)	V	1000
Maximum voltage for operation $U_{dc,op max}$	V	810
Minimum voltage for operation $U_{dc,op min}$	V	525
Rated input power $P_{dc,r}$	kW	1026
Maximum input current $I_{dc,max}$	A	2000
Number of DC inputs		8
Maximum current per DC input	A	250
Surge protection (internal)		Type 2
Efficiency		
Maximum efficiency	%	98.2
European weighted efficiency (Euro eta)	%	98.0
CEC weighted efficiency	%	98.0
Consumption at night-time	W	50
Minimum DC power for operation	W	2200

<sup>1)</sup> These limits can be set to different values according to requirements of the local grid operator.

### Dimensions and weight

Width	mm	2 x 2718
Height	mm	2002
Depth	mm	834
Weight	kg	2 x 1700

### General technical specifications

Galvanic isolation		not applicable (galvanic isolation by MV transformer)
Noise level	dB(A)	< 80
Installation		suitable for indoor installation only
Mounting method		floor mounting
Cooling method		forced air ventilation air intake at lower front and through bottom air discharge through the cabinet roof
Cooling air requirement	m <sup>3</sup> /h	2 x 4800
Colour		RAL 7035

### Climatic conditions

Ambient temperature for operation	°C	0 ... 50
Ambient temperature for storage and transport	°C	-25 ... 70
Maximum temperature for rated power	°C	40
Relative humidity	%	5 ... 85
Maximum altitude for operation (without derating)	m	1000
Other climatic conditions		3K3 (IEC 60721-3-3)

### Applicable standards and conformity

Safety		IEC 60439-1
EMC immunity		IEC 61000-6-2
EMC emission		IEC 61000-6-4
Harmonics		IEC 61000-3-4
Degree of protection		IP20 (IEC 60529)
Protection class		I

### Connectors

Input DC		cable lug M10
Output AC		cable lug M12
Master-Slave DC link		cable lug M12

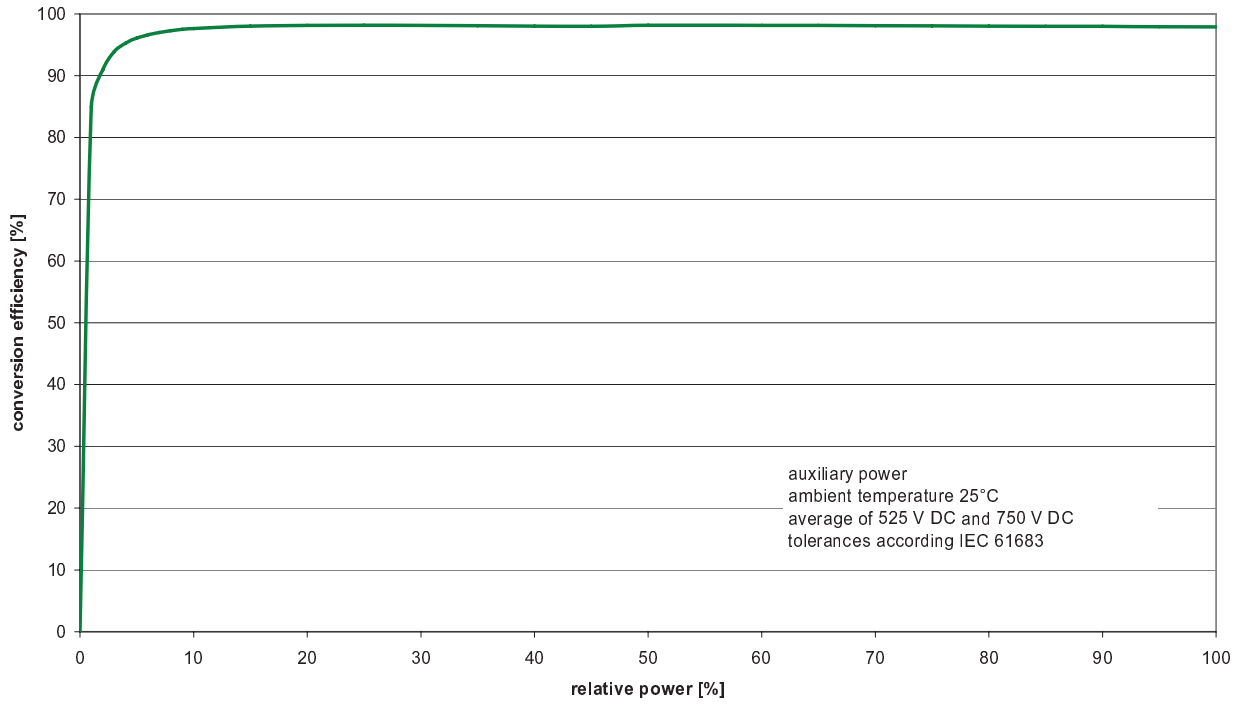


**Operator panel**

Display type status LEDs;  
seven-segment display, double-digit

Operation membrane keypad, key switch

**Efficiency curve**



**Ordering information**

Order number (MLFB) 6AG3110-2SB30-0AB0-Z D60

## Array junction box and generator junction box

Hardware Installation Manual · 11/2009



# SINVERT

Answers for environment.

**SIEMENS**



# SIEMENS

## SINVERT

### Array junction box and generator junction box

Hardware Installation Manual

<u>Introduction</u>	<b>1</b>
<u>Notes on handling the product</u>	<b>2</b>
<u>Description</u>	<b>3</b>
<u>Application planning</u>	<b>4</b>
<u>Array junction boxes</u>	<b>5</b>
<u>Array junction boxes with the current sensor option</u>	<b>6</b>
<u>Generator junction boxes</u>	<b>7</b>
<u>Repeater box</u>	<b>8</b>
<u>Working on the photovoltaic system</u>	<b>9</b>
<u>Ordering data</u>	<b>10</b>
<u>Appendix</u>	<b>A</b>
<u>ESD guidelines</u>	<b>B</b>

## Legal information

### Warning notice system

This manual contains notices you have to observe in order to ensure your personal safety, as well as to prevent damage to property. The notices referring to your personal safety are highlighted in the manual by a safety alert symbol, notices referring only to property damage have no safety alert symbol. These notices shown below are graded according to the degree of danger.

 <b>DANGER</b>
---

indicates that death or severe personal injury <b>will</b> result if proper precautions are not taken.
--

 <b>WARNING</b>
--

indicates that death or severe personal injury <b>may</b> result if proper precautions are not taken.
---

 <b>CAUTION</b>
--

with a safety alert symbol, indicates that minor personal injury can result if proper precautions are not taken.
--

<b>CAUTION</b>
----------------

without a safety alert symbol, indicates that property damage can result if proper precautions are not taken.
---

<b>NOTICE</b>
---------------

indicates that an unintended result or situation can occur if the corresponding information is not taken into account.
--

If more than one degree of danger is present, the warning notice representing the highest degree of danger will be used. A notice warning of injury to persons with a safety alert symbol may also include a warning relating to property damage.

### Qualified Personnel

The product/system described in this documentation may be operated only by **personnel qualified** for the specific task in accordance with the relevant documentation for the specific task, in particular its warning notices and safety instructions. Qualified personnel are those who, based on their training and experience, are capable of identifying risks and avoiding potential hazards when working with these products/systems.

### Proper use of Siemens products

Note the following:

 <b>WARNING</b>
--

Siemens products may only be used for the applications described in the catalog and in the relevant technical documentation. If products and components from other manufacturers are used, these must be recommended or approved by Siemens. Proper transport, storage, installation, assembly, commissioning, operation and maintenance are required to ensure that the products operate safely and without any problems. The permissible ambient conditions must be adhered to. The information in the relevant documentation must be observed.
---

### Trademarks

All names identified by © are registered trademarks of the Siemens AG. The remaining trademarks in this publication may be trademarks whose use by third parties for their own purposes could violate the rights of the owner.

### Disclaimer of Liability

We have reviewed the contents of this publication to ensure consistency with the hardware and software described. Since variance cannot be precluded entirely, we cannot guarantee full consistency. However, the information in this publication is reviewed regularly and any necessary corrections are included in subsequent editions.

# Table of contents

<b>1</b>	<b>Introduction</b> .....	<b>7</b>
1.1	Purpose of this documentation .....	7
1.2	History .....	7
<b>2</b>	<b>Notes on handling the product</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Description</b> .....	<b>11</b>
3.1	Design of a photovoltaic system .....	11
<b>4</b>	<b>Application planning</b> .....	<b>13</b>
4.1	Overview of array junction boxes.....	13
4.2	Interface for the current sensors .....	16
4.3	Overview of generator junction boxes .....	17
4.4	Applications for repeaters .....	19
4.5	Installation requirements.....	20
<b>5</b>	<b>Array junction boxes</b> .....	<b>21</b>
5.1	Design of array junction boxes.....	21
5.2	Installing and connecting .....	24
5.2.1	General procedure .....	24
5.2.2	Drilling template for array junction boxes.....	24
5.2.3	Information on laying the cables .....	25
5.2.4	Connecting DC main lines .....	26
5.2.5	Connecting DC string cables .....	27
5.2.6	Inserting fuses/neutral links .....	27
5.2.7	Final installation work.....	28
<b>6</b>	<b>Array junction boxes with the current sensor option</b> .....	<b>29</b>
6.1	Design of array junction boxes with current sensor .....	29
6.2	Installing and connecting the current sensors .....	30
6.2.1	Addressing the current sensors .....	30
6.2.2	Current sensor: Bus cable .....	31
<b>7</b>	<b>Generator junction boxes</b> .....	<b>35</b>
7.1	Design of generator junction boxes .....	35
7.2	Installing and connecting the generator junction boxes.....	38
7.2.1	General procedure .....	38
7.2.2	Drilling templates for generator junction boxes.....	38
7.2.3	Information on laying the cables .....	39
7.2.4	Connecting DC main lines .....	40
7.2.5	Connecting DC feeder cables .....	41
7.2.6	Final installation work.....	42
<b>8</b>	<b>Repeater box</b> .....	<b>43</b>

8.1	Design of the repeater box.....	43
8.2	Installing and connecting the repeater box .....	44
8.2.1	Connecting repeaters.....	44
8.2.2	Final installation work.....	45
<b>9</b>	<b>Working on the photovoltaic system .....</b>	<b>47</b>
9.1	General information.....	47
9.2	Working on array junction boxes with fuse disconnecter.....	48
9.3	Working on generator junction boxes with fuses/holders .....	49
<b>10</b>	<b>Ordering data.....</b>	<b>51</b>
<b>A</b>	<b>Appendix.....</b>	<b>53</b>
A.1	Technical support.....	53
<b>B</b>	<b>ESD guidelines .....</b>	<b>55</b>
B.1	ESD guidelines.....	55
B.2	ESD protective measures .....	57
	<b>Glossary .....</b>	<b>59</b>

## Introduction

### 1.1 Purpose of this documentation

This documentation is aimed at personnel who install and connect SINVERT® junction boxes mechanically, and also at service and maintenance engineers.

Note also the current product information for the junction boxes.

### 1.2 History

The following versions of this documentation have been released to date. The changes apply to the previous version:

Edition	Comment / change
07/2009	Initial release
11/2009	Correction of the ordering data and contact data Supplement: Generator junction box with undervoltage release for remote tripping of the circuit breaker





## Notes on handling the product

### General safety instructions

Photovoltaic systems can generate hazardous voltages.

The tasks described in this documentation must only be carried out by qualified electricians who are familiar with the system. The relevant national regulations apply. For example, in Germany: Qualified electrical/electronic specialists as defined by DIN VDE 0105.

The requirements regarding the installation location and the installation itself (e.g. connection cross-sections, torques, etc.) listed in this document must be taken into account.

If the installation regulations are violated, all warranty and liability claims are void.

The generally valid local installation regulations must be complied with.

Unauthorized persons must not open the junction box.

The ESD Guidelines must be observed, see also ESD guidelines (Page 55)

### Proper use

The device must only be used for the applications provided for. To ensure safe and reliable operation, the product must be properly transported, stored, mounted and installed, and it must be operated and serviced with the appropriate care.

### Disclaimer of liability

We have checked the contents of this documentation for agreement with the hardware and software described.

However, since variance cannot be precluded entirely, we cannot guarantee full consistency.

However, the information in this documentation is reviewed on a regular basis and subsequent revisions are corrected appropriately. Suggestions for improvement are welcome.

### Qualified personnel

Qualified personnel for the purpose of this documentation or the warning information on the product itself are persons that are familiar with the setup, installation, commissioning and operation of the product. These persons must possess the relevant qualifications for the task, such as:

- Training/instruction and authorization to switch on/off, ground, and mark circuits and devices in accordance with established safety procedures.
- Training/instruction in the proper care and use of protective equipment in accordance with established safety standards.



## Description

### 3.1 Design of a photovoltaic system

#### Connection concept

With the SINVERT junction boxes, the individual strings of a photovoltaic field (PV field) are collected in the field (switched in parallel) and the energy conveyed across large cross-sections of cable to the inverter. The module strings are collected in the array junction boxes (AJBs). Then several array junction boxes are connected to the generator junction boxes (GJBs).

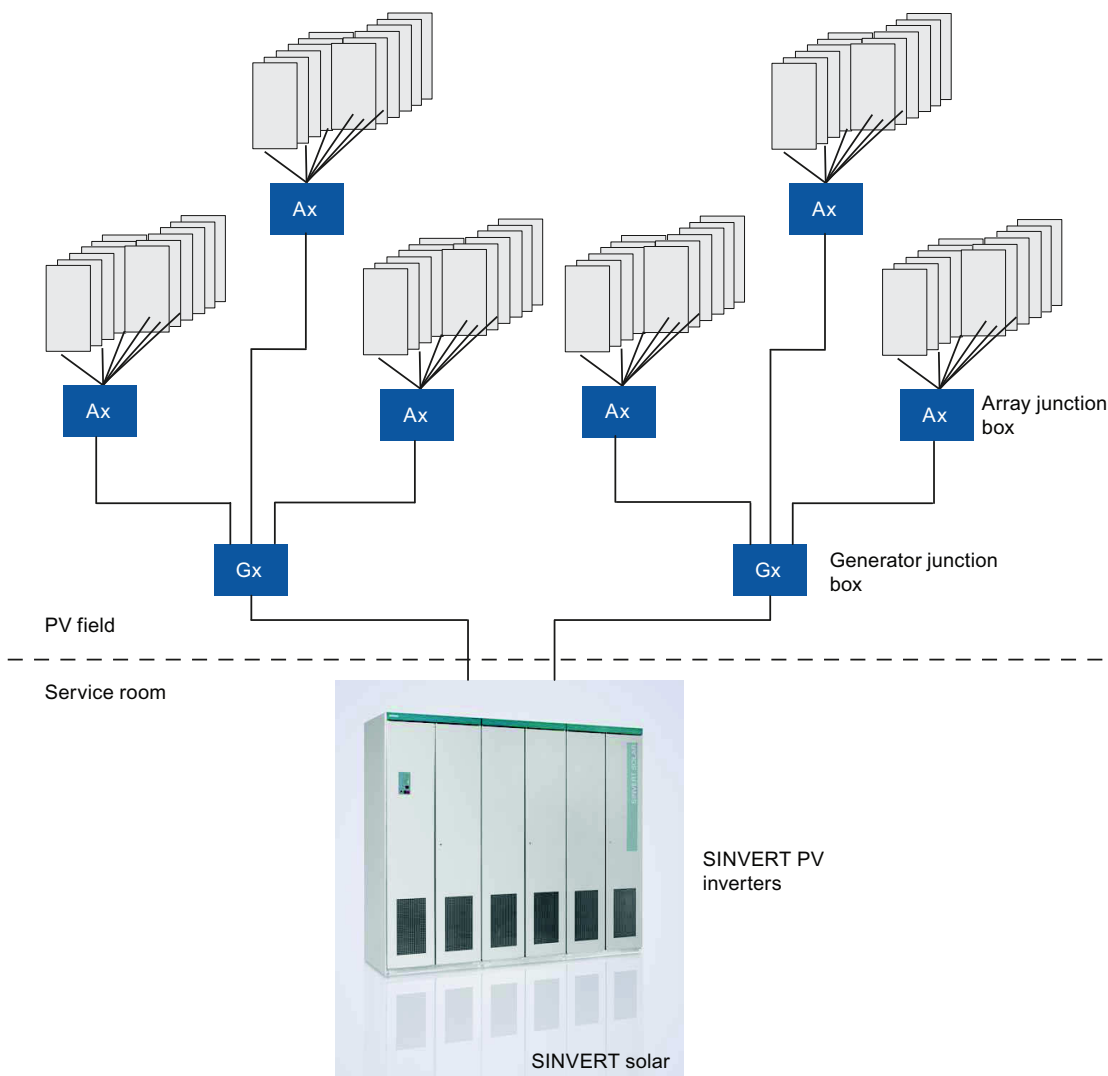


Figure 3-1 System configuration

### *3.1 Design of a photovoltaic system*

The advantage of this two-level box concept is that conduction losses are reduced thanks to the increased cable cross-section.

This concept is also necessary when an input current of 250 V DC per inverter input is required.

In smaller PV systems, it might be possible to use only the array junction box due to the system configuration, if the inverter current per input corresponds to 80 A DC.

#### **Current sensor (optional)**

The array junction boxes are optionally equipped with a current sensor (i'checker) for measuring the current of the strings.

#### **Use of repeaters**

The use of RS485 repeaters is necessary in the following cases:

- Where more than 32 bus nodes (current sensors) are operated on a bus.
- Where the length of the bus exceeds a maximum cable length of 800 m.

Use of the "repeater box" option is recommended for current sensors.

## Application planning

### 4.1 Overview of array junction boxes

Depending on the version, array junction boxes collect up to 4, 6, 8, 12 or 16 strings.

The table below provides an initial overview of the components of the array junction boxes. The individual versions are described in the following sections.

Table 4- 1 Components of the array junction boxes

Number of strings, max.	4 or 6	8, 12 or 16
Maximum output current	50 A or 63 A	100 A
Isolation equipment on the output side	DC switch disconnecter	Fuse disconnecter
Disconnection under load	Possible	Not possible
Surge suppressor	Yes, as standard	Yes, as standard
String current monitoring	Optional	Optional

DC switch disconnectors allow actuation during operation, that is, when current is flowing.

Fuse disconnectors cannot disconnect under load. You must therefore always check for flowing current before opening the fuse disconnecter. Even if the inverter is switched off, current may flow, for example, in the case of a short-circuit or double ground fault.

You can find the procedure for working on the system in Chapter Working on the photovoltaic system (Page 47)

## Array junction boxes with disconnecter switches

Table 4- 2 Standard version

Designation	Code	Components
A4-L50-F4	A4	Array junction box with four inputs
	L50	Disconnection under load possible with switch disconnectors, output current: 50 A
	F4	Four fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
A6-L63-F6	A6	Array junction box with six inputs
	L63	Disconnection under load possible with switch disconnectors, output current: 63 A
	F6	Six fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
A8-L63-F4-MC4	A8	Array junction box with eight inputs
	L63	Disconnection under load possible with switch disconnectors, output current: 63 A
	F4	Four fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	MC4	Multi-contact connector MC4

Table 4- 3 Version with string current monitoring

Designation	Code	Components
A4-L50-F4-iC	A4	Array junction box with four inputs
	L50	Disconnection under load possible with switch disconnectors, output current: 50 A
	F4	Four fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	iC	With string current monitoring
A6-L63-F6-iC	A6	Array junction box with six inputs
	L63	Disconnection under load possible with switch disconnectors, output current: 63 A
	F6	Six fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	iC	With string current monitoring
A8-L63-F4-MC4-iC	A8	Array junction box with eight inputs
	L63	Disconnection under load possible with switch disconnectors, output current: 63 A
	F4	Four fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	MC4	Multi-contact connector MC4
	iC	With string current monitoring

## Array junction boxes with fuse disconnectors

Table 4- 4 Standard version

Designation	Code	Components
A8-N100-F8	A8	Array junction box with four inputs
	N100	Disconnection under load not possible with switch disconnectors, output current: 100 A
	F8	Eight fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
A12-N100-F6-MC4	A12	Array junction box with twelve inputs
	N100	Disconnection under load not possible with switch disconnectors, output current: 100 A
	F6	Six fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	MC4	Multi-contact connector MC4
A16-N100-F8-MC4	A16	Array junction box with sixteen inputs
	N100	Disconnection under load not possible with switch disconnectors, output current: 100 A
	F8	Eight fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	MC4	Multi-contact connector MC4

Table 4- 5 Version with string current monitoring

Designation	Code	Components
A8-N100-F8-iC	A8	Array junction box with eight inputs
	N100	Disconnection under load not possible with switch disconnectors, output current: 100 A
	F8	Eight fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	iC	With string current monitoring
A12-N100-F6-MC4-iC	A12	Array junction box with twelve inputs
	N100	Disconnection under load not possible with switch disconnectors, output current: 100 A
	F6	Six fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	MC4	Multi-contact connector MC4
	iC	With string current monitoring
A16-N100-F8-MC4-iC	A16	Array junction box with sixteen inputs
	N100	Disconnection under load not possible with switch disconnectors, output current: 100 A
	F8	Eight fuses or neutral links possible in the positive and the negative string
	MC4	Multi-contact connector MC4
	iC	With string current monitoring



## 4.2 Interface for the current sensors

Depending on the application, you require a monitoring interface or a data logger interface in the inverter for the current sensors. The table below shows which interface is suitable for which applications.

Table 4- 6 Interface for connecting the current sensors in the SINVERT inverter

Monitoring interface	Data logger interface
Monitoring interface for up to 96 current sensors: With the option "Monitoring interface for 96 current sensors", up to 96 current sensors in the array junction boxes can be connected to a monitoring system (e.g. SINVERT WinCC).	Data logger interface for up to 32 current sensors: With the option "Data logger interface for 32 current sensors", up to 32 current sensors in the array junction boxes can be connected to a data logger system (e.g. WEB'log).
Monitoring interface for up to 192 current sensors: With the option "Monitoring interface for 192 current sensors", up to 192 current sensors in the array junction boxes can be connected to a monitoring interface (e.g. SINVERT WinCC).	Data logger interface for up to 128 current sensors: With the option "Data logger interface for 128 current sensors", up to 128 current sensors in the array junction boxes can be connected to a data logger interface (e.g. WEB'log).

## 4.3 Overview of generator junction boxes

Generator junction boxes (GJBs) collect the strings of the array junction boxes (AJBs).

The generator junction boxes are equipped with 2, 3 or 4 inputs depending on the version. Depending on the type, the generator junction boxes are equipped with open fuse holders and LV HRC fuses or with DC circuit breakers at the input. One generator junction box is connected to each DC input of the inverter.

DC circuit breakers allow actuation during operation, that is, when current is flowing.

The fuse/holder cannot disconnect under load. For this reason, you must always check whether current is flowing before removing a fuse. Even if the inverter is switched off, current may flow, for example, in the case of a short-circuit or double ground fault.

You can find the procedure for working on the system in Chapter Working on the photovoltaic system (Page 47)

The circuit breakers used are also available with remote trip. Circuit breakers with remote trip can be integrated into a fire alarm system, for example. The remote trips used are available with an operating voltage of 230 V AC.

### Designation of generator junction boxes

Table 4- 7 Meanings of the codes in the designations of the generator junction boxes

Code	Meaning
Gn	Generator junction box with n inputs
Lxx	Version with maximum circuit breaker output current of xx A. Disconnection under load possible
Nxx	Version with fuses for maximum output current of xx A. Disconnection under load not possible
Fn	n fuses
Cn	n circuit breakers
SR	Shunt releases for remote tripping of the circuit breaker
UR	Undervoltage releases for remote tripping of the circuit breaker

## Generator junction boxes with circuit breaker

Table 4- 8 Standard version

Designation	Code	Components
G2-L100-C2	G2	Generator junction box with two inputs
	L100	Disconnection under load possible, with circuit breaker, output current: 100 A
	C2	Two circuit breakers
G3-L80-C3	G3	Generator junction box with three inputs
	L80	Disconnection under load possible, with circuit breaker, output current: 80 A
	C3	Three circuit breakers
G3-L100-C3	G3	Generator junction box with three inputs
	L100	Disconnection under load possible, with circuit breaker, output current: 100 A
	C3	Three circuit breakers

Table 4- 9 With remote tripping of the circuit breaker

Designation	Code	Components
G2-L100-C2-SR	G2	Generator junction box with two inputs
	L100	Disconnection under load possible, with circuit breaker, output current: 100 A
	C2	Two circuit breakers
	SR	Shunt releases for remote tripping of the circuit breaker
G3-L80-C3-SR	G3	Generator junction box with three inputs
	L80	Disconnection under load possible, with circuit breaker, output current: 80 A
	C3	Three circuit breakers
	SR	Shunt releases for remote tripping of the circuit breaker
G3-L80-C3-UR	G3	Generator junction box with three inputs
	L80	Disconnection under load possible, with circuit breaker, output current: 80 A
	C3	Three circuit breakers
	UR	Undervoltage releases for remote tripping of the circuit breaker
G3-L100-C3-SR	G3	Generator junction box with three inputs
	L100	Disconnection under load possible, with circuit breaker, output current: 100 A
	C3	Three circuit breakers
	SR	Shunt releases for remote tripping of the circuit breaker
G3-L100-C3-UR	G3	Generator junction box with three inputs
	L100	Disconnection under load possible, with circuit breaker, output current: 100 A
	C3	Three circuit breakers

Designation	Code	Components
	UR	Undervoltage releases for remote tripping of the circuit breaker

### Generator junction boxes with fuses

Table 4- 10 Generator junction boxes with fuses

Designation	Code	Components
G2-N80-F2	G2	Generator junction box with two inputs
	N80	Disconnection under load not possible, with LV HRC fuses, output current: 80 A
	F2	Two LV HRC fuses
G3-N80-F3	G3	Generator junction box with three inputs
	N80	Disconnection under load not possible, with LV HRC fuses, output current: 80 A
	F3	Three LV HRC fuses
G4-N80-F4	G4	Generator junction box with four inputs
	N80	Disconnection under load not possible, with LV HRC fuses, output current: 80 A
	F4	Four LV HRC fuses

## 4.4 Applications for repeaters

The use of RS485 repeaters is necessary in the following cases:

- More than 32 bus nodes (current sensors) can be operated on one bus. Beyond this number, a repeater must be used.
- The length of the bus exceeds a maximum cable length of 800 m. A repeater must then be used at the appropriate point depending on signal quality.

Use of the "repeater box" option is recommended for current sensors. The repeater box can be ordered separately, see Chapter Ordering data (Page 51).

## 4.5 Installation requirements

### Requirements for the installation

Note also the current product information for the junction boxes.

Make sure that you comply with all requirements specified in these instructions.

Check the shipment for completeness.

Check the unit for damage before you commence installation.

### Selecting the installation location

#### CAUTION

##### **Risk of damage as a result of very high or very low temperatures or rain**

Exposure to direct sunlight, or excessively high or low temperatures can result in damage to the internal components of the junction box.

The permissible ambient temperature range is -20 °C to +50 °C.

Protect the junction box against direct sunlight and rain. For this purpose, you can install the junction box under a solar module or protective canopy.

The junction box is suitable for protected installation outdoors.

The following points must be considered in the selection of an installation site:

- Select a location that is protected from the weather and is easily accessible for installation work and later maintenance work.
- When selecting the location, ensure unauthorized personnel cannot access the junction box.
- The installation foundation area must be stable enough to allow installation/maintenance work to proceed safely.
- When installing, ensure rain cannot penetrate the junction box.
- The installation location must offer the option of horizontal installation. The cable feed-throughs must be installed vertically, leading down. The junction box must not be installed horizontally with the cover uppermost.
- The installation site must not be in close proximity to easily inflammable materials, gases or vapors.
- The installation site must be inaccessible to rodents. The junction box and especially the feeder conductors must be installed in such a way that damage cannot be caused by rodents. For example, lay feeder conductors in metal conduits.
- The permissible ambient temperature range is -20 °C to +50 °C.
- Please take account of the existing circulation of air when selecting the installation site.
- The installation engineer must decide on the basis of the installation height whether additional strain relief, such as a cable propping bar, is to be attached. The relevant national regulations apply, e.g. DIN VDE 100-520 in Germany.

## Array junction boxes

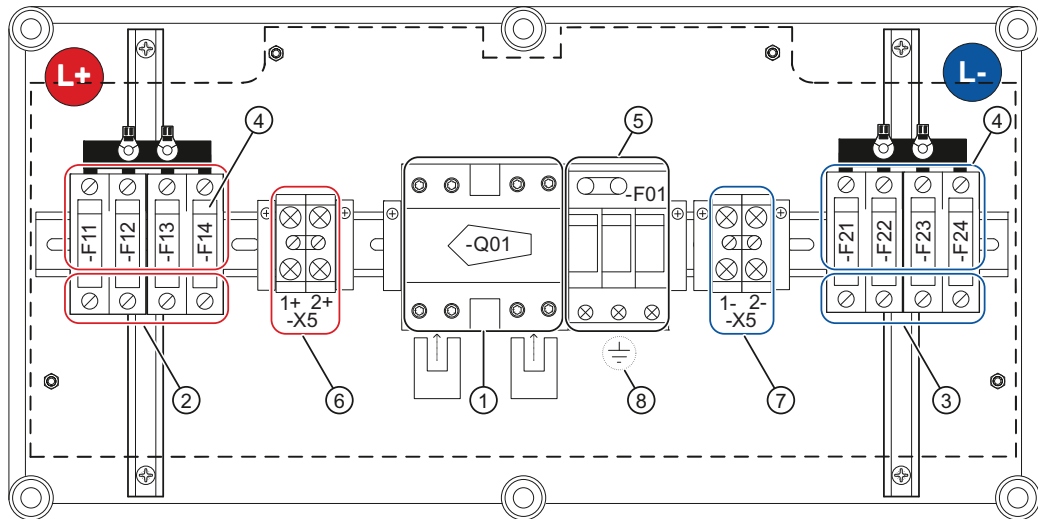
### 5.1 Design of array junction boxes


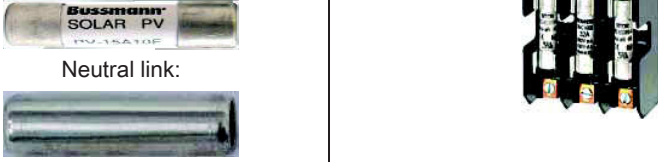

An array junction box is equipped with either a DC switch disconnecter or a fuse disconnecter for disconnection on the output side.

The array junction box is supplied with neutral links or PV fuses in the form of an accessories pack, depending on the version chosen.

The junction boxes can be optionally equipped with current sensors (i'checkers) for measuring the current of the strings.

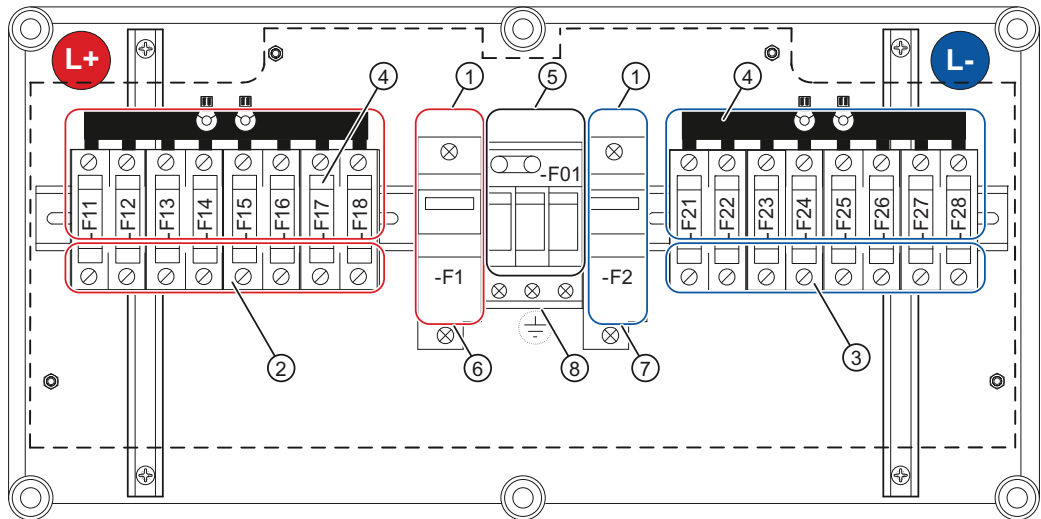
Example: Design of array junction box with DC switch disconnecter








①	DC switch disconnecter (-Q01)	
②	DC string connection positive poles	
③	DC string connection negative poles	
④	DC fuses (10 x 38 mm, characteristic PVgR) Depending on the version of the array junction box: PV fuse set: Neutral link:	Fuse base 
⑤	Surge arrester	
⑥	Terminals for DC main line: Positive pole (-X5)	
⑦	Terminals for DC main line: Negative pole (-X5)	
⑧	Connection for equipotential bonding with at least 6 mm²	

Depending on the array junction box type, the arrangement and number of components used can vary.

Example: Design of array junction box with fuse disconnecter



①	Fuse disconnecter (-F1..2) equipped with copper neutral links	
②	DC string connection positive poles	
③	DC string connection negative poles	
④	DC fuses (10 x 38 mm, characteristic gR) Depending on the version of the array junction box: PV fuse set:  Neutral link: 	Fuse base 
⑤	Surge arrester	
⑥	Terminals for DC main line: Positive pole (-X5)	
⑦	Terminals for DC main line: Negative pole (-X5)	
⑧	Connection for equipotential bonding with at least 6 mm <sup>2</sup>	

Depending on the array junction box type, the arrangement and number of components used can vary.



## 5.2 Installing and connecting

### 5.2.1 General procedure

- Drill the holes for securing the box in accordance with the drilling template. See Drilling template for array junction boxes (Page 24)
- Even when the PV fuses are not inserted, the lower fuse holders may be live as a result of the DC voltage from the PV field.
- Do not actuate the fuse disconnectors in the junction boxes under load.
- Failure to connect the DC main lines correctly can result in arcing faults!
- Before inserting PV fuses/neutral links, determine the voltage, polarity and absence of ground faults of the string inputs.
- Do not insert the PV fuses/neutral links until all other installation work is complete, because the DC string voltage will be connected as soon as the PV fuses/neutral links are installed.
- You can find the procedure for working on the system in Chapter Working on the photovoltaic system (Page 47)

### 5.2.2 Drilling template for array junction boxes

The drilling template below is valid for all array junction boxes.

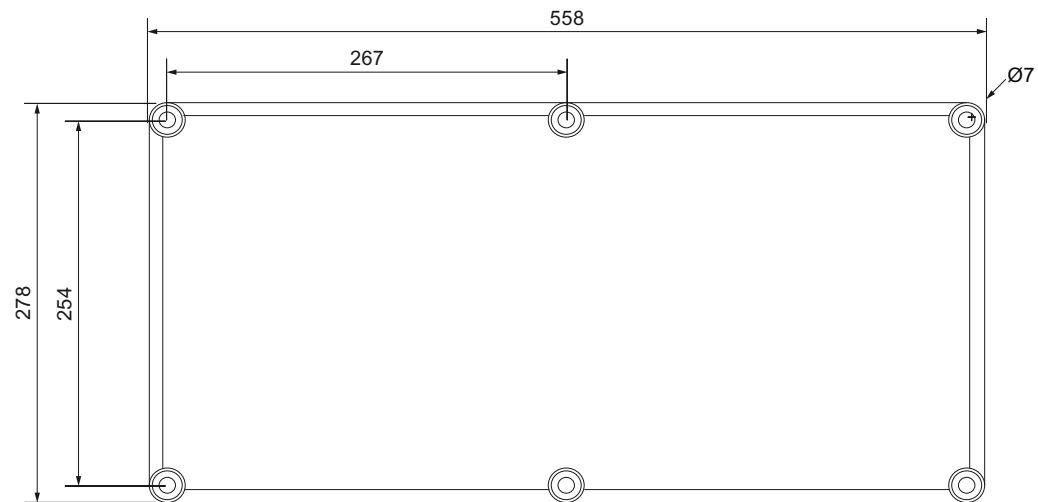


Figure 5-1 Drilling template for array junction boxes

### 5.2.3 Information on laying the cables

- Only use electrical cables rated for the voltages, currents and environmental conditions (temperature, UV, etc.) expected at the site of installation.
- Ensure that you lay all cables with short-circuit protection and ground fault protection.
- Use single-core cables with double or reinforced insulation (in accordance with DIN VDE 0100-520:2003-06, Section 521.13 or IEC 60364-5-52:1993 Part 5, Chapter 5.2) for the positive and the negative pole feeders.
- To ensure short-circuit-proof and ground-fault-proof installation in accordance with VDE 0100-520 (VDE 0100-520:2003-06 Section 521.13 c) or IEC 60364-5-52 (IEC 60364-5-52:1993 Part 5, Chapter 5.2), the following requirements must be fulfilled:
  - Cables must not be installed in the proximity of combustible materials
  - Cables must be accessible
  - Cables must be protected against mechanical damage.
- Equipotential bonding must be connected with a cable cross-section of at least 6 mm<sup>2</sup>. See section Design of array junction boxes (Page 21)
- Do not lay the feeder conductors over edges.
- The weight of the cables can subject the housing to mechanical forces. For this reason, attach a strain relief underneath the array junction box depending on the installation height.

<b>CAUTION</b>
<b>Damage to the housing</b> The weight of the cables can subject the housing to mechanical forces. For this reason, attach a strain relief underneath the array junction box depending on the installation height. National regulations apply for strain relief requirements, e.g. DIN VDE 0100-520 in Germany.


### 5.2.4 Connecting DC main lines

- Ensure there is sufficient strain relief for the DC main lines when installing.
- Please note the cable cross-sections and tightening torques given below.
- Run the DC main lines through the cable glands into the housing interior.
- Make sure you connect the DC main line with the correct polarity.
- Tighten the metric cable glands.
- Check the tightening torques of the connections.
- Close all unused cable feed-throughs with filler plugs to prevent moisture penetrating the array junction box.

Table 5- 1 Cable cross-sections and tightening torques

Terminal	Terminal type	Cable	Tightening torque
-F1; -F2	Screw terminal	10 ... 35 mm <sup>2</sup> stranded or finely stranded without end sleeves	3.5...4 Nm
-F11 ... -F18	Screw terminal	2.5 ... 6 mm <sup>2</sup>	2.5 Nm
-F21 ... -F28	Screw terminal	2.5 ... 6 mm <sup>2</sup>	2.5 Nm
-X5	Screw terminal	10 ... 35 mm <sup>2</sup> stranded or finely stranded without end sleeves	2.5 Nm
Equipotential conductor	Screw terminal	Minimum: 6 mm <sup>2</sup> solid/finely stranded max.: 35 mm <sup>2</sup> stranded/25 mm <sup>2</sup> finely stranded	4 Nm

## 5.2.5 Connecting DC string cables

 <b>WARNING</b>
<b>Risk to life as a result of arcing and electric shock</b> DC string cables must only be connected when the power supply is disconnected! The DC switch disconnecter must be open. On array junction boxes equipped with multi-contact plugs, the multi-contact plug must not be connected or disconnected under load. Failure to observe this rule constitutes a risk to life resulting from arcing and electric shock. You can find the procedure for working on the system in Chapter Working on the photovoltaic system (Page 47)


- See the table in Section Connecting DC main lines (Page 26) for the cable cross-sections and tightening torques
- Run the DC string cables through the cable glands into the housing interior.
- Tighten the metric cable glands.
- Close all unused cable feed-throughs with filler plugs to prevent moisture penetrating the array junction box.
- Check the DC string cables for voltage and polarity.
- Connect the string cables direct to the fuse bases.
- Close all unused cable feed-throughs with filler plugs to prevent moisture penetrating the generator junction box.

## 5.2.6 Inserting fuses/neutral links

When the PV fuses/neutral links are inserted, the DC voltage is switched in if the string is connected. For this reason, make sure all installation work has been completed.

1. Before inserting PV fuses/neutral links, determine the voltage, polarity and absence of ground faults of the string inputs.
2. Insert the PV fuses/neutral links.

### 5.2.7 Final installation work

 <b>WARNING</b>
<b>Risk of electric shock</b> On completion of all installation work, mount the plexiglass cover to protect against direct contact!

<b>CAUTION</b>
<b>Damage to the junction box</b> Ensure the cover on the junction box box is properly closed to prevent the ingress of dust and moisture.

- On completion of the work, close unused cable feed-throughs with filler plugs.
- Ensure moisture cannot become trapped inside the housing when the unit is installed (e.g. in rainy conditions).
- On no account remove or cover the two air-conditioning valves on the housing.



Figure 5-2 Air-conditioning valve

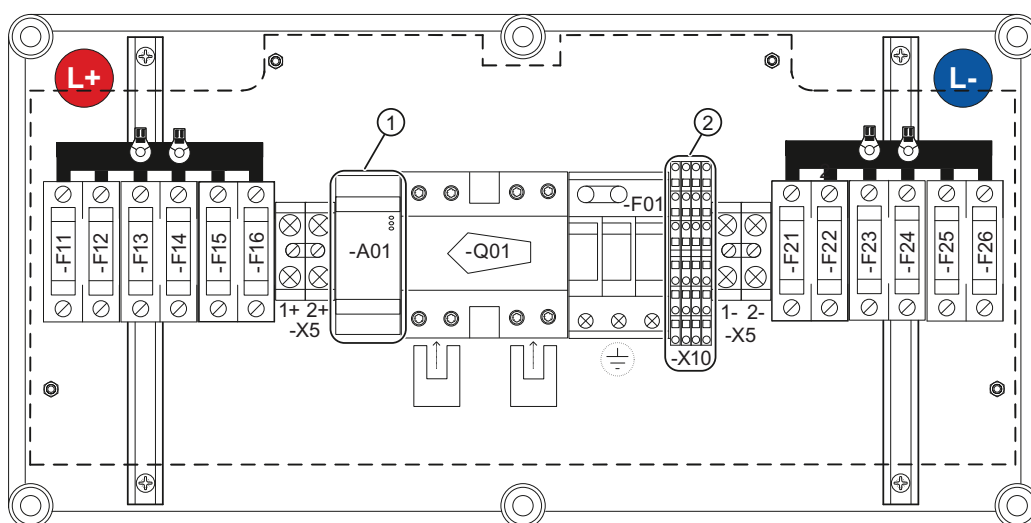
- Use the triangular key included in the scope of supply to tighten the triangular screws on the cover of the housing.
- When closing the cover, make sure you do not overtighten the fixing screws otherwise the cover will distort and increased moisture will be able to penetrate.


## Array junction boxes with the current sensor option

### 6.1 Design of array junction boxes with current sensor

The array junction boxes are optionally equipped with a current sensor (i'checker) for measuring the current of the strings.

Example: Design of array junction box with switch disconnecter and current sensor



①	Current sensor: i'checker (-A01)	
②	Terminals for current sensor (-X10)	

## 6.2 Installing and connecting the current sensors

### 6.2.1 Addressing the current sensors

#### Addressing

<b>NOTICE</b>
<b>Malfunction resulting from incorrect addressing</b>
The pre-defined addresses of the current sensors must be checked before installing the junction boxes. The addressable range is between 0 and 99. Each address must appear only once in the RS485 bus system.

Each array junction box is equipped with an address sticker. An address sticker is attached to the left inner side of the housing, next to the type plate, as well as on the packaging. The address of every individual current sensor can be clearly identified on this sticker.

Example of an address sticker:



Figure 6-1 Address sticker

Inscription	Meaning
PVUX	The X in this group stands for the number of the inverter unit
DCX	The X in this group stands for the number of the DC input in the inverter unit
X	The last X stands for the address number of the current sensor

## 6.2.2 Current sensor: Bus cable

### Bus cable

<b>NOTICE</b>
<b>Interference coupling</b>
To avoid interference coupling, control cables must be laid separately to power cables. A minimum distance of 20 cm must be observed.
Intersections between control and power cables must be laid at an angle of 90°.

The current sensors are equipped with an RS485 bus port for networking several sensors together. The RS485 bus port and the 24 V DC power supply can be run on a shared cable.

For error-free transmission, the following conditions must be met when laying the bus cable:

- Cable cross-section of at least 0.5 mm<sup>2</sup>
- At least 6 cores:
  - 2 x + 24 V DC
  - 2 x GND
  - 1 x Data +
  - 1 x Data -
- Cores twisted in pairs:
  - One pair of cores each for supply lines
  - One pair of cores each for the bus cableMixing the core pairs causes communication faults.
- Laid underground or in a separate cable duct

Recommended cable type:

UNITRONIC® Li2YCYv(TP) either 3x2x0.5 or 4x2x0.5 (1 reserve core pair) for laying Lapp cables outdoors and underground



6.2 Installing and connecting the current sensors

The current sensors are connected with an RS485 bus port on terminal -X10 in the array junction box.

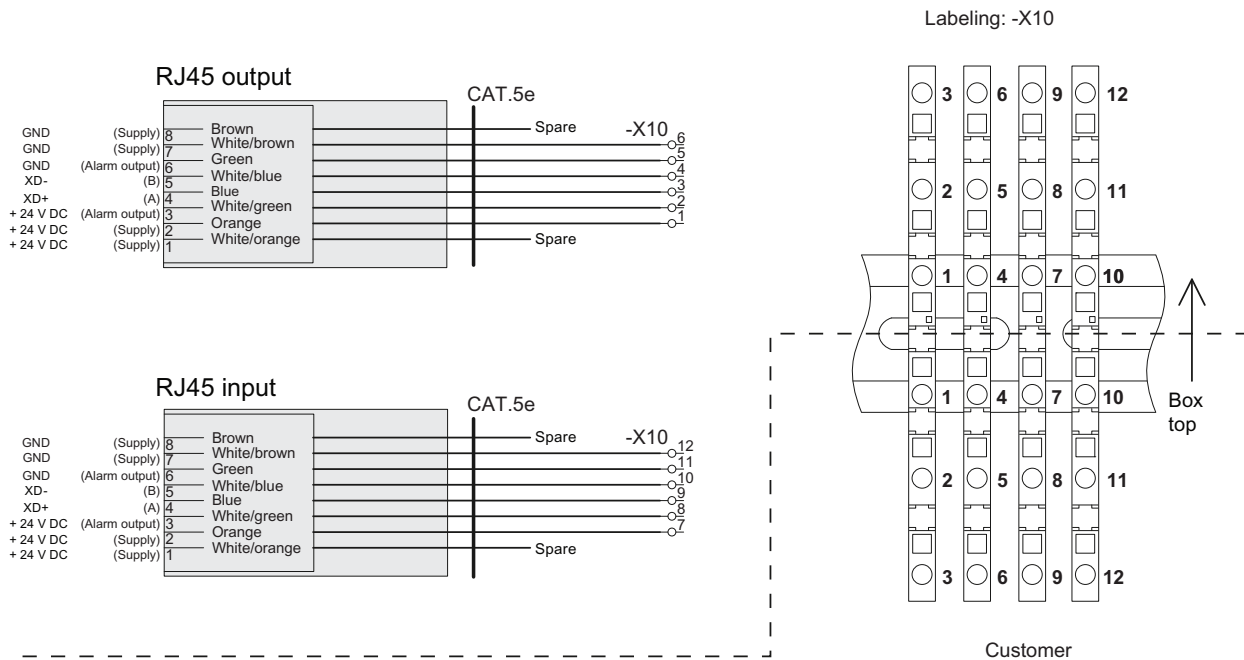


Figure 6-2 Current sensor: Wiring and terminals

Terminal assignment

The terminal diagram for connecting the RS485 bus cable and the power supply is shown in the table below.

	Start of the RS485 bus: OPT terminals in the inverter	Terminals on the RJ485 input of the junction box	Terminals on the RJ485 output of the junction box	Optional: with ring cabling and on the end of the RS485 bus: OPT terminals in the inverter
24 V DC	35	7	1	36
GND	37	12	6	38
Data+ (XD+)	39	9	3	42
Data- (XD-)	40	10	4	43
24 V DC	35	8	2	36
GND	37	11	5	38

The last bus node must always be connected via a 100 to 120-Ohm terminating resistor.

### Ring cabling

If the RS485 bus terminates again in the inverter, you must connect the bus as termination to OPT terminals 42 and 43. The terminating resistor is already mounted on OPT terminals 42 and 43 in the inverter on delivery.

### Linear cabling

If the RS485 bus terminates at the last bus node in the array junction box, you must additionally terminate the RS485 bus at this position with another 100 to 120-Ohm resistor. You can use the resistor from the inverter for this purpose. Connect the resistor in the array junction box to connections 4 and 3 of the terminal blocks.

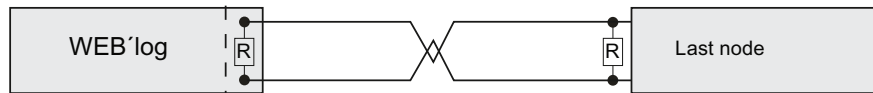
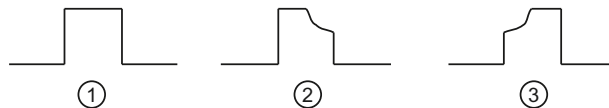


Figure 6-3 Supply

<b>NOTICE</b>
<b>No communication in the case of incorrect connection</b>
A 120-Ohm resistor is already integrated into the WEB'log. You may not install an additional external resistor!

### Checking the terminating resistor

The 120-Ohm guide value may vary locally according to conditions. With the help of an oscilloscope, you can use the signal edge to check that the correct size of terminating resistor has been chosen.



- ① Resistance value correctly selected
- ② Resistance value too low
- ③ Resistance value too high

Figure 6-4 Signal shape



## Generator junction boxes

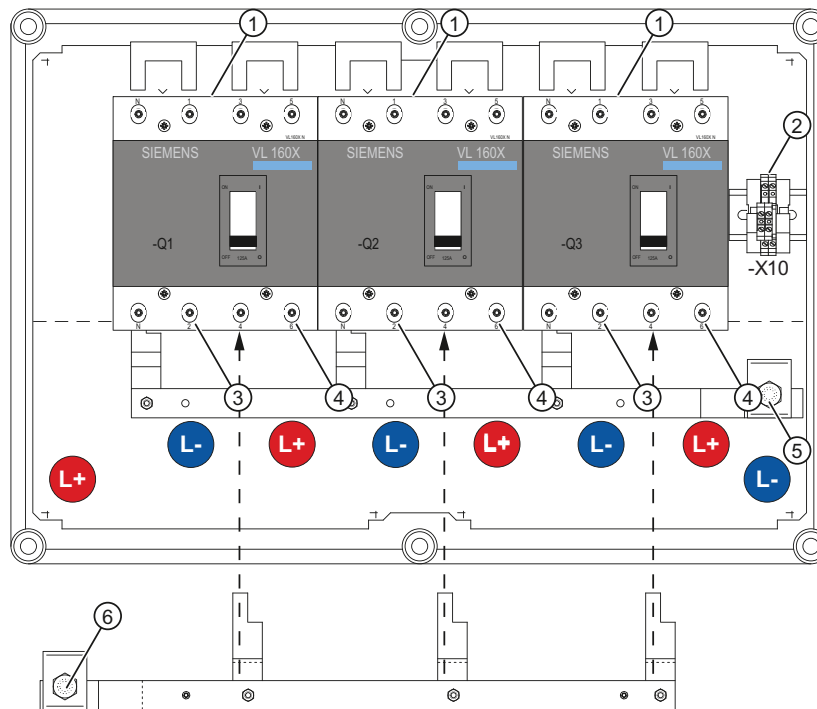
### 7.1 Design of generator junction boxes


Generator junction boxes with 2, 3 or 4 inputs (G2, G3, G4) are equipped with open fuse holders and LV HRC fuses at the input.

For generator junction boxes with 2 or 3 inputs (G2, G3), there is a version with DC circuit breakers.

One generator junction box is connected to each DC input of the inverter.

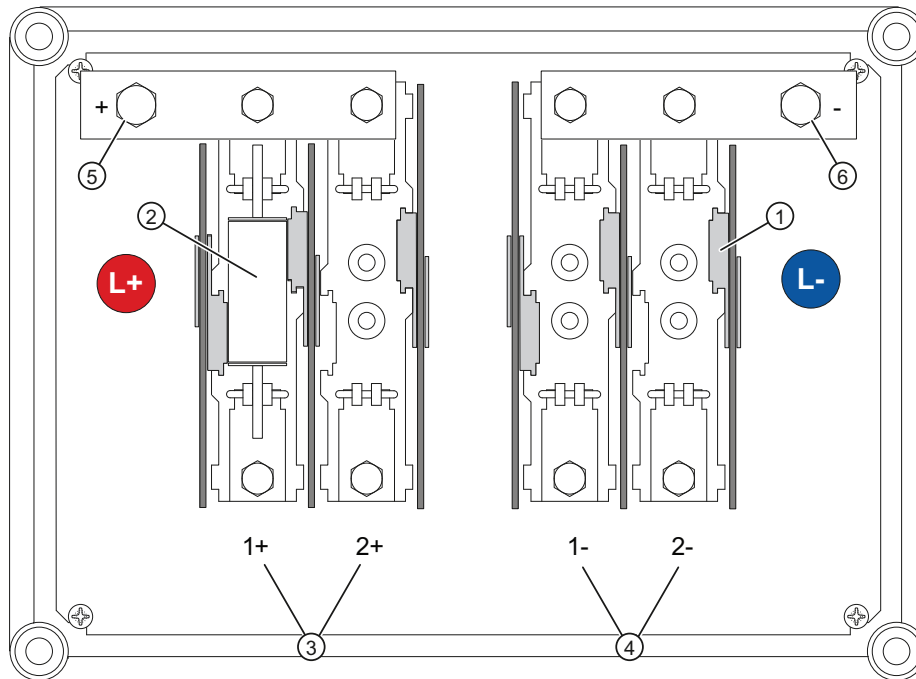
Example: Design of the generator junction box with circuit breaker





①	DC circuit breaker	
②	Shunt release terminal (optional)	
③	Connection of the DC negative string cables from the photovoltaic field	
④	Connection of the DC positive string lines from the photovoltaic field	
⑤	Terminals for DC main line to the inverter input: Negative pole	
⑥	Terminals for DC main line to the inverter input: Positive pole	

Depending on the generator junction box type, the arrangement and number of components used can vary.

**Example: Design of the generator junction box with fuses**



①	LV HRC fuse holder	
②	LV HRC fuse link	
③	DC string connection positive poles	
④	DC string connection negative poles	
⑤	Terminals for DC main line to the inverter input: Positive pole	
⑥	Terminals for DC main line to the inverter input: Negative pole	

You require a fuse puller with sleeve for removing and inserting the LV HRC fuse links.

Depending on the generator junction box type, the arrangement and number of components used can vary.

## 7.2 Installing and connecting the generator junction boxes

### 7.2.1 General procedure

- Drill the holes for securing the box in accordance with the drilling template. See Drilling templates for generator junction boxes (Page 38)
- Do not remove fuse links under load.
- Failure to connect the DC main lines correctly can result in arcing faults!
- You can find the procedure for working on the system in Chapter Working on the photovoltaic system (Page 47)

### 7.2.2 Drilling templates for generator junction boxes

The drilling template below is valid for all generator junction boxes with circuit breaker.

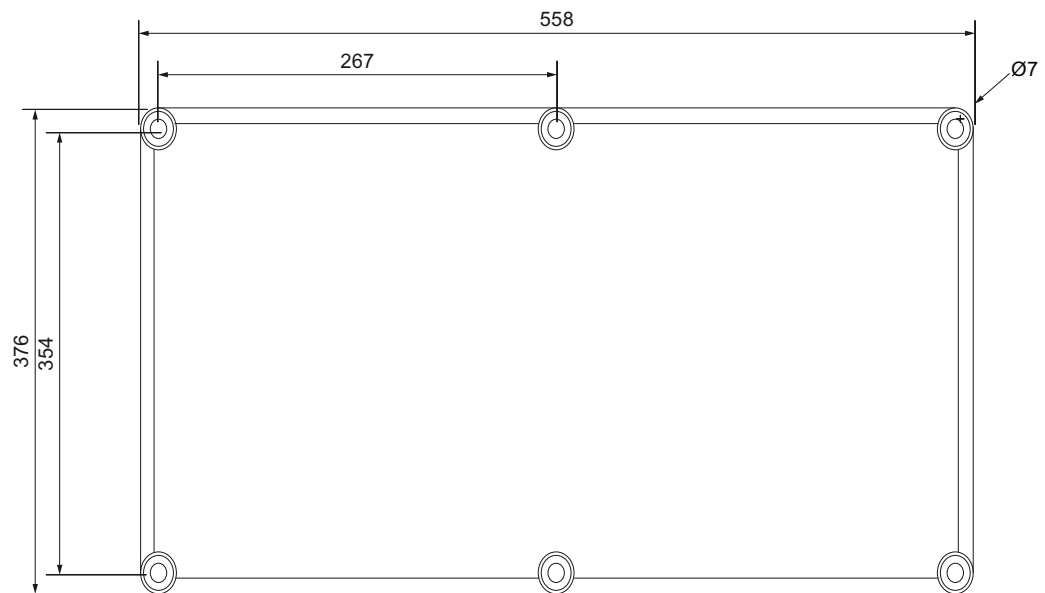


Figure 7-1 Drilling template for generator junction boxes with circuit breaker

The drilling template below is valid for all generator junction boxes with LV HRC fuses.

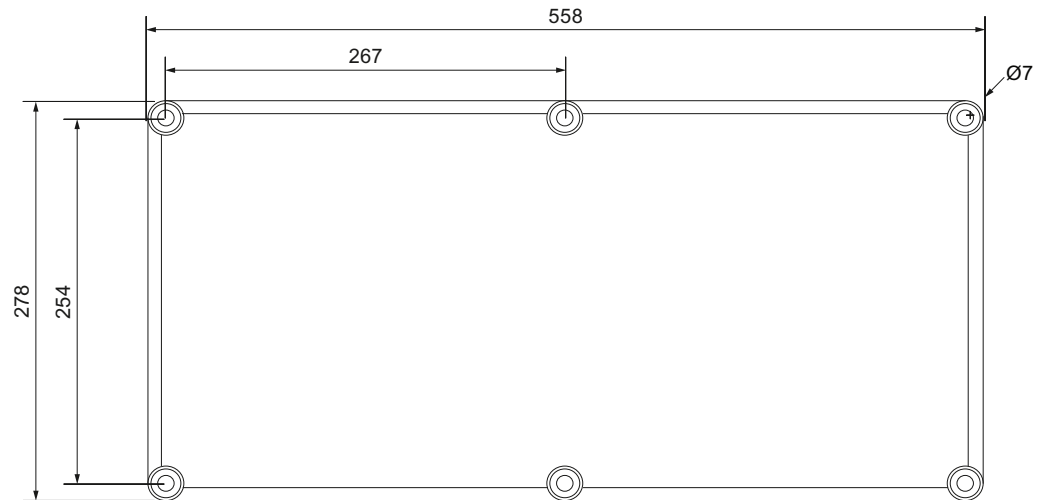


Figure 7-2 Drilling template for generator junction boxes with LV HRC fuses

### 7.2.3 Information on laying the cables

- Only use electrical cables rated for the voltages, currents and environmental conditions (temperature, UV, etc.) expected at the site of installation.
- Ensure that you lay all cables with short-circuit protection and ground fault protection.
- Use single-core cables with double or reinforced insulation (in accordance with DIN VDE 0100-520:2003-06, Section 521.13 or IEC 60364-5-52:1993 Part 5, Chapter 5.2) for the positive and the negative pole feeders.
- To ensure short-circuit-proof and ground-fault-proof installation in accordance with VDE 0100-520 (VDE 0100-520:2003-06 Section 521.13 c) or IEC 60364-5-52 (IEC 60364-5-52:1993 Part 5, Chapter 5.2), the following requirements must be fulfilled:
  - Cables must not be installed in the proximity of combustible materials
  - Cables must be accessible
  - Cables must be protected against mechanical damage.
- Do not lay the feeder conductors over edges.
- Ensure there is sufficient strain relief on the DC main lines when installing. The weight of the cables can subject the housing to mechanical forces. For this reason, attach a strain relief underneath the array junction box depending on the installation height.

#### CAUTION

##### Damage to the housing

The weight of the cables can subject the housing to mechanical forces. For this reason, attach a strain relief underneath the generator junction box depending on the installation height.



### 7.2.4 Connecting DC main lines

- Please note the cable cross-sections and tightening torques given below.
- Run the DC main lines through the cable glands into the housing interior.
- Make sure you connect the DC main line with the correct polarity.
- Tighten the metric cable glands.
- Check the tightening torques of the connections.
- Close all unused cable feed-throughs with filler plugs to prevent moisture penetrating the generator junction box.

Table 7- 1 Cable cross-sections and tightening torques for generator junction boxes with circuit breaker

Terminal	Terminal type	Cable	Tightening torque
3; 4	Screw terminal	25...35 mm <sup>2</sup>	4 Nm
5	Screw terminal	70 ... 185 mm <sup>2</sup> stranded or finely stranded without end sleeves	12...15 Nm

Table 7- 2 Cable cross-sections and tightening torques for generator junction boxes with fuses

Terminal	Terminal type	Cable	Tightening torque
3; 4	Connection of LV HRC fuse base	Finely stranded: 35 mm <sup>2</sup> stranded 50 mm <sup>2</sup>	20 Nm
5	Busbar connection M8	70 ... 185 mm <sup>2</sup>	4 Nm

## 7.2.5 Connecting DC feeder cables

** WARNING****Risk to life as a result of arcing and electric shock**

DC string cables must only be connected when the power supply is disconnected! The DC switch disconnecter must be open. Failure to observe this rule constitutes a risk to life resulting from arcing and electric shock.

You can find the procedure for working on the system in Chapter Working on the photovoltaic system (Page 47)

- See the tables in Section Connecting DC main lines (Page 40) for the cable cross-sections and tightening torques
- Run the DC feeder cables through the cable glands into the housing interior.
- Tighten the metric cable glands.
- Close all unused cable feed-throughs with filler plugs to prevent moisture penetrating the generator junction box.
- Check the DC feeder cables for voltage and polarity.


** WARNING****Risk of electric shock**

On completion of all installation work, mount the plexiglass cover to protect against direct contact!

**CAUTION****Damage to the junction box**

The cover on the terminal box must be properly closed to prevent the ingress of dust and moisture.

### 7.2.6 Final installation work

 <b>WARNING</b>
<b>Risk of electric shock</b> On completion of all installation work, mount the plexiglass cover to protect against direct contact!

<b>CAUTION</b>
<b>Damage to the junction box</b> Ensure the cover on the junction box is properly closed to prevent the ingress of dust and moisture.

- On completion of the work, close unused cable feed-throughs with filler plugs.
- Ensure moisture cannot become trapped inside the housing when the unit is installed (e.g. in rainy conditions).
- On no account remove or cover the two air-conditioning valves on the housing.

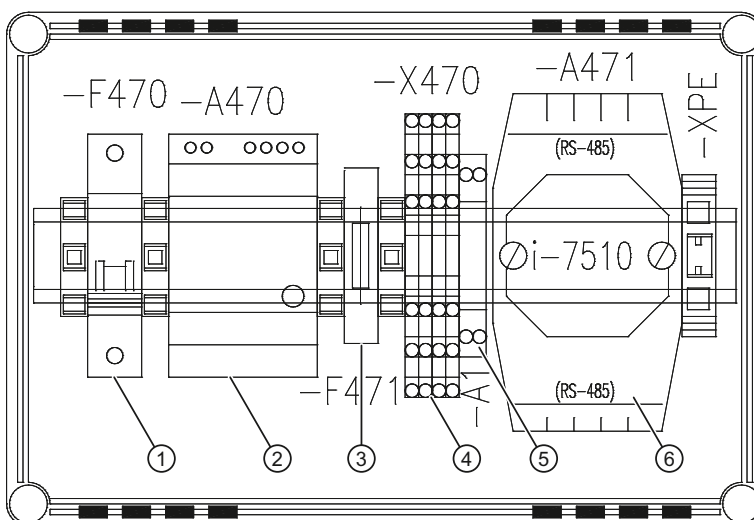





Figure 7-3 Air-conditioning valve

- Use the triangular key included in the scope of supply to tighten the triangular screws on the cover of the housing.
- When closing the cover, make sure you do not overtighten the fixing screws otherwise the cover will distort and increased moisture will be able to penetrate.

## Repeater box

### 8.1 Design of the repeater box



①	Miniature circuit breakers: 10A	
②	24 V power supply (-A470): Siemens AG: LOGO!Power	
③	2 A fuse (-F471)	
④	Terminal strip (-X470)	
⑤	Circuit module equipped with two 120 Ω resistors	
⑥	RS-485 repeater (-A471) Manufacturer: ICP-DAS / Type I-7510	

## 8.2 Installing and connecting the repeater box

### 8.2.1 Connecting repeaters

If repeaters are used, the RS485 bus must be terminated before and after each repeater with a 120-Ohm resistor.

These resistors are already integrated in the repeater box at the circuit module position -A1.

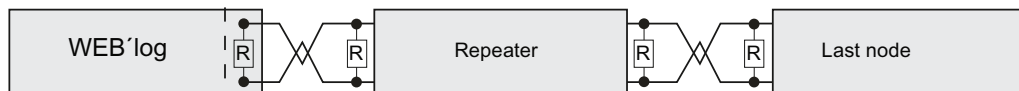


Figure 8-1 Connecting a repeater with the necessary terminating resistors

### Terminal assignment

Terminal strip –X470 in the repeater box	Cables for power supply in the repeater box	Connection of array junction box incoming	Connection of array junction box outgoing
1	L1		
2	N		
3	PE		
11		+ 24 V DC	
12			+ 24 V DC
13		GND	
16			GND
21		Data +	
22		Data -	
24			Data +
25			Data -

### See also

Current sensor: Bus cable (Page 31)

## 8.2.2 Final installation work

**CAUTION****Damage to the junction box**

Ensure the cover on the junction box box is properly closed to prevent the ingress of dust and moisture.

- On completion of the work, close unused cable feed-throughs with filler plugs.
- Ensure moisture cannot become trapped inside the housing when the unit is installed (e.g. in rainy conditions).
- On no account remove or cover the two air-conditioning valves on the housing.




Figure 8-2 Air-conditioning valve

- When closing the cover, make sure you do not overtighten the fixing screws otherwise the cover will distort and increased moisture will be able to penetrate.



## Working on the photovoltaic system

### 9.1 General information

 <b>WARNING</b>
<b>Danger of fatal electric shock</b>
When working on the photovoltaic system, the section to be worked on must always be previously isolated to prevent the danger of electric shock.
The specifications for installing the relevant system section must be carefully observed.

- Working on an array junction box
  - In the case of array junction boxes with DC switch disconnecter, you can use the switch disconnecter to disconnect under load.
  - When using array junction boxes with fuse disconnectors, you cannot disconnect under load on the array junction box. You can find the necessary procedure in section Working on array junction boxes with fuse disconnecter (Page 48)
- Working on a generator junction box
  - You can use the DC circuit breaker to disconnect under load when using generator junction boxes with DC circuit breaker.
  - When using generator junction boxes with fuses/holders, you cannot disconnect under load on the generator junction box. You can find the necessary procedure in section Working on generator junction boxes with fuses/holders (Page 49)




## 9.2 Working on array junction boxes with fuse disconnectors

### Isolate the load for working on the array junction box

The fuse disconnectors of the array junction boxes cannot disconnect under load.

Consequently, the following procedure must be followed when working on array junction boxes with fuse disconnectors:

 <b>WARNING</b>
<b>Risk to life as a result of arcing and electric shock</b>
DC string cables must only be connected when the power supply is disconnected!
On array junction boxes equipped with multi-contact plugs, the multi-contact plug must not be connected or disconnected under load.
Failure to observe this rule constitutes a risk to life resulting from arcing and electric shock.

1. Isolate load
  - When using generator junction boxes with circuit breaker:  
Open the circuit breaker on the generator junction box.
  - When using generator junction boxes with fuses/holders:  
Isolate the load on the inverter by switching the inverter off. If necessary, the DC fuse in the input can be opened here and the inverter can resume operation.
2. Measure the current at the fuse holders.  
The fuse holders must be current-free.
3. Open fuse disconnectors F1 and F2 on the array junction box.
4. Remove the string fuses/neutral links on the array junction box with a fuse grip.

### Restarting


1. Depending on the work carried out, the polarity and voltage of the connected strings must be checked. For reasons of cost, it is scarcely practicable to check the strings for ground fault.
2. Insert the fuses/neutral links on the array junction box with fuse grip.
3. Close fuse disconnectors F1 and F2 on the array junction box.
4. Switch the load back on:
  - When using generator junction boxes with circuit breaker:  
Close the circuit breaker on the generator junction box.
  - When using generator junction boxes with fuses/holders:  
Switch on the load on the inverter.

## 9.3 Working on generator junction boxes with fuses/holders

### Isolate the load for working on the generator junction box

The fuses/holders of the generator junction boxes cannot disconnect under load.

Consequently, the following procedure must be followed when working on generator junction boxes with fuses/holders:

 <b>WARNING</b>
<b>Risk to life as a result of arcing and electric shock</b>
DC string cables must only be connected when the power supply is disconnected! The DC switch disconnecter must be open. Failure to observe this rule constitutes a risk to life resulting from arcing and electric shock.

Consequently, the following procedure must be followed when working on generator junction boxes:

1. Isolate the load on the DC input of the inverter
2. Measure the current at the fuse holders  
The fuse holders must be current-free.
3. Remove the fuses on the generator junction box using fuse grip with sleeve.

### Restarting

1. Depending on the work carried out, the polarity and voltage of the connected strings must be checked. For reasons of cost, it is scarcely practicable to check the strings for ground fault.
2. Insert the fuses on the generator junction box into the holder using fuse grip with sleeve.
3. Switch on the load on the DC input of the inverter



# Ordering data

# 10

## Array junction boxes

Array junction box		
Designation	Description	Order number (MLFB)
<b>A4-L50-F4</b>		
A4-L50-F4-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB01-0DA0
A4-L50-F4-8A	With 8 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BC01-0DA0
A4-L50-F4-10A	With 10 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BD01-0DA0
A4-L50-F4-15A	With 15 A PV fuses in the accessories pack	6AG3510-1BE01-0DA0
<b>A4-L50-F4-iC</b>		
A4-L50-F4-iC-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB01-1DA0
A4-L50-F4-iC-8A	With 8 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BC01-1DA0
A4-L50-F4-iC-10A	With 10 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BD01-1DA0
A4-L50-F4-iC-15A	With 15 A PV fuses in the accessories pack	6AG3510-1BE01-1DA0
<b>A6-L63-F6</b>		
A6-L63-F6-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB02-0FA0
A6-L63-F6-8A	With 8 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BC02-0FA0
A6-L63-F6-10A	With 10 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BD02-0FA0
A6-L63-F6-15A	With 15 A PV fuses in the accessories pack	6AG3510-1BE02-0FA0
<b>A6-L63-F6-iC</b>		
A6-L63-F6-iC-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB02-1FA0
A6-L63-F6-iC-8A	With 8 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BC02-1FA0
A6-L63-F6-iC-10A	With 10 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BD02-1FA0
A6-L63-F6-iC-15A	With 15 A PV fuses in the accessories pack	6AG3510-1BE02-1FA0
<b>A8-L63-F4-MC4</b>		
A8-L63-F4-MC4-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB02-0GB0
A8-L63-F4-MC4-15A	With 15 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BE02-0GB0
<b>A8-L63-F4-MC4-iC</b>		
A8-L63-F4-MC4-iC-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB02-1GB0
A8-L63-F4-MC4-iC-15A	With 15 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BE02-1GB0
<b>A8-N100-F8</b>		
A8-N100-F8-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB03-0GA0
A8-N100-F8-8A	With 8 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BC03-0GA0
A8-N100-F8-10A	With 10 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BD03-0GA0
A8-N100-F8-15A	With 15 A PV fuses in the accessories pack	6AG3510-1BE03-0GA0

<b>Array junction box</b>		
<b>Designation</b>	<b>Description</b>	<b>Order number (MLFB)</b>
<b>A8-N100-F8-iC</b>		
A8-N100-F8-iC-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB03-1GA0
A8-N100-F8-iC-8A	With 8 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BB03-1GA0
A8-N100-F8-iC-10A	With 10 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BD03-1GA0
A8-N100-F8-iC-15A	With 15 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BE03-1GA0
<b>A12-N100-F6-MC4</b>		
A12-N100-F6-MC4-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB03-0JB0
A12-N100-F6-MC4-15A	With 15 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BE03-0JB0
<b>A12-N100-F6-MC4-iC</b>		
A12-N100-F6-MC4-iC-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB03-1JB0
A12-N100-F6-MC4-iC-15A	With 15 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BE03-1JB0
<b>A16-N100-F8-MC4</b>		
A16-N100-F8-MC4-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB03-0MB0
A16-N100-F8-MC4-15A	With 15 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BE03-0MB0
<b>A16-N100-F8-MC4-iC</b>		
A16-N100-F8-MC4-iC-NL	With neutral links in the accessories pack	6AG3510-1BB03-1MB0
A16-N100-F8-MC4-iC-15A	With 15 A PV fuse in the accessories pack	6AG3510-1BE03-1MB0

### Generator junction boxes

<b>Generator junction box</b>	
<b>Designation</b>	<b>Order number (MLFB)</b>
<b>G2</b>	
G2-L100-C2	6AG3500-1CB00-0BE0
G2-L100-C2-SR	6AG3500-1CD00-0BE0
G2-N80-F2	6AG3500-1BG00-0BD0
<b>G3</b>	
G3-L80-C3	6AG3500-1CA00-0CE0
G3-L80-C3-SR	6AG3500-1CC00-0CE0
G3-L80-C3-UR	6AG3500-1CE00-0CE0
G3-L100-C3	6AG3500-1CB00-0CE0
G3-L100-C3-SR	6AG3500-1CD00-0CE0
G3-L100-C3-UR	6AG3500-1CF00-0CE0
G3-N80-F3	6AG3500-1BG00-0CD0
<b>G4</b>	
G4-N80-F4	6AG3500-1BG00-0DD0

### Repeater box

<b>Designation</b>	<b>Order number (MLFB)</b>
Repeater box	6AG3530-1AB88-2YA0

## Appendix

### A.1 Technical support

#### Technical support for SINVERT products

- Information material und downloads for SINVERT products:  
SINVERT infocenter (<http://www.siemens.com/sinvert-infocenter>)  
Here you can find, for example:
  - Catalogs
  - Brochures
- Documentation on SINVERT products:  
SINVERT support (<http://www.siemens.com/sinvert-support>)  
Here you can find, for example:
  - Manuals and operating instructions
  - The latest product information, FAQs, downloads, tips and tricks
  - Characteristics and certificates
- Contacts for SINVERT are available at:  
SINVERT partners (<http://www.siemens.com/sinvert-partner>)

#### Technical assistance for SINVERT products

For all technical queries, please contact:

- Phone: +49 (911) 895-5900  
Monday to Friday, 8 am – 5 pm CET
- Fax: +49 (911) 895-5907
- E-mail: Technical assistance (<mailto:technical-assistance@siemens.com>)

## General technical support

You can contact Technical Support for all IA and DT products that form the basis for SINVERT:

- Via the Internet using the **Support Request:**  
Support Request (<http://www.siemens.com/automation/support-request>)
- Mail (<mailto:support.automation@siemens.com>)
- Monday to Friday from 08:00 till 17:00 CET:  
Telephone: +49 (0) 180 5050 222  
(0.14 €/min on German landlines, prices may vary for mobile systems)
- Fax: +49 (0) 180 5050 223  
(0.14 €/min on German landlines, prices may vary for mobile systems)

Further information about our technical support is available in the Internet at Technical Support (<http://www.siemens.com/automation/csi/service>)

## Service & Support on the Internet

In addition to our documentation, we offer a comprehensive knowledge base online on the Internet at:

Service & Support (<http://www.siemens.com/automation/service&support>)

There you will find:

- The latest product information, FAQs, downloads, tips and tricks.
- Our newsletter, providing you with the latest information about your products.
- A Knowledge Manager to find the right documents for you.
- Our bulletin board, where users and specialists share their knowledge worldwide.
- You can find your local contact partner for Industry Automation and Drives Technologies in our partner database.
- Information about field service, repairs, spare parts and lots more under "Services."

## Additional Support

Please contact your local Siemens representative and offices if you have any questions about the products described in this manual and do not find the right answers.

Find your contact partner at:

Partner (<http://www.automation.siemens.com/partner>)

A signpost to the documentation of the various products and systems is available at:

SINVERT ([www.siemens.com/sinvert](http://www.siemens.com/sinvert))

## ESD guidelines

### B.1 ESD guidelines

#### Definition of ESD

All electronic modules are equipped with large-scale integrated ICs or components. Due to their design, these electronic elements are highly sensitive to overvoltage, and thus to any electrostatic discharge.

The electrostatic sensitive components/modules are commonly referred to as ESD devices. This is also the international abbreviation for such devices.

ESD modules are identified by the following symbol:



<b>CAUTION</b>
----------------

<p>ESD devices can be destroyed by voltages well below the threshold of human perception. These static voltages develop when you touch a component or electrical connection of a device without having drained the static charges present on your body. The electrostatic discharge current may lead to latent failure of a module, that is, this damage may not be significant immediately, but in operation may cause malfunction.</p>
--



## Electrostatic charging

Anyone who is not connected to the electrical potential of their surroundings can be electrostatically charged.

The figure below shows the maximum electrostatic voltage which may build up on a person coming into contact with the materials indicated. These values correspond to IEC 801-2 specifications.

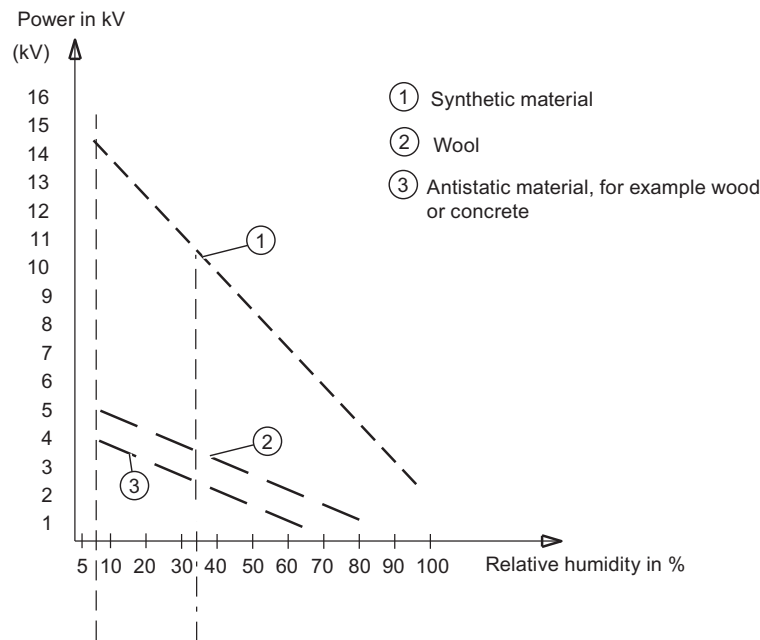


Figure B-1 Electrostatic voltages on an operator

## Basic protective measures against electrostatic discharge

- Ensure good equipotential bonding:  
When handling electrostatic sensitive devices, ensure that your body, the workplace and packaging are grounded. This prevents electrostatic charge.
- Avoid direct contact:  
As a general rule, only touch electrostatic sensitive devices when this is unavoidable (e.g. during maintenance work). Handle the modules without touching any chip pins or PCB traces. In this way, the discharged energy can not affect the sensitive devices.

Discharge your body before you start taking any measurements on a module. Do so by touching grounded metallic parts. Always use grounded measuring instruments.

## B.2 ESD protective measures



### CAUTION

#### ESD protective measures

When handling modules and components carrying this symbol, always observe the ESD protection directives (**E**lectrostatically **S**ensitive **D**evelopments/).

- Never touch the boards unless necessary work makes this unavoidable.
- When handling the boards, use a conductive and grounded work surface.
- Wear a grounding bracelet.
- Never touch chip pins, component connections or circuit board conductors when handling the boards.
- Never allow boards or components to touch chargeable objects (plastics).
- Never place components or boards in the vicinity of cathode ray tube units or television sets (minimum distance: 10 cm).
- Leave the boards in their special packaging until you are ready to use them. Do not take the boards out of their packaging or touch them when registering them and so on.
- Boards may only be installed or removed when the power is off.
- This warning sign on Siemens products draws your attention to appropriate protective measures you need to take.



# Glossary

## **AJB**

English: Array junction box  
Array junction box

## **GJB**

English: Generator junction box  
Generator junction box

## **I'checker**

Current sensor

## **INV**

Inverter

## **LV HRC fuse**

Low-voltage high-rupturing-capacity fuses (fusible links)

## **PV**

Photovoltaic

## **PV field**

Photovoltaic field

## **PV fuse**

Photovoltaic fuse

## Get more information

[www.siemens.com/sinvert](http://www.siemens.com/sinvert)

Siemens AG  
Industry Sector  
1 IA CE S PV  
Postfach 2355  
90713 Fuerth  
GERMANY

Subject to change  
A5E02707468  
© Siemens AG 2009

[www.siemens.com/automation](http://www.siemens.com/automation)

POR UNA ENERGÍA LIMPIA



CABLES PARA INSTALACIONES DE **ENERGÍA SOLAR** FOTOVOLTAICA





## CABLES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN HUERTAS SOLARES Y TEJADOS.

Los cables **Exzhellent Solar ZZ-F (AS)** y **XZ1FA3Z-K (AS)** han sido diseñados para resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Con los cables **Exzhellent Solar** conseguirá la máxima eficiencia de sus instalaciones, garantizando la evacuación de la energía producida durante toda la vida útil de su instalación.

### CARACTERÍSTICAS OBLIGATORIAS

#### RESISTENCIA A LA INTEMPERIE



**TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR:**  
120° C<sup>(1)</sup>  
IEC 60216



**RESISTENCIA A TEMPERATURAS EXTREMAS**  
Mínima: -40°C  
IEC 60811-1-4



**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETAS (UV)**  
UL 1581



**RESISTENCIA AL OZONO**  
IEC 60811-2-1



**RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DE AGUA**  
IEC 60811-1-3

#### VIDA ÚTIL



**VIDA ÚTIL 30 AÑOS**  
IEC 60216

#### RESISTENCIA MECÁNICA



**RESISTENCIA AL IMPACTO**  
IEC 60811-1-4



**RESISTENCIA A LA ABRASIÓN**  
EN 50305



**RESISTENCIA AL DESGARRO**  
IEC 61034-2

#### ECOLÓGICO - ALTA SEGURIDAD (AS)



**ECOLÓGICO**



**LIBRE DE HALÓGENOS**  
IEC 60754-1



**BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS**  
IEC 60754-2



**BAJA OPACIDAD DE HUMOS**  
IEC EN 61034-2



**NO PROPAGADOR DEL INCENDIO**  
IEC 60332-3

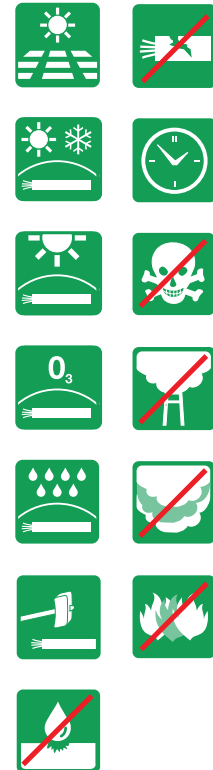
(1) Hasta 20.000 horas de funcionamiento (IEC 60216-1)



## PANELES FOTOVOLTAICOS

## SERVICIO MÓVIL

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



### EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)  
 Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)  
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)  
 Norma: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007



Ecológico

Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire <sup>(1)</sup>	Caída de tensión en DC
	mm <sup>2</sup>		mm <sup>2</sup>	kg/km	mm <sup>2</sup>	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm<sup>2</sup>

(\*) Posibilidad de suministrar con cubierta ■

(1) Al aire, a 60 °C Según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

## HUERTAS SOLARES

## SERVICIO FIJO

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC

GC EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,  
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

### EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)  
 Aislamiento: Polietileno Reticulado XLPE (X)  
 Asiento de Armadura: Poliolefina libre de halógenos (Z1)  
 Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3)  
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro  
 Norma: AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Intensidad al Aire <sup>(1)</sup>	Intensidad Enterrado <sup>(2)</sup>	Caída tensión en DC
	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	kg/km	mm <sup>2</sup>	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

(1) Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados

(2) Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D



**1** Sistema de conexión rápida

**excellent** diskconnect

Tipo MC4 • Int. Máx. 40A DC • Resistencia de contacto <math>4-1m\ \Omega</math> • <math>-40^{\circ}C</math> a <math>105^{\circ}C</math> IP68 • Secciones de 2,5 a 10 mm<sup>2</sup>. Longitudes personalizables

**2** Conexión entre paneles y paneles fotovoltaicos

**excellent** **SOLAR** ZZ-F (AS)  
1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Secciones habituales desde 1x2,5 hasta 1x35 mm<sup>2</sup> • Por petición expresa de cliente hasta 240 mm<sup>2</sup> • Certificado TÜV

**3** Instalación BT DC entre paneles y cajas de conexión

**excellent** **SOLAR** ZZ-F (AS)  
1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Secciones habituales desde 1x2,5 hasta 1x35 mm<sup>2</sup> • Por petición expresa de cliente hasta 240 mm<sup>2</sup> • Certificado TÜV

**4** Instalación BT DC entre las cajas de conexiones y el inversor

**excellent** **SOLAR** XZ1FA3Z-K (AS)  
1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

Según norma AENOR EA0038  
Secciones desde 1x16 hasta 1x300 mm<sup>2</sup>  
Cable con armadura

**5** Instalación BT AC hasta el transformador

**excellent** **SOLAR** XZ1FA3Z-K (AS)  
1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Según norma AENOR EA0038  
Secciones desde 1x16 hasta 1x300 mm<sup>2</sup>  
Cable con armadura

**6** Cables para el circuito de MT

HERSATENE RHZ1FA3Z1-OL  
VULPREN HEPRZ1FA3Z1

Cable recomendado MT hasta 30 kV  
AT desde 45 kV hasta 400 kV en líneas subterráneas o aéreas  
Cable con armadura

**7** Cables para líneas aéreas

Conductores aéreos desnudos ACSR

Según norma UNE 21018 y UNE-EN 50182  
AT desde 45 kV hasta 400 kV  
Secciones desde 30 mm<sup>2</sup> hasta 635 mm<sup>2</sup>

**CENTRAL**

Casanova, 150 - 08036 BARCELONA  
Tel.: +34 93 227 97 00 - Fax: +34 93 227 97 22  
info@generalcable.es

**ZONAS IBERIA****ANDALUCÍA**

Averroes, 6, Edificio Eurosevilla, 4º, 7º  
41020 SEVILLA  
Tel.: +34 95 499 95 18 - Fax: +34 95 451 10 13  
delegacionandalucia@generalcable.es  
Málaga  
Tel. Móvil: +34 626 014 918 - Fax: +34 95 225 99 12  
astecchini@generalcable.es

**CENTRO**

Ávila, Badajoz, Cáceres, Ciudad Real,  
Guadalajara, Madrid, Segovia y Toledo  
Avda. Ciudad de Barcelona, 81 A, 4º A - 28007 MADRID  
Tel.: +34 91 309 66 20 - Fax: +34 91 309 66 30  
delegacioncentro@generalcable.es  
Burgos, León, Palencia, Salamanca, Valladolid y Zamora  
Tel. Móvil: +34 609 154 594 - Fax: +34 983 24 96 32  
aastorgano@generalcable.es

**LEVANTE**

Albacete, Comunidad Valenciana, Cuenca y Murcia  
Cirilo Amorós, 27 - 6º C - 46004 VALENCIA  
Tel.: +34 96 350 92 58 - Fax: +34 96 352 95 53  
delegacionlevante@generalcable.es

**NORDESTE**

Andorra, Aragón, Baleares y Cataluña  
Aragón, 177-179, 2º planta - 08011 BARCELONA  
Tel.: +34 93 467 85 78 - Fax: +34 93 467 46 97  
nordeste@generalcable.es

**NORTE**

Álava, Asturias, Cantabria y Vizcaya  
Juan de Ajuriaguerra, 26 - 48009 BILBAO  
Tel.: +34 94 424 51 76 - Fax: +34 94 423 06 67  
delegacionnorte@generalcable.es  
Guipúzcoa, La Rioja, Navarra, Soria  
Tel.: +34 629 34 85 22 - Fax: +34 948 23 46 05  
plopez@generalcable.es  
Representación GALICIA  
BESIGA COMERCIAL, S.L.  
Av. Tierno Galván, 112  
15178 MAIANCA - OLEIROS (La Coruña)  
Tel.: +34 981 61 71 94 - Fax: +34 981 61 74 78  
comercial@besiga.com

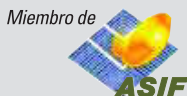
**Representación CANARIAS**

Ángel Guerra, 23 - 1º  
35003 LAS PALMAS DE GRAN CANARIA  
Tel.: +34 928 36 11 57 - Fax: +34 928 36 44 73  
info@emgg.es

**PORTO**

R. Gonçalo Cristovão, 312 - 4º B e C  
4000-266 PORTO  
Tel.: +351 223 392 350 - Fax: +351 223 323 878

ATENCIÓN AL CLIENTE  
TEL.: +34 932 279 700  
FAX: +34 900 210 486  
www.generalcable.es

**EXPORTACIÓN**

Casanova, 150 - 08036 BARCELONA (Spain)  
Tel.: +34 93 227 97 24 - Fax: +34 93 227 97 19  
export@generalcable.es

**FACTORÍAS****ABRERA (España)**

Carrer del Metall, 4 (Polígon Can Sucarrats) - 08630 ABRERA (Barcelona)  
Tel.: +34 93 773 48 00 - Fax: +34 93 773 48 48

**MANLLEU (España)**

Ctra. Rusiñol, 63 - 08560 MANLLEU (Barcelona)  
Tel.: +34 93 852 02 00 - Fax: +34 93 852 02 22

**MONTCADA I REIXAC (España)**

Ctra. de Ribas, Km. 13,250 - 08110 MONTCADA I REIXAC (Barcelona)  
Tel.: +34 93 227 95 00 - Fax: +34 93 227 95 22

**VITORIA (España)**

Portal de Bergara, 36 - 01013 VITORIA-GAZTEIZ  
Tel.: +34 945 261 100 - Fax: +34 945 267 146 - marketing@ecn.es - www.ecn.es

**MONTEREAU (Francia)**

SILEC CABLE - Rue de Varennes Prolongée - 77876 MONTEREAU CEDEX (France)  
Tel.: +33 (0) 1 60 57 30 00 - Fax: +33 (0) 1 60 57 30 15  
contact@sileccable.com - www.sileccable.com

**MORELENA (Portugal)**

Av. Marquês de Pombal, 36-38 Morelena - 2715-055 PÉRO PINHEIRO (Portugal)  
Tel.: +351 219 678 500 - Fax: +351 219 271 942

**NORDENHAM (Alemania)**

NSW - Kabelstraße 9-11 - D-26954 NORDENHAM (Deutschland)  
Tel.: +49 4731 82 0 - Fax: +49 4731 82 1301 - info@nsw.com - www.nsw.com

**BISKRA (Argelia)**

ENICAB - Zone Industrielle - B.P. 131 07000 RP BISKRA (Algérie)  
Tel.: +213 033 75 43 21/22 - Fax: +213 033 74 15 19 - info@generalcable.dz

**LUANDA (Angola)**

CONDEL - Fábrica de Condutores Eléctricos de Angola, SARL  
5ª Av N° 9, Zona Industrial do Cazenga, Caixa Postal n° 3043 LUANDA (Angola)  
Tel.: +244 2 380076/7/8/9/17 - Fax: +244 2 33 78 12 - condel@snet.co.ao

**INTERNACIONAL****ABU DHABI**

P.O. Box No. 112478 - Next Showroom Building - Nazda Street, ABU DHABI (UAE)  
Tel.: +971-2- 6338991 - Fax: +971-2- 6338993 - akhanka@generalcable-uk.com

**ARGELIA**

ENICAB  
Centre Commercial de L'Egtc local n° A21 - 170 Rue, Hassiba Ben Bouali El Hamma  
016000 ALGER - Telf: +213 021 67 61 73 - Fax: +213 021 67 61 75 - info@enicab.dz

**NORUEGA**

Randemveien 17 - 1540 VESTBY (Norway)  
Tel.: +47 64955900 - Fax: +47 64955910 - firmapost@generalcable.no

**REINO UNIDO**

Regus House, Herons Way, Chester Business Park,  
CH4 9QR CHESTER (United Kingdom)  
Tel.: +44 1244 893 245 - Fax: +44 1244 893 101 - aribeiro@generalcable-uk.com

**RUSIA**

Azovskaya str., 13 - (Russia) MOSCOW  
Tel.: +7 495 617 0005 - Fax: +7 495 617 0006 - info@generalcable-ru.com

**AGENCIAS****ARGENTINA**

Francisco Beiró 1490 - Florida Este 1602 - BUENOS AIRES (Argentina)  
Tel.: +54 11 4760 6088 - Fax: +54 11 4761 0251 - e-mail: info@generalcable-ar.com

**FRANCIA**

DOMEX Cabling s.a.s - 43, rue de Vincennes - 93100 MONTREUIL (France)  
Tel.: +33 1 60 62 51 45 - Fax: +33 1 60 62 51 49 - manuel.dorado@wanadoo.fr

**ITALIA**

Salvaneschi E.e.R.&C.S.A. - Via Pelizza da Volpedo, 20  
20092 CINISELLO BALSAMO - MILANO (Italy)  
Tel.: +39 02 660 49494 - Fax: +39 02 660 49489 - rsalvaneschi@generalcable-it.com

AIR



AIR

## Celdas de media tensión aisladas en aire – maniobradas con listeza, valor local añadido

Conciencia tranquila, protegen vidas,  
aumentan la productividad, ahorran dinero

Answers for energy.

**SIEMENS**



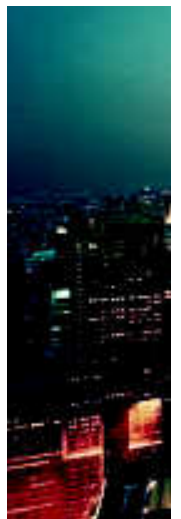
## Experiencia y calidad para una máxima seguridad en la red

El mundo industrializado de hoy se caracteriza por una creciente demanda de energía y una mayor conciencia medioambiental, en paralelo al aumento de presión en los precios. Como es lógico, al mismo tiempo los usuarios presentan máximas exigencias en cuanto a la fiabilidad, protección personal y productividad en el servicio de las celdas de maniobra.

Hay una cosa en la que debe poder confiar: Que su red funcione sin problemas y de forma fiable. Las 24 horas. Aquí, las celdas de maniobra como nudos de la red desempeñan un papel decisivo – y los conceptos de las celdas aisladas en aire de nuestras factorías existentes en todo el mundo le ofrecen, sin duda alguna, la solución perfecta.

Como pionero en celdas aisladas en aire estamos aportando nuestros conocimientos tecnológicos sobre el desarrollo de celdas y dispositivos de maniobra desde hace décadas. Con nuestras plantas de fabricación situadas en todas las regiones de la tierra, al mismo tiempo aseguramos valor añadido local y proximidad permanente al cliente. Para que usted pueda beneficiarse totalmente de las ventajas de la tecnología de las celdas aisladas en aire: Como medio aislante, el aire está disponible día y noche; los sistemas de celdas extraíbles garantizan el acceso a los componentes de las celdas en todo momento.

Sea cual sea la situación, con las celdas aisladas en aire de Siemens usted está siempre en el lado seguro – nuestras celdas están ensayadas de tipo para instalaciones interiores según IEC 62271-200 ó ANSI/IEEE C37.20.2. De este modo usted saca provecho de nuestra posición de vanguardia en cuanto al cumplimiento de esta nueva norma IEC 62271-200.



Sin tener en cuenta que las celdas aisladas en aire de Siemens han sido, desde siempre, un sinónimo de seguridad personal y de servicio, así como de valor local añadido.

Para que todo funcione a la perfección en su red:

# Celdas aisladas en aire de Siemens – sostenibilidad, seguridad y eficiencia

## Confiabilidad y satisfacción

Con su tecnología sofisticada, una red de investigación y desarrollo (I&D) interconectada a nivel mundial, fabricación global y el cumplimiento de todos los ensayos de tipo e individuales según las disposiciones de las normas internacionales sin restricciones, las celdas aisladas en aire proporcionan una conciencia tranquila.

## Proteger vidas

Todas las celdas aisladas en aire de Siemens están aprobadas con clasificación de arco interno IAC A FLR, categoría de pérdida de continuidad de servicio LSC 2B, LSC 2A ó LSC 1 según el tipo de celda, así como clase de separación PM. De este modo pueden instalarse universalmente, cumpliendo los máximos requisitos en cuanto a protección personal.

## Aumentar la productividad

Funciones tales como la evidencia del poder de cierre y de corte para los interruptores de potencia y seccionadores de puesta a tierra instalados en las celdas – inclusive confinación del arco interno al compartimento respectivo según el tipo de celda –, así como un equipamiento con medidas para cumplir las máximas exigencias en cuanto al grado de protección facilitan un servicio sin interrupciones y un aumento apreciable de la productividad.

## Ahorrar dinero

Su diseño compacto y el empleo de interruptores de potencia al vacío valen el doble para el explotador de las celdas. Por un lado pueden reducirse los costes de edificios; por el otro lado el diseño libre de mantenimiento de los interruptores de potencia permite un servicio continuo sin paradas costosas.



## Siemens – su colaborador local

Nosotros nos encargamos de que pueda „maniobrar con listeza“. Combinando la innovación y la experiencia con el valor local añadido. Mediante amplios conocimientos tecnológicos, servicio a nivel mundial – y una profunda comprensión de sus requisitos mediante nuestra capacidad de fabricación local. Convéznase usted mismo!

Valor local añadido – con sistema:

## Fabricación local – procesos completos – una norma de calidad

### La central de I&D en Alemania concentra los conocimientos tecnológicos internacionales

Todas las actividades de desarrollo globales se concentran y controlan de forma central: Equipos de desarrollo internacionales introducen los distintos requisitos específicos de cada país en nuestras actividades de investigación y desarrollo. Una buena base que proporciona máximas sinergias de desarrollo, facilitando ciclos de desarrollo más delgados mediante un intercambio de experiencia óptimo.

### Grandes exigencias – y su realización práctica:

#### Procedimiento 3D-CAD

Durante la fase de desarrollo y fabricación, la utilización del software 3D-CAD asegura la perfecta calidad y fiabilidad de nuestras celdas. Los datos individuales de sus celdas son transferidos directamente de la orden de pedido al departamento de fabricación a través del de diseño, garantizando un máximo de calidad de fabricación y flexibilidad mediante sistemas innovadores – con plazos de entrega cortos.

### Valor local añadido – flexibilidad específica para cada país

Cientos de empleados de Siemens fabrican nuestros tipos de celdas aisladas en aire en las diferentes regiones del mundo. De esta forma no sólo aseguramos los conocimientos tecnológicos locales para los requisitos variables de país en país, sino que también integramos las experiencias de otros lugares. Los procesos de fabricación se documentan de forma comprensible para alcanzar el nivel de calidad que usted, como nuestro cliente, puede esperar – de forma rápida, segura y reproducible.

### Ojos estrictos – para asegurar la calidad

En modernos y acreditados laboratorios de ensayos y experimentación se asegura la alta calidad de nuestras celdas aisladas en aire. Aquí se efectúan los ensayos de tipo e individuales para los distintos tipos de celdas, así como un aseguramiento continuo de la calidad según ISO 9001 y 14001 a lo largo del proceso. Nuestros laboratorios de ensayos figuran entre los más grandes del mundo y, al estar asociados a PEHLA y DAR, están valorados como institutos de ensayo independientes.





**Fábrica Corroios – Portugal**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (NXAIR, SIMOPRIME)

**Fábrica de Celdas Frankfurt – Alemania**

- Central de I&D para celdas aisladas en aire
- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en SF6

**Fábrica de Interruptores Berlin – Alemania**

- Central de I&D para interruptores de potencia al vacío
- Productos:
  - Interruptores de potencia al vacío (3AH, SION)
  - Contactores al vacío (3TL)

**Fábrica Querétaro – México**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK, NXAIR, SIMOPRIME, 8BT2, GM)
  - Interruptores de potencia al vacío – instalaciones interiores y exteriores

**Fábrica Bogotá – Colombia**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK, SIMOPRIME)

**Fábrica Jundiai – Brasil**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK, SIMOPRIME)
  - Montaje de interruptores de potencia al vacío

**Fábrica Kyalami – República de Sudáfrica**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (SIMOPRIME)



**Fábrica de tubos de maniobra Berlin – Alemania**

- Central de I&D para tubos de maniobra al vacío
- Productos:
  - Tubos de maniobra para interruptores de potencia y contactores

**Fábrica Kartal – Turquía**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK, 8BT, SIMOPRIME)

**Fábrica Shanghai – China**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK, NXAIR S)
  - Interruptores de potencia al vacío

**Fábrica Jakarta – Indonesia**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK, SIMOPRIME)

**Fábrica Jeddah – Arabia Saudita**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK)

**Fábrica Karachi – Pakistán**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK, SIMOPRIME)

**Fábrica Kalwa – India**

- Productos:
  - Celdas de media tensión aisladas en aire (8BK80/88 PLUS)
  - Interruptores de potencia al vacío – instalaciones interiores y exteriores

# Las celdas apropiadas – para cada región y cada requisito

Su región, sus requisitos – y la solución adecuada de Siemens. Para cada nivel de distribución, todas las potencias, cualquier aplicación y cada tipo de celda. Para que pueda encontrar fácilmente las informaciones sobre las celdas de media tensión ideales para su caso hemos resumido nuestras series en la matriz de selección posterior según los criterios más importantes. Sencillamente, deje esta página desplegada para obtener una rápida orientación.



Región	Norma	Categoría de pérdida de continuidad de servicio, clase de separación	Clasificación de arco interno	Sistema de embarrado	Tipo de celda	U kV	I <sub>sc</sub> kA	I <sub>embarrado</sub> A	I <sub>derivación</sub> A	Página
<b>Europa</b>										
<b>Portugal</b>	IEC 62271-200	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple / Doble	NXAIR	12	31,5	2500	2500	8
					NXAIR M	24	25	2500	2500	8
					NXAIR P	15	50	4000	4000	8
					SIMOPRIME	17,5	40	3600	3600	9
<b>Turquía</b>	IEC 62271-200	LSC 2A / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	8BT1	12	25	2000	2000	10
						24	25	2000	2000	
		LSC 2B / PM			8BT2	36	31,5	2500	2500	10
		LSC 1			8BT3	36	16	1250	1250	10
		LSC 2B / PM			SIMOPRIME	17,5	40	3600	3600	9
<b>América</b>										
<b>México</b>	IEC 62271-200	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	SIMOPRIME	17,5	40	3600	3600	9
					8BT2	36	31,5	2500	2500	10
	IEC 60298	Con separación metálica	IAC A FLR (IEC 60298)	Simple	8BK20/8BK30	15	50	4000	4000	
	ANSI C37.20	Con separación metálica	Según norma	Simple	GM SG	15	63	4000	4000	12
	ANSI C37.20	Con separación metálica	Según norma	Simple	GM 38	38	31,5	2500	2500	12
<b>Brasil</b>	IEC 62271-200	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	SIMOPRIME	17,5	40	3600	3600	9
	IEC 60298	Con separación metálica	IAC A FLR (IEC 60298)	Simple	8BK20/8BK30	15	50	4000	4000	
<b>Colombia</b>	IEC 62271-200	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	SIMOPRIME	17,5	40	3600	3600	9
	IEC 60298	Con separación metálica	IAC A FLR (IEC 60298)	Simple	8BK20/8BK30	15	50	4000	4000	
<b>Asia</b>										
<b>China</b>	IEC 62271-200, GB, DL	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	NXAIR S	12	40	3150	3150	8
	IEC 60298	Con separación metálica	IAC A FLR (IEC 60298)	Simple	8BK20/8BK30	12	50	4000	4000	
	IEC 60298	Con separación metálica	–	Simple	8BK40	12	63	4500	4500	
<b>India</b>	IEC 62271-200	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	8BK80	12	44	3150	3150	11
						36	31,5	3150	3150	
					8BK88 plus	12	25	1600	1600	11
<b>Indonesia</b>	IEC 62271-200	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	SIMOPRIME A4	24	25	2500	2500	9
	IEC 60298	Con separación metálica	IAC A FLR (IEC 60298)	Simple	8BK20/8BK30	12	50	4000	4000	
<b>Pakistán</b>	IEC 62271-200	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	SIMOPRIME A4	24	25	2500	2500	9
	IEC 60298	Con separación metálica	IAC A FLR (IEC 60298)	Simple	8BK20/8BK30	12	50	4000	4000	
<b>Arabia Saudita</b>	IEC 60298	Con separación metálica	IAC A FLR (IEC 60298)	Simple	8BK20/8BK30	15	50	4000	4000	
<b>África</b>										
<b>Sudáfrica</b>	IEC 62271-200	LSC 2B / PM	IAC A FLR I <sub>sc</sub> , t	Simple	SIMOPRIME	17,5	40	3600	3600	9

# Familia NXAIR

## Tecnología High-End en su mejor forma

- Con ensayos de tipo, IEC 62271-200, con separación metálica, categoría de pérdida de continuidad de servicio: LSC 2B, clase de separación: PM Clasificación de arco interno: IAC A FLR  $\leq 50$  kA 1s
- Como medio aislante, el aire siempre está disponible
- Evidencia del poder de cierre y de corte para los interruptores de potencia y seccionadores de puesta a tierra con capacidad de cierre instalados en la celda
- Tensión soportada a frecuencia industrial 42 kV, 1 min. para NXAIR y NXAIR S
- Embarrado simple, embarrado doble (espalda a espalda, frente a frente)
- Interruptor de potencia al vacío extraíble
- Contactor al vacío extraíble
- Máxima disponibilidad por diseño modular
- Desconexión selectiva mediante el principio de los transformadores y separación resistente a la presión
- Máxima seguridad de servicio mediante maniobras lógicas autoexplicativas
- Intervalos de mantenimiento > 10 años

Tipo de celda	Datos técnicos						
	U kV	I <sub>sc</sub> kA	I <sub>embarrado</sub> A	I <sub>derivación</sub> A	Ancho mm	Altura mm	Prof. mm
NXAIR	$\leq 12$	$\leq 31,5$	$\leq 2500$	$\leq 2500$	400 650 800	2300	1350 1400
NXAIR M	24	$\leq 25$	$\leq 2500$	$\leq 2500$	800 1000	2550	1554
NXAIR P	$\leq 15$	40 50	$\leq 4000$	$\leq 4000$	400 800 1000	2550	1635 1650
NXAIR S	$\leq 12$	$\leq 40$	$\leq 3150$	$\leq 3150$	800	2300	1350



NXAIR



NXAIR M



NXAIR P



NXAIR S

# Familia SIMOPRIME

## Su primera elección para aplicaciones estándar

- Con ensayos de tipo, IEC 62271-200, con separación metálica, categoría de pérdida de continuidad de servicio: LSC 2B, clase de separación: PM  
Clasificación de arco interno:  
IAC A FLR  $\leq 40$  kA 1s
- Como medio aislante, el aire siempre está disponible
- Evidencia del poder de cierre y de corte para los interruptores de potencia y seccionadores de puesta a tierra con capacidad de cierre instalados en la celda
- Interruptor de potencia al vacío extraíble
- Contactor al vacío extraíble
- Todas las maniobras con la puerta cerrada

Tipo de celda	Datos técnicos						
	U kV	I <sub>sc</sub> kA	I <sub>embarrado</sub> A	I <sub>derivación</sub> A	Ancho mm	Altura mm	Prof. mm
SIMOPRIME	$\leq 17,5$	$\leq 40$	$\leq 3600$	$\leq 3600$	400 600 800	2200	1860
SIMOPRIME A4	24	$\leq 25$	$\leq 2500$	$\leq 2500$	800 1000	2250	1950



SIMOPRIME



SIMOPRIME A4

# Familia 8BT

## Diseño compacto y construcción sencilla

- Con ensayos de tipo, IEC 62271-200, con separación metálica, categoría de pérdida de continuidad de servicio: LSC 2A para 8BT1, LSC 2B para 8BT2, LSC 1 para 8BT3, clase de separación: PM para 8BT1, 8BT2  
Clasificación de arco interno:  
IAC A FLR  $\leq 31,5$  kA 1s
- Como medio aislante, el aire siempre está disponible
- Evidencia del poder de cierre y de corte para los interruptores de potencia y seccionadores de puesta a tierra con capacidad de cierre instalados en la celda
- Interruptor de potencia al vacío extraíble
- Todas las maniobras con la puerta cerrada

Tipo de celda	Datos técnicos						
	U kV	I <sub>sc</sub> kA	I <sub>embarrado</sub> A	I <sub>derivación</sub> A	Ancho mm	Altura mm	Prof. mm
8BT1	$\leq 12$	$\leq 25$	$\leq 2000$	$\leq 2000$	600/800	2050	1410
	24	$\leq 25$	$\leq 2000$	$\leq 2000$	800/1000	2050	1410
8BT2	36	$\leq 31,5$	$\leq 2500$	$\leq 2500$	1550	2400	2450 2700
8BT3	$\leq 36$	$\leq 16$	$\leq 1250$	$\leq 1250$	1000	2400	1500



8BT1



8BT2



8BT3

# Familia 8BK80

## Diseñada para aplicaciones locales

- Con ensayos de tipo, IEC 62271-200, con separación metálica, categoría de pérdida de continuidad de servicio: LSC 2B, clase de separación: PM  
Clasificación de arco interno:  
IAC A FLR  $\leq 44$  kA 1s
- Como medio aislante, el aire siempre está disponible
- Evidencia del poder de cierre y de corte para los interruptores de potencia y seccionadores de puesta a tierra con capacidad de cierre instalados en la celda
- Interruptor de potencia al vacío extraíble
- Contactor al vacío extraíble
- Todas las maniobras con la puerta cerrada

Tipo de celda	Datos técnicos						
	U kV	I <sub>sc</sub> kA	I <sub>embarrado</sub> A	I <sub>derivación</sub> A	Ancho mm	Altura mm	Prof. mm
8BK80	$\leq 15$	$\leq 44$	$\leq 3150$	$\leq 3150$	600/800	2450	1750
8BK80	36	$\leq 31,5$	$\leq 2000$	$\leq 2000$	1100	2250	2700
8BK88 PLUS	$\leq 12$	$\leq 25$	$\leq 1600$	$\leq 1600$	600	2100	1350



8BK80



8BK88 PLUS

# Familia GM

## Su fuerza es la flexibilidad

- Con ensayos de tipo, ANSI/IEEE C 37.20.2, con separación metálica, con ensayos de resistencia contra arcos internos
- Como medio aislante, el aire siempre está disponible
- Evidencia del poder de cierre y de corte para los interruptores de potencia y seccionadores de puesta a tierra con capacidad de cierre instalados en la celda
- Interruptor de potencia al vacío extraíble, también en ejecución "a dos niveles"
- Todas las maniobras con la puerta cerrada

Tipo de celda	Datos técnicos						
	U kV	I <sub>sc</sub> kA	I <sub>embarrado</sub> A	I <sub>derivación</sub> A	Ancho mm	Altura mm	Prof. mm
GM SG	≤15	≤63	≤4000	≤4000	914 (36")	2343 (92,25")	2502 (98,5")
GM 38	38	≤31,5	≤2500	≤2500	1219 (48")	3302 (130")	3302 (130")



GM SG



GM 38



# Pedidos

Para más información sobre las celdas,  
véanse los catálogos siguientes:

Se ruega ponerse en contacto con su colaborador local de ventas, que les enviará la información seleccionada a su dirección.

Empresa \_\_\_\_\_

Departamento \_\_\_\_\_

Nombre \_\_\_\_\_

Dirección \_\_\_\_\_

Código postal / Población \_\_\_\_\_

Teléfono \_\_\_\_\_

Fax \_\_\_\_\_

- Celdas con interruptores de potencia tipo NXAIR, NXAIR M, NXAIR P, hasta 24 kV, aisladas en aire

HA 25.71.2007

Alemán  Inglés

- Celdas con interruptores de potencia tipo NXAIR S, hasta 12 kV, aisladas en aire

Inglés  Chino

- Celdas con interruptores de potencia tipo SIMOPRIME, hasta 17,5 kV, aisladas en aire

HA 26.11.2007

Alemán  Inglés  Español  Francés

- Celdas con interruptores de potencia tipo SIMOPRIME A4, hasta 24 kV, aisladas en aire

Inglés

- Celdas con interruptores de potencia tipo 8BT1, hasta 24 kV, aisladas en aire

HA 26.31.2007

Alemán  Inglés

- Celdas con interruptores de potencia tipo 8BT2, hasta 36 kV, 31,5 kA, aisladas en aire

HA 26.41.2007

Inglés  Turco

- 8BT3-SYSTEM, 36 kV, 16 kA, aisladas en aire, celdas con carros

Inglés

- 8BK80, celdas con separación metálica hasta 12 kV

Inglés

- 8BK88 PLUS, celdas compactas con separación metálica hasta 12 kV

Inglés

- Celdas de media tensión GM-SG, 5 kV – 15 kV

Inglés

Published by and Copyright © 2008  
Siemens AG  
Energy Sector  
Freyeslebenstr. 1  
91058 Erlangen, Alemania

Siemens AG  
Energy Sector  
Power Distribution Division  
Medium Voltage  
Mozartstr. 31c  
91052 Erlangen, Alemania

Puede ponerse en contacto con  
nosotros mediante:  
Teléfono: +49 180 / 524 70 00  
Fax: +49 180 / 524 24 71  
(Con recargo, depende del proveedor)

Correo electrónico: [support.energy@siemens.com](mailto:support.energy@siemens.com)  
[www.siemens.com/energy-support](http://www.siemens.com/energy-support)

Power Distribution Division  
N° de pedido. E50001-U229-A228-X-7800  
Impreso en Alemania  
Disposición 30400  
GB 080134 102449 WS 06085.0

Pueden realizarse modificaciones sin previo aviso.  
Este documento contiene descripciones generales sobre las  
posibilidades técnicas que pueden, pero no tienen que darse  
en todo caso. Por ello, las prestaciones deseadas se determi-  
narán en cada caso al concluir el contrato.

Agosto 2006



## Subestaciones Compactas y Tableros de Distribución

# Agenda

---

- Subestaciones Secundarias Compactas
  - Definición y Aplicación
  - Norma – Ensayos de Tipo
  - Ejemplos
- Tablero de Distribución Secundaria en Aire – Unimix
  - Resumen de Características
  - Nuevas Soluciones
- Tablero de Distribución Secundaria en Gas - Safeplus
  - Resumen de Características
  - Nuevas Soluciones

# Subestaciones Compactas - Definicion

- Una subestación compacta consiste en un cerramiento común que contiene:
  - Transformador de Distribución
  - Tablero de Baja Tensión
  - Tablero de Media Tensión
- Todos los componentes estarán diseñados y ensayados y producidos de acuerdo a la normas IEC
- La solución completa estará diseñada y ensayada de acuerdo a la IEC 61330

# Subestaciones Compactas - Aplicaciones

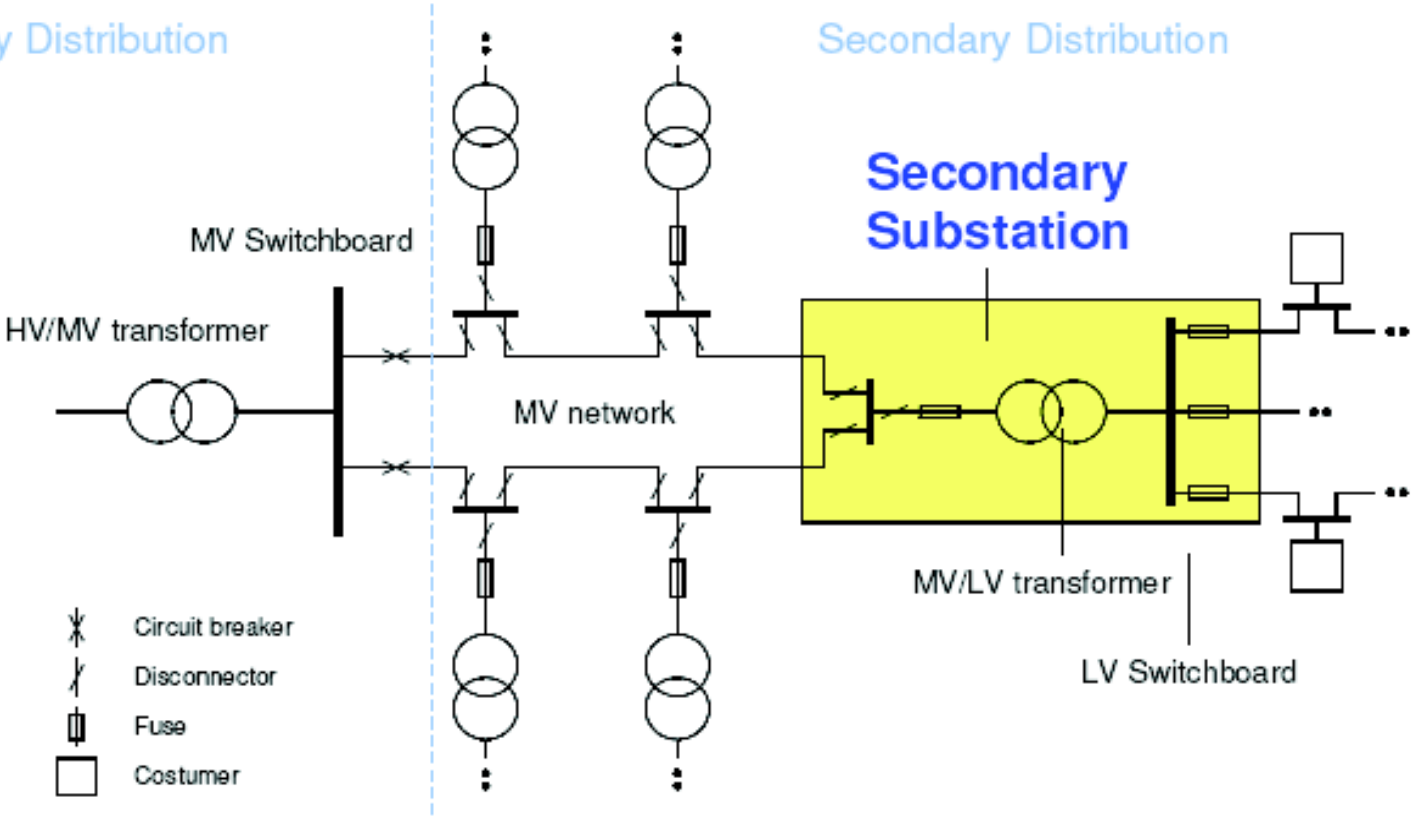
---

- Redes de Distribución Urbanas y Rurales
- Industrias Pesadas, Refinerías
- Pozos Petroleros
- Generadores Eólicos

# Subestaciones Compactas - Aplicacion

Primary Distribution

Secondary Distribution



# Subestacion Compacta – Norma y Ensayos

## IEC 61330 – Ensayos de Tipo

- Ensayo de Calentamiento
- Ensayo de Arco Interno
- Control de grado de Protección IP
- Control de la resistencia a efectos mecánicos (viento, carga del techo y golpes)
- Ensayo de Cortocircuito
- Control de Funcionamiento de Partes mecánicas
- Ensayo de aislamiento



# Subestacion Compacta - Ensayos

## Ensayo de Calentamiento















- Cuando cambian las condiciones de la envolvente, cambia la capacidad de disipación

IP4_					IP5_				
630	1250	1600	2000	2500	630	1250	1600	2000	2500
630	1250	1600	2000	2500	440	880	1120	1400	1750

- Ej: solamente cambiando el grado de proteccion IP de 4X a 5X, la capacidad de transporte de corriente disminuye un 30 % aproximadamente

# Subestacion Compacta - Ensayos

## Grado de Protección IP - Conceptos

Primer Numero		Segundo Numero		Primera Letra	
	Protección contra ingreso de cuerpos extraños	Protección contra acceso a partes peligrosas	Protección contra Agua – No afecta funcionamiento		Protección contra acceso a partes peligrosas -
X	No Aplica		X	No Aplica	
 1	Objetos con diámetro > a 50 mm	Mano	 1	Goteo Superior	A Mano
 2	Objetos con diámetro > a 12,5 mm	Dedo	 2	Goteo con un ángulo de 15 grados	B Dedo
 3	Objetos con diámetro > a 2,5 mm	Con una herramienta	 3	Spray con un ángulo de 60 grados	C Con una herramienta
 4	Objetos con diámetro > a 1 mm	Con un cable	 4	Salpicadura de agua en cualquier dirección	D Con un cable
 5	El ingreso de polvo no afecta funcionamiento		 5	Jets de agua en cualquier dirección (12.5 l/min)	
 6	No hay ingreso de polvo		 6	Jets de agua en cualquier dirección (100l/min)	
			 7	Inmersión Limitada en el tiempo	
			 8	Inmersión Ilimitada	

# Subestacion Compacta - Ensayos

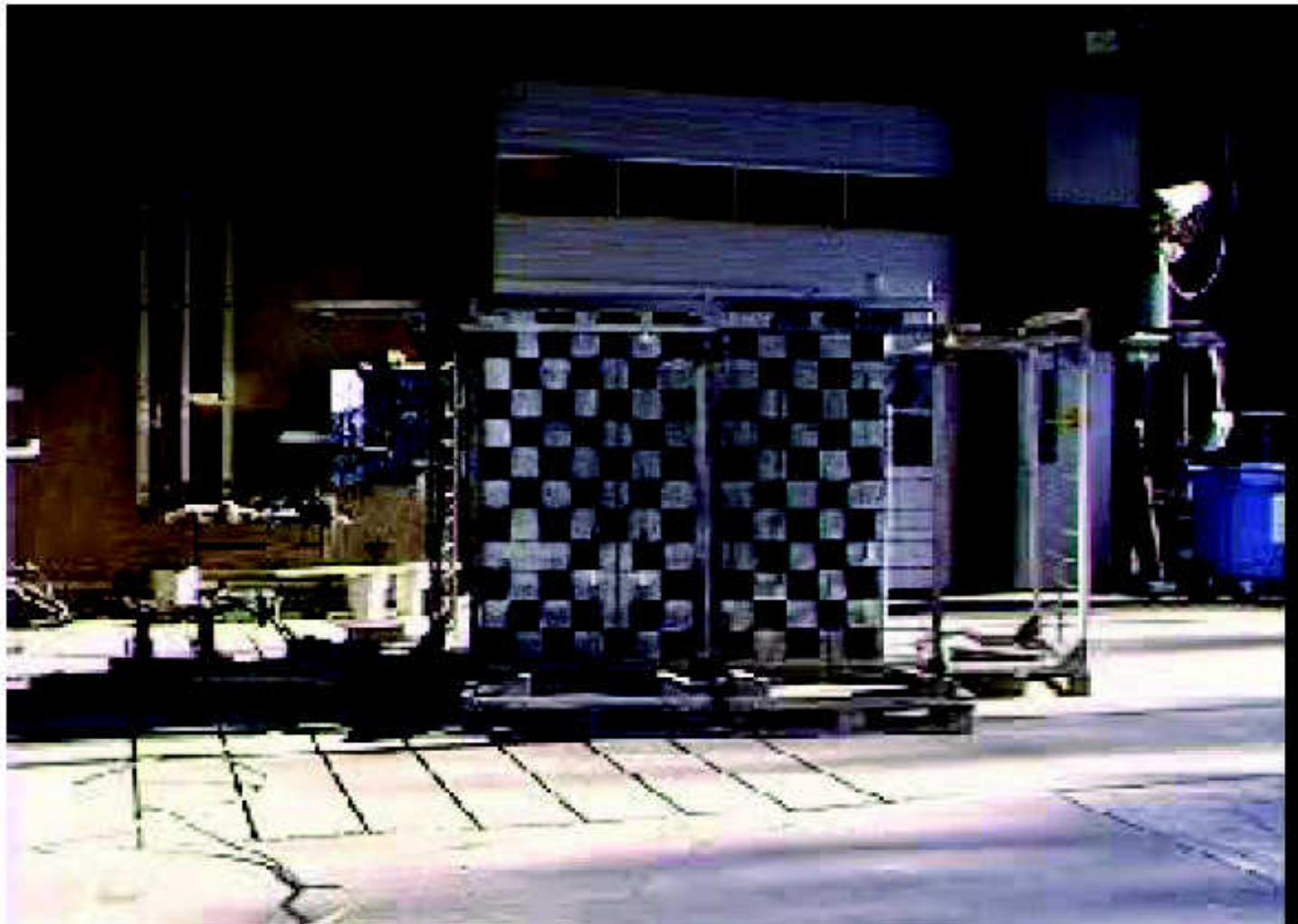
## Grado de Protección IP - Ejemplo

### IP 23 C

- (2) Indica que el equipo protege a las personas contra el acceso a partes peligrosas con un dedo
- (2) Protege a los equipos adentro de la envolvente contra el ingreso de cuerpos extraños con un diámetro mayor a 12.5 mm
- (3) Indica que el sistema puede funcionar existiendo un spray de agua contra la envolvente
- (C ) Protege a personas que tengan herramientas de un diámetro mayor a 2.5 mm y que su largo no exceda 100 mm contra el acceso a partes peligrosas

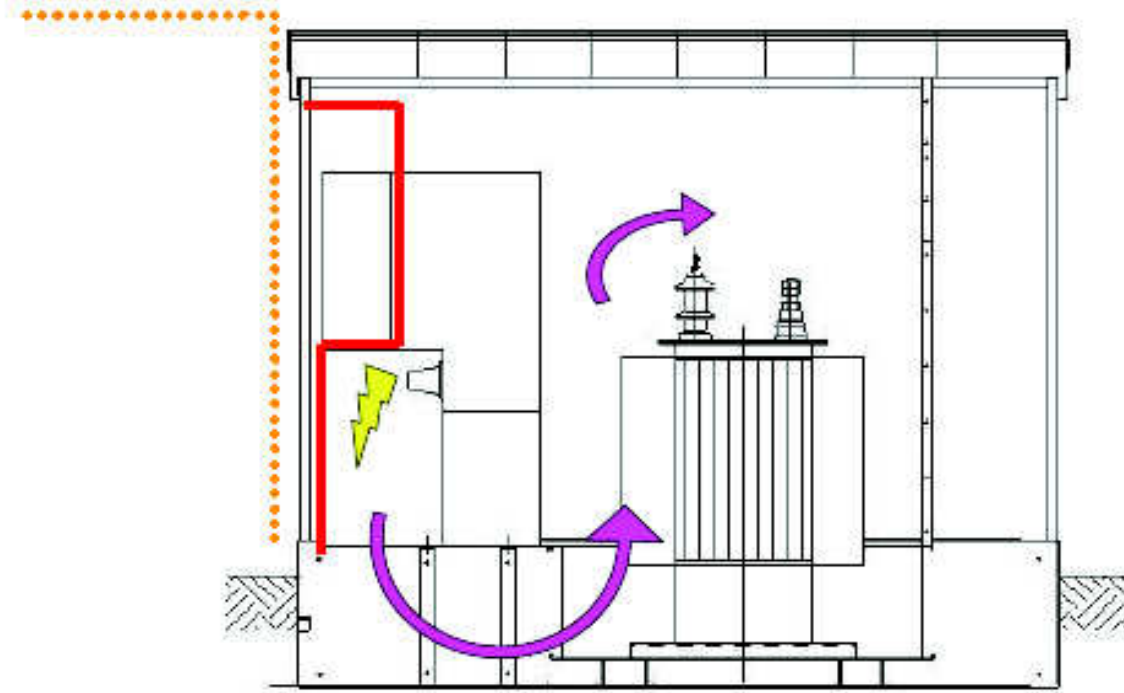
# Subestacion Compacta - Ensayos

## Ensayo de Arco



# Subestacion Compacta - Ensayos

## Ensayo de Arco



# Subestacion Compactas - Caracteristicas

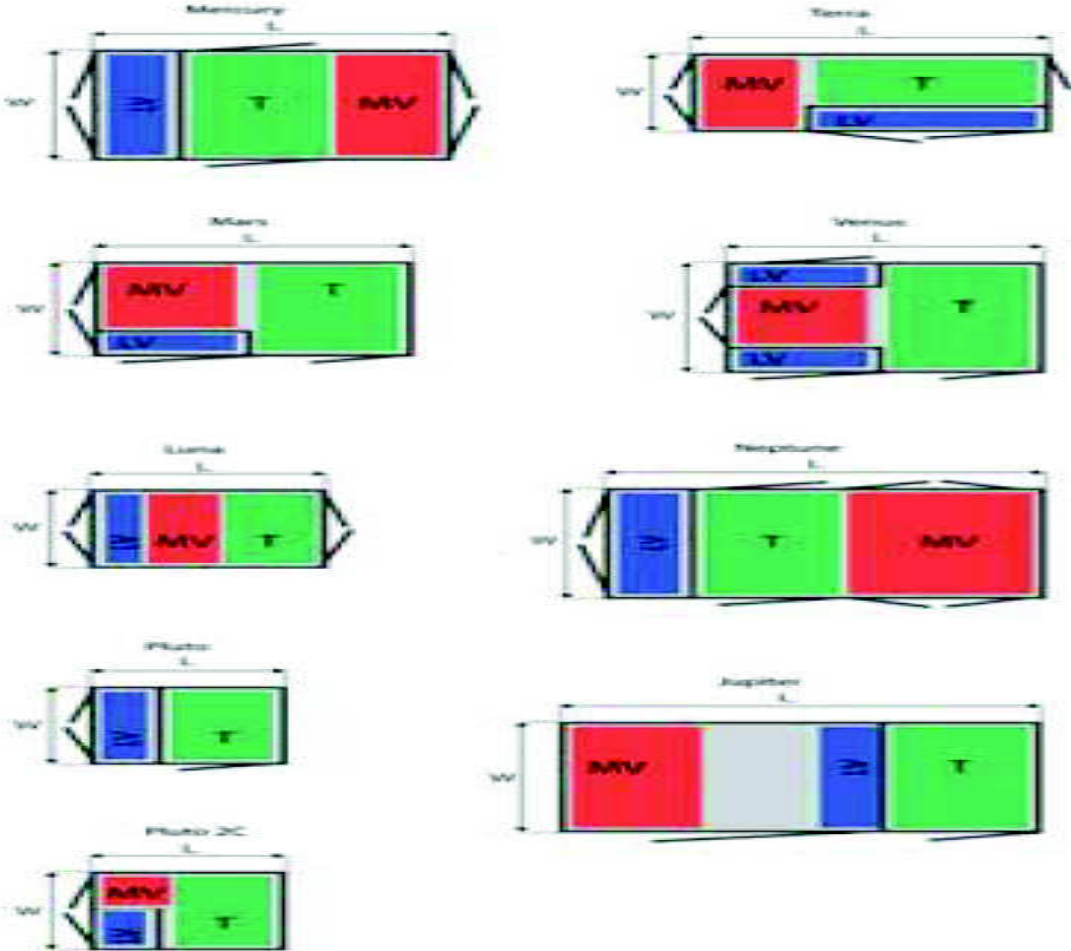
## Características Generales

- Operadas desde el exterior y Walk in con pasillo interior
- Con Transformadores de hasta 1600 kVA
- Tableros de Media Tension SafeRing, Safeplus, Uniswitch, Unimix, Unigear
- Tableros de Baja Tension hasta 2500 Amp, hasta 20 alimentadores



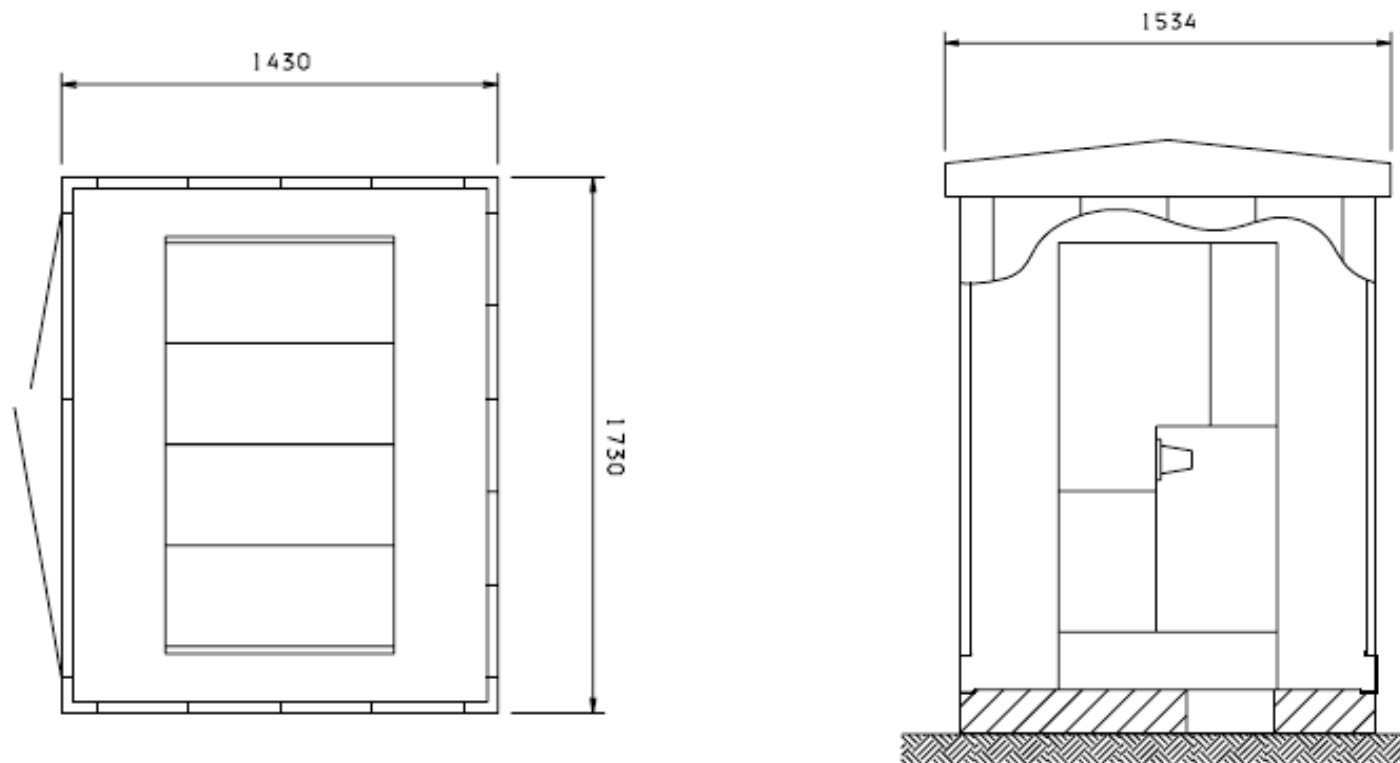
# Subestaciones Compactas

## Alternativas de Layout



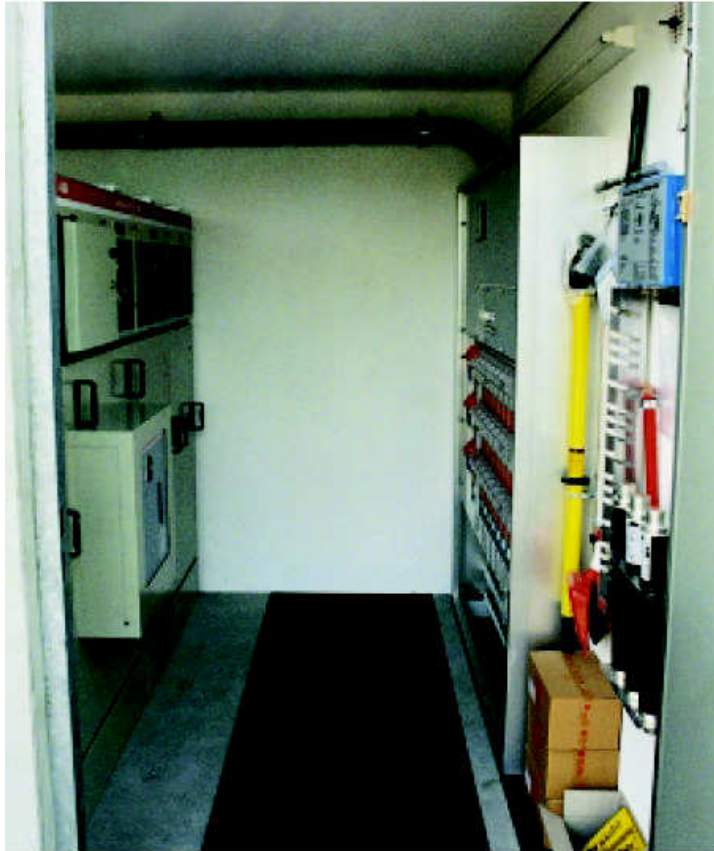
# Subestaciones Compactas

## Alternativas con Tableros Únicamente

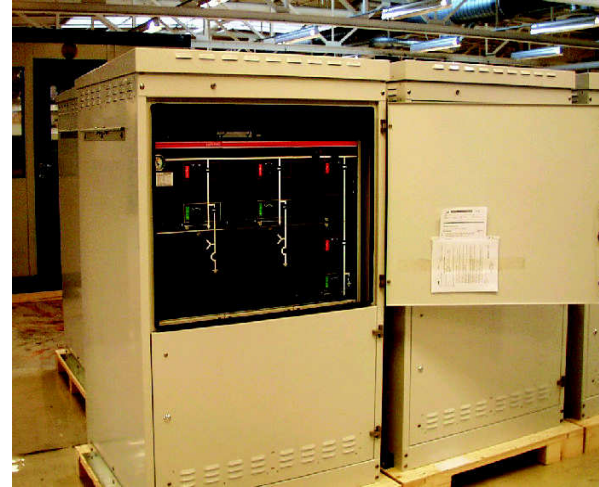




# Subestacion Compactas - Ejemplos



# Subestacion Compactas - Ejemplos



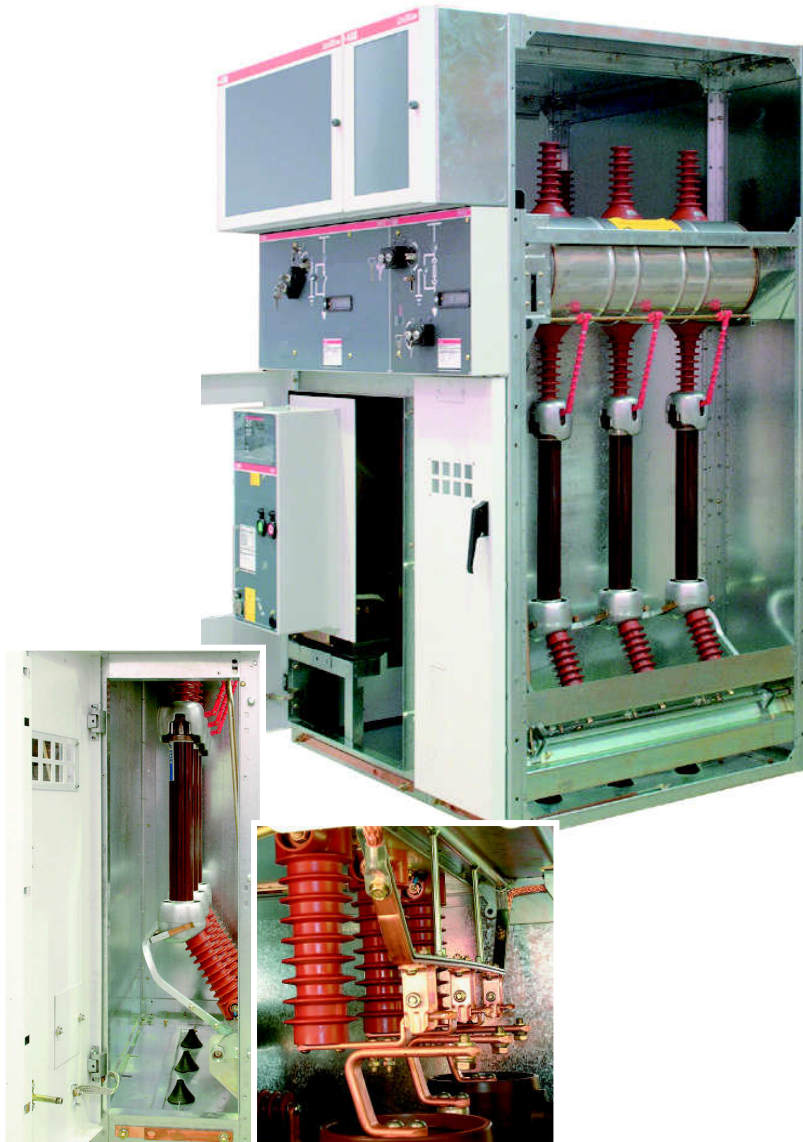
# UniMix – Características Generales

## Características Generales

- Tablero Aislado en Aire
- Para Distribución Secundaria
- Tipo Metal Enclosed, de acuerdo a la norma IEC 60298
- Utilización de seccionador de SF6
- Aprobadas por ENEL, UTE, EDENOR



# UniMix – Características Generales



- Segregación Metálica entre Barras y compartimiento de cables
- Diseñada para Interruptores con corte en SF6 y vacío
- Dimensiones Compactas (375/500/750mm)
- Diseño para montaje contra pared
- Posibilidad de instalación de TC y TT en barras (en unidades de ancho 500 mm)

# UniMix – Características Electricas

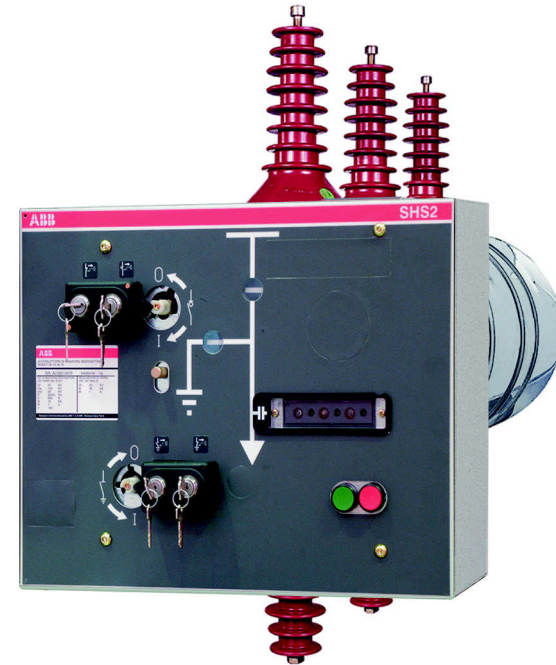
## Características Eléctricas

<b>Tensión Nominal</b>	[kV]	12	17.5	24
<b>Tensión Frecuencia Industrial (50-60 Hz/1 min)</b>	[kV]	28	38	50
<b>Tensión de Impulso</b>	[kV]	75	95	125
<b>Frecuencia</b>	[Hz]	50/60		
<b>Corriente Nominal de Barras</b>	[A]	400-630-800-1250		
<b>Corrientes Nominales:</b>				
- Interruptor	[A]	630/1250		
- Seccionador bajo carga	[A]	400/630		
- Seccionador de aislamiento	[A]	400/630		
<b>Corriente de Cortocircuito</b>				
- Modelos P1/F, A, ASR, R, Rac, M, P2, P3	[kA]	- 1s: 25/20/16/12.5		
<b>Arco Interno</b>				
- Modelos 500/750mm	[kA x 1s]	16		
	[kA x 0,5s]	20		
- Modelos 375mm	[kA x 1s]	12.5		
	[kA x 0,5s]	16		

# UniMix - Seccionador

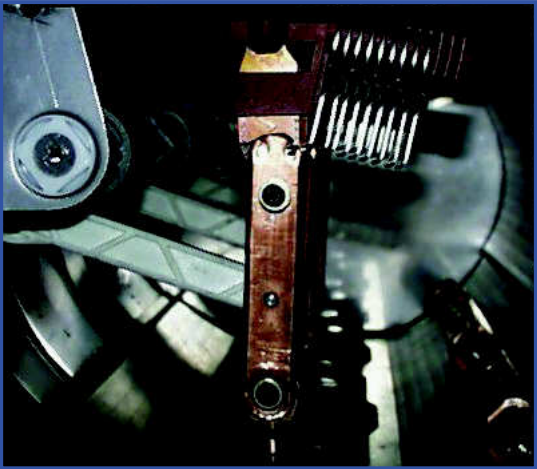
## Seccionador tipo SHS2

- Aislado en SF6
- Envolverte de Acero
- Posiciones : Cerrado - Abierto – Tierra
- Seccionador de Puesta a tierra con poder de Cierre

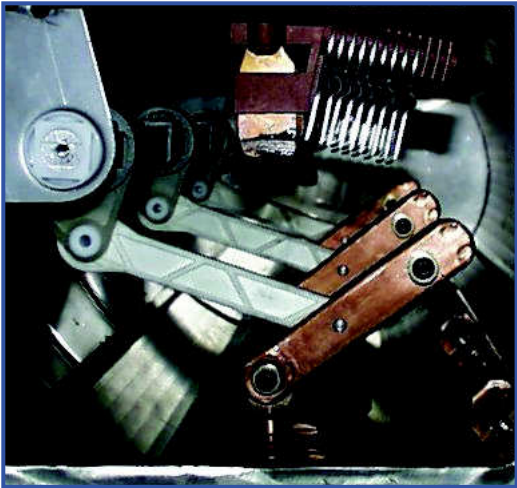


# UniMix - Seccionador

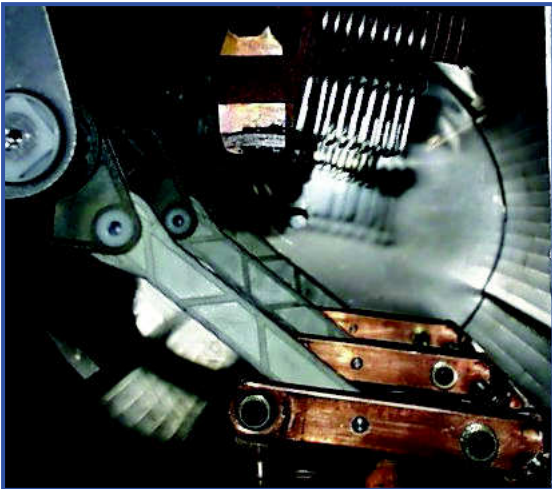
## Tres Posiciones



Cerrado



Abierto

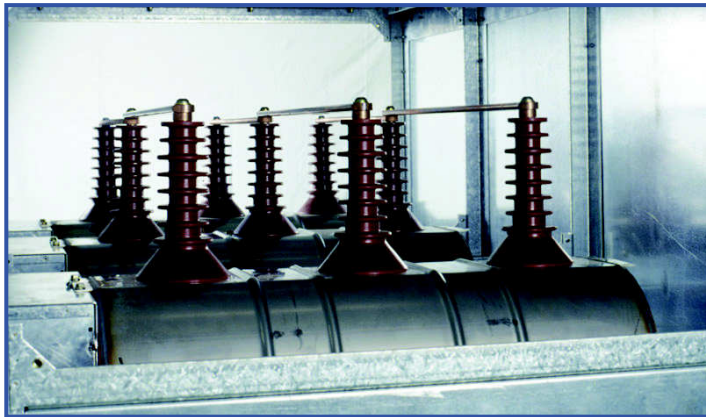


Tierra

# UniMix – Particion Metalica

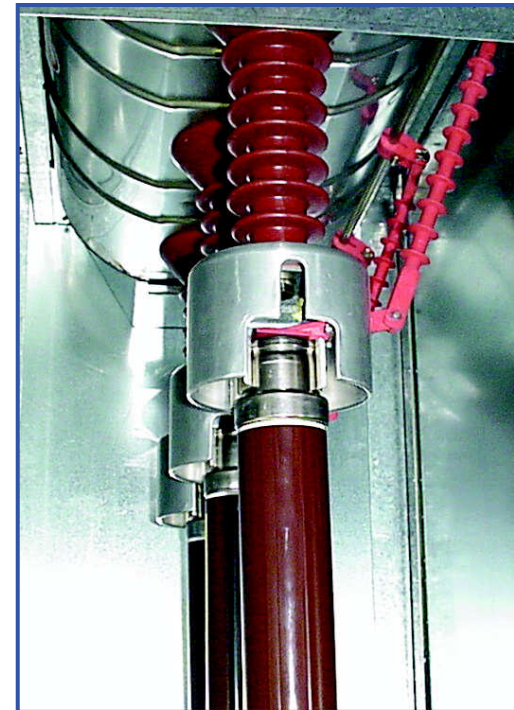
## Envolvente Metalica

Segregación Metálica puesta a tierra entre Barras, Seccionador y Alimentador – Clasificación PM (s/IEC)



Máxima seguridad durante mantenimiento u operación en el cable o en el compartimento de fusibles, incluso con las barras energizadas.

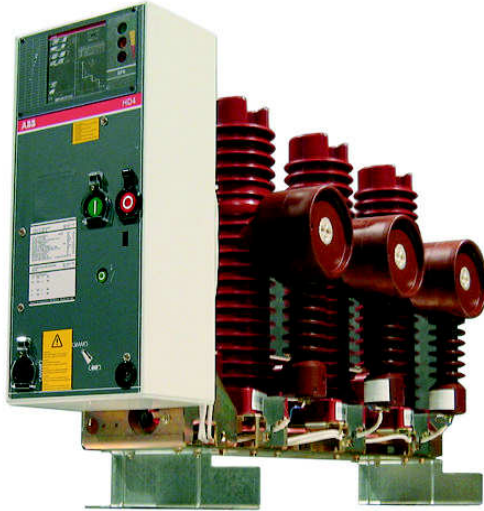
**Riesgo reducido de falla entre aisladores de la misma fase por condensación, contaminación o envejecimiento de material**



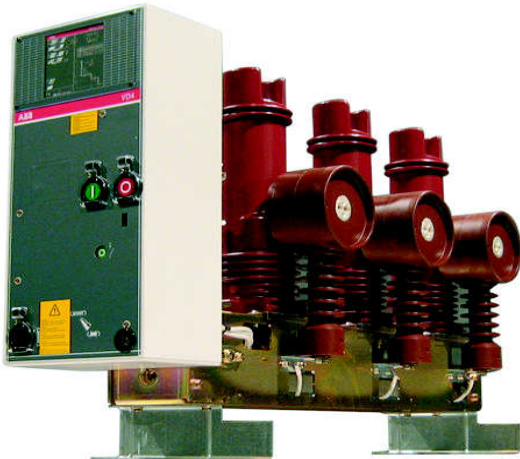


# UniMix

## Interruptor HD4/R, VD4/R

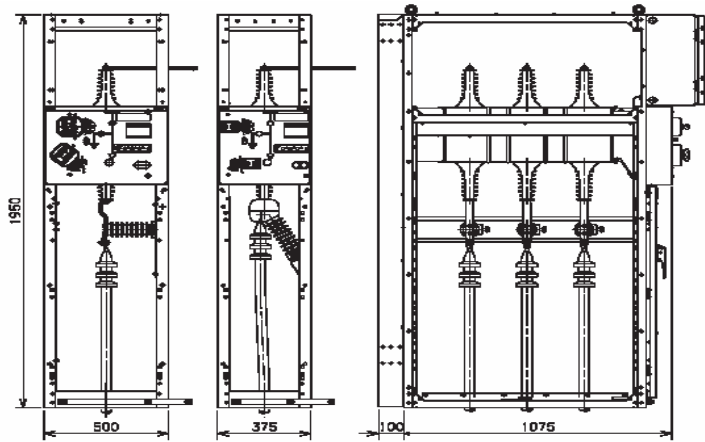


- Posibilidad de utilización de relays y TCs en el interruptor

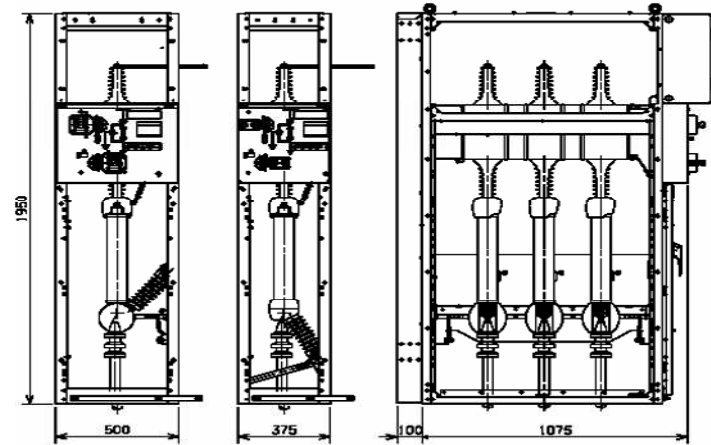


# UniMix – Modelos Standard

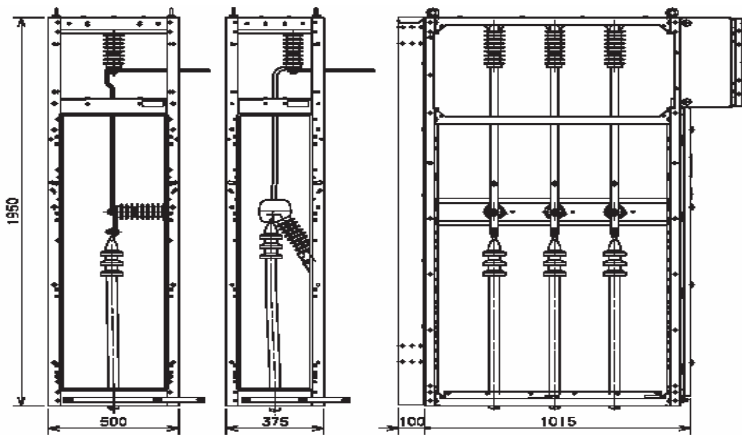
## Modelo P3 – Seccionador



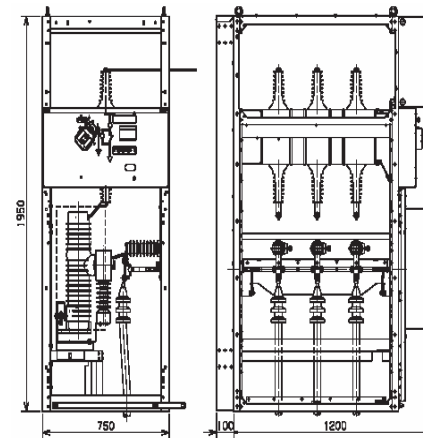
## Modelo P2 – Seccionador Fusible



## Modelo Rac – Conexión Directa con Cables

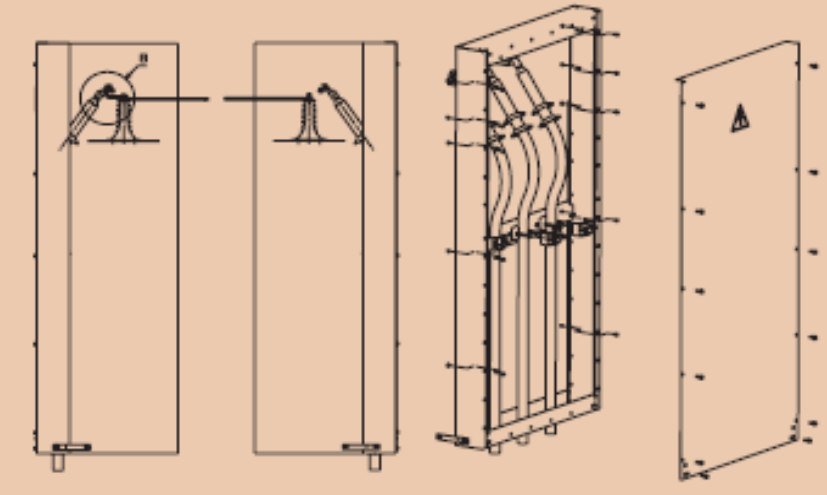


## Modelo P1/F – Interruptor

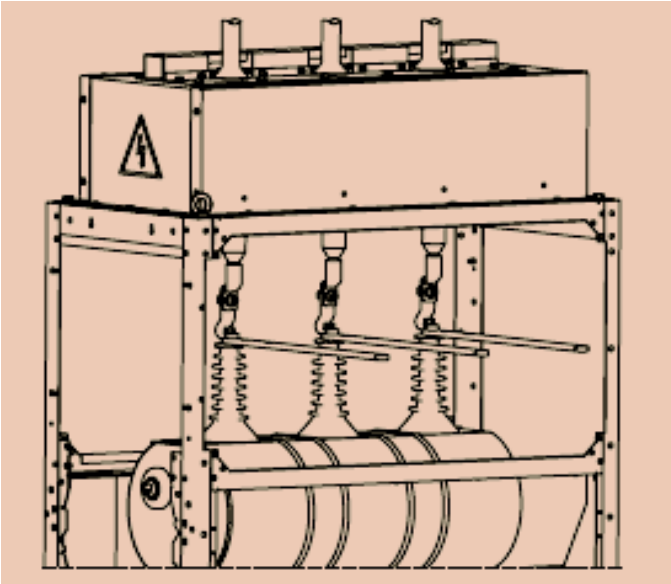


# UniMix – Modelos Nuevos

Modelo CI – Subida con Cables

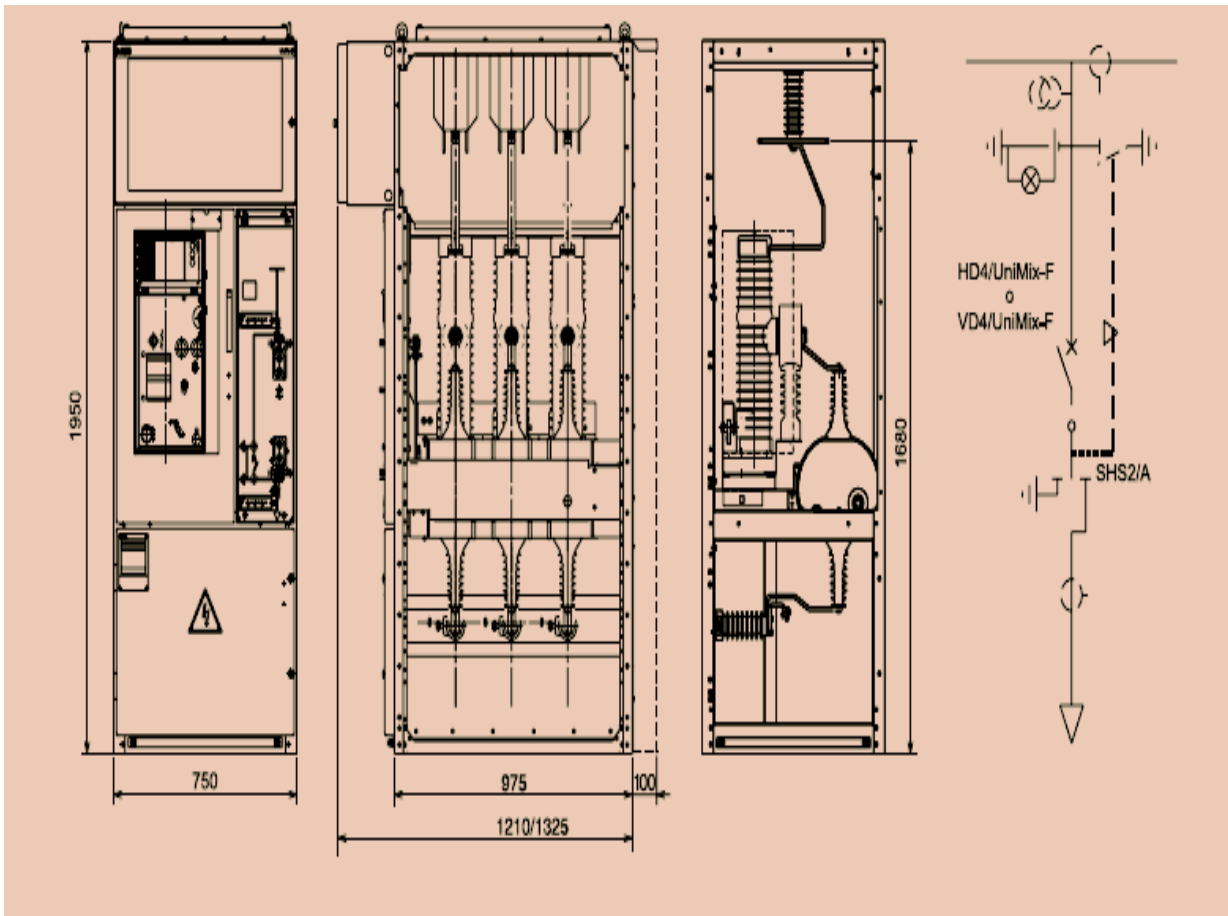


Modelo AC – Conexión con Cables Superior



# UniMix – Modelos Nuevos

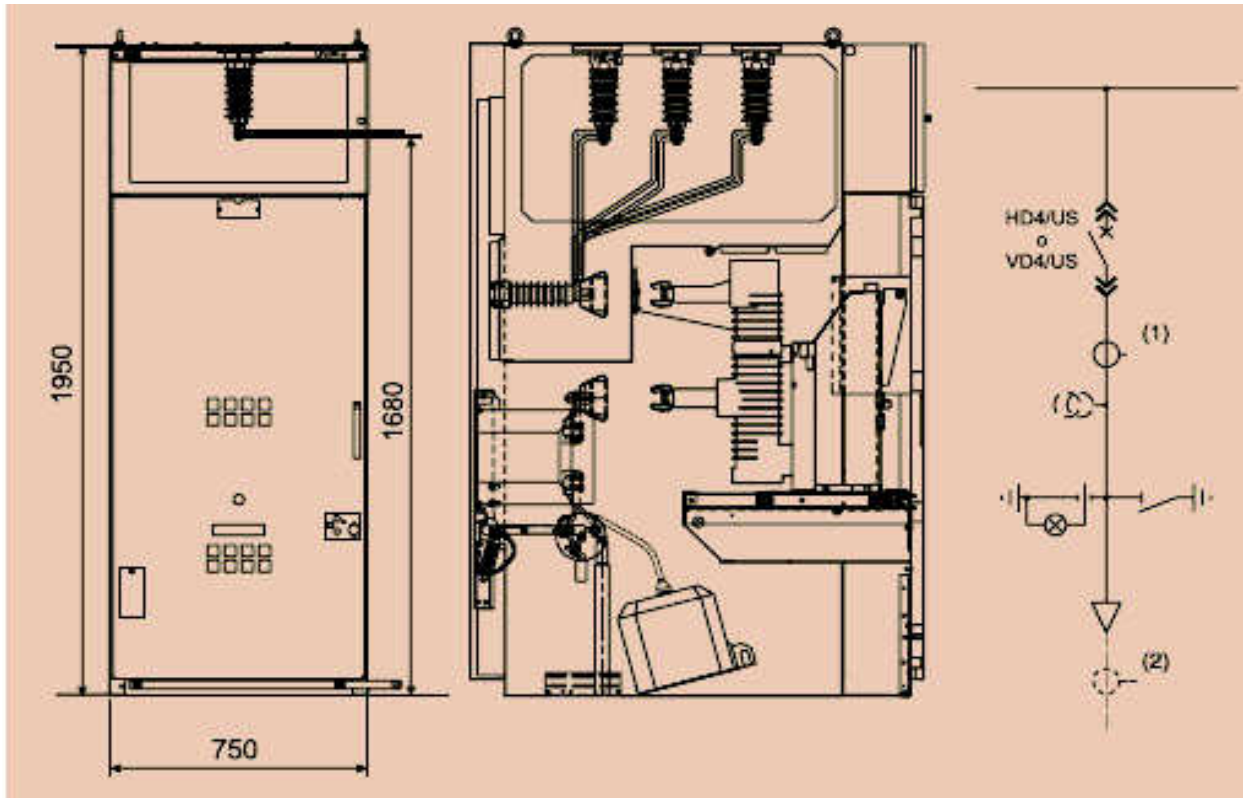
## Modelo P1A – Interruptor Fijo con Seccionador aguas abajo



- 400 A – 630 A
- DIN TC (en barras)
- DIN TV (en barras)

# UniMix – Modelos Nuevos

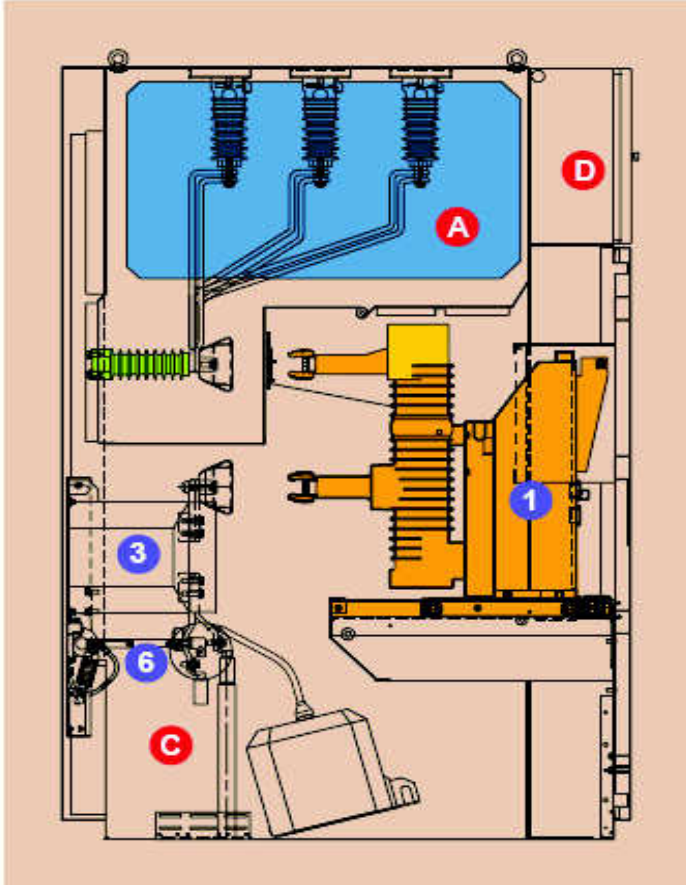
## Modelo P1E – Extraíble con Operación Frontal



- 630 A – 1250 A
- 16/20/25 kA
- DIN TC
- DIN TT
- Opción Acoplador

# UniMix – Modelos Nuevos

## Modelo P1E – Extraíble con Operación Frontal



- Compartimiento de Barras/Relays/Cables
- Transformador de Corriente/Tensión



# SafePlus Aplicaciones



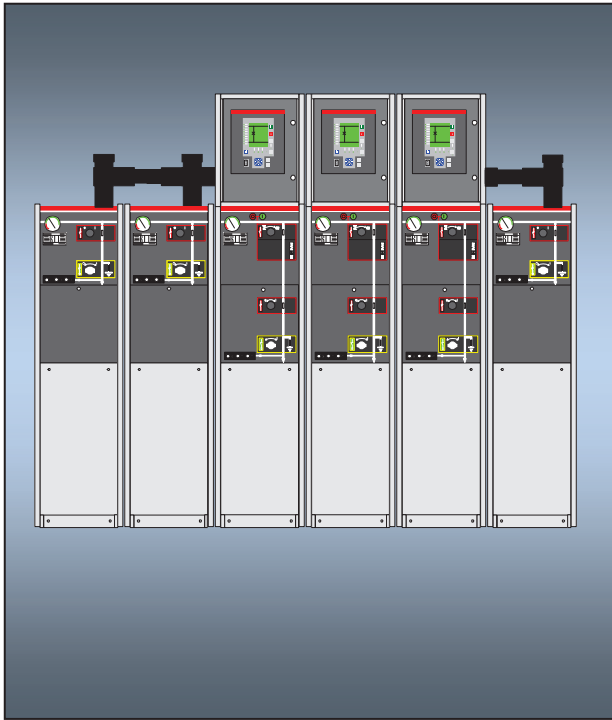
- Aplicaciones Industriales de Poca Potencia
- Generadores Eólicos
- Subestaciones Compactas
- Edificios y Shoppings
- Aplicaciones con Atmósferas Agresivas
- Minería (No existe derrateo por altura)
- Aeropuertos
- Instalaciones Subterráneas (Sumergibles)

# SafePlus Aplicaciones



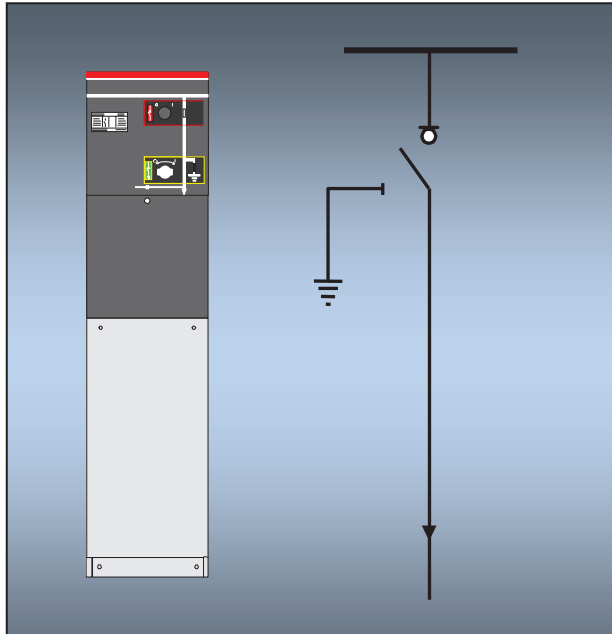


# Módulos SafePlus



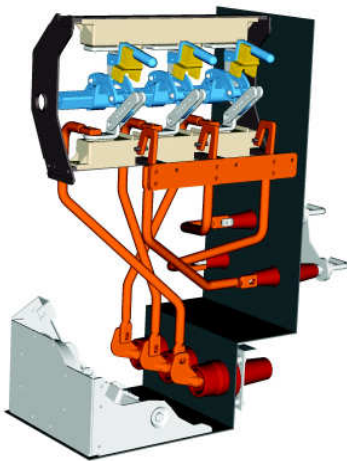
- C- Seccionador
- F- Seccionador Fusible
- V- Interruptor
- CB- Interruptor VD4
- SI- Seccionadora de Barras
- Sv- Seccionadora de Barras con Interruptor
- D-Conexión Directa
- Be- Puesta a Tierra de Barras
- M- Medición

# C - Seccionador

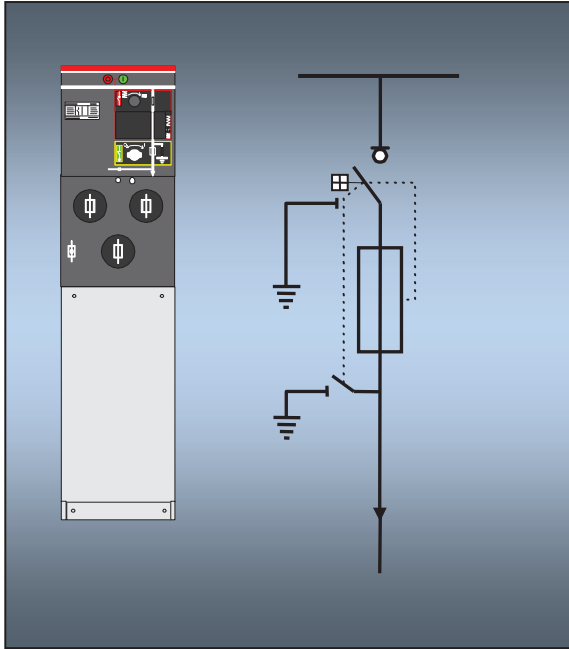


- Seccionador de Tres Posiciones
- Dimensiones: 325x765x1336

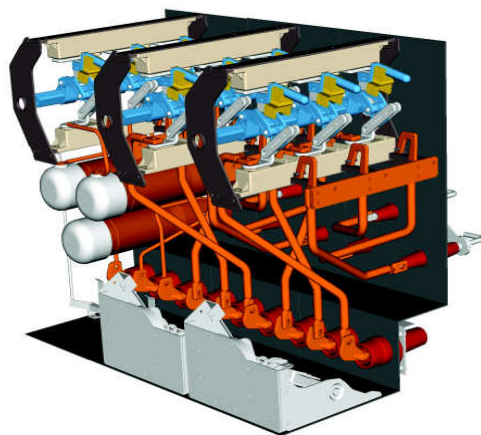
kV	12	24
A	630	630
kA	21 - 1s	21 - 3s



# F – Seccionador Fusible

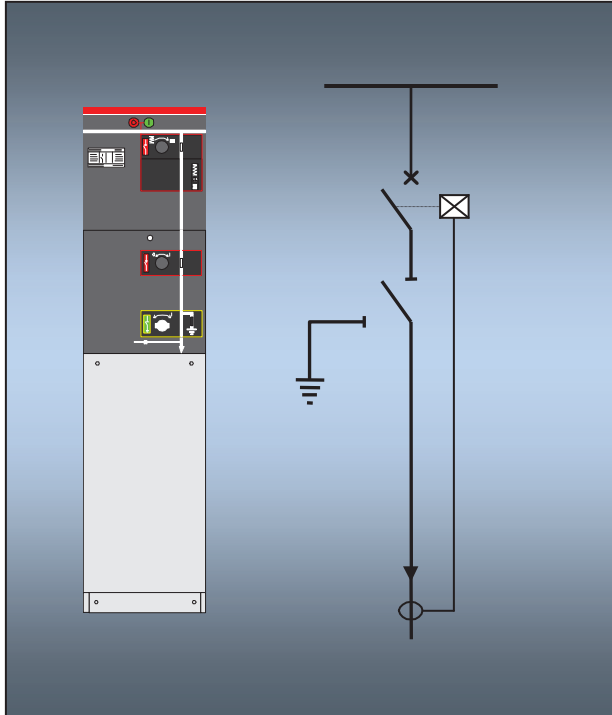


- Seccionamiento Fusible
- Completamente Sumergible
- Seccionador de Puesta a Tierra Aguas Arriba y Abajo de los Fusibles
- Dimensiones: 325x765x1336



kV	12	24
A	200	200
kA	Limited by fuselinks	
Max Fuse	125A	63A

# V – Interruptor de Vacío

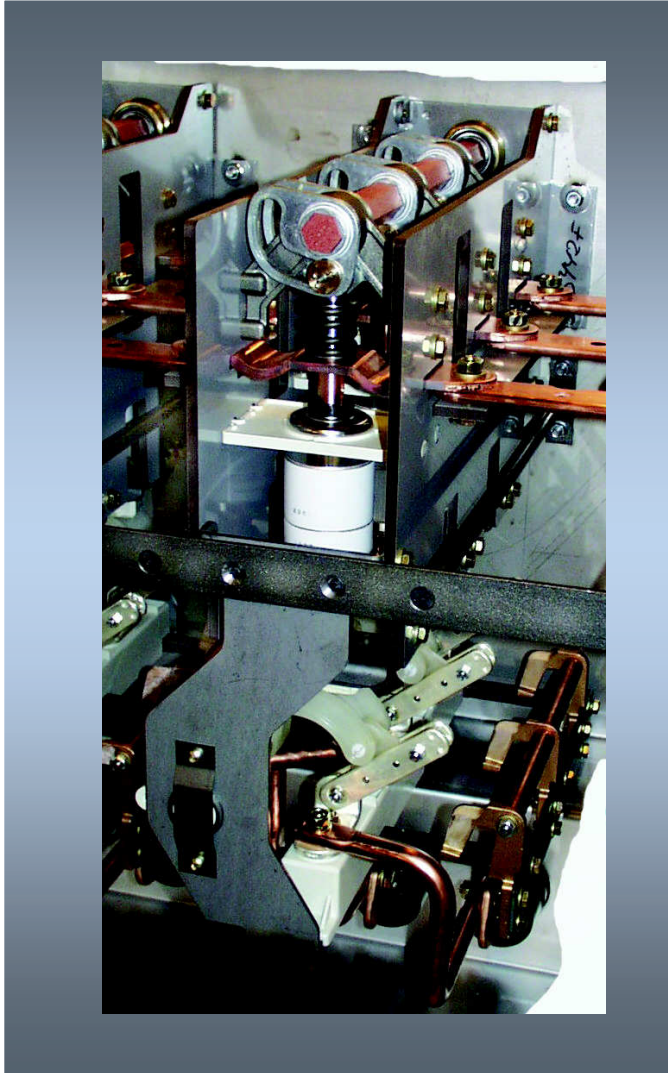


- Interruptor de vacío de 630A o 200A
- Aislador y Seccionador de Puesta a tierra
- Gran Alternativa de Relays de Protección
- Alternativas con Combisensor (Sensores de Tensión y Corriente Combinados)
- Sellado de por Vida
- Dimensiones: 325x765x1336

kV	12 (15)	24
A	200/630	200/630
kA	21 - 3s	16 - 3s

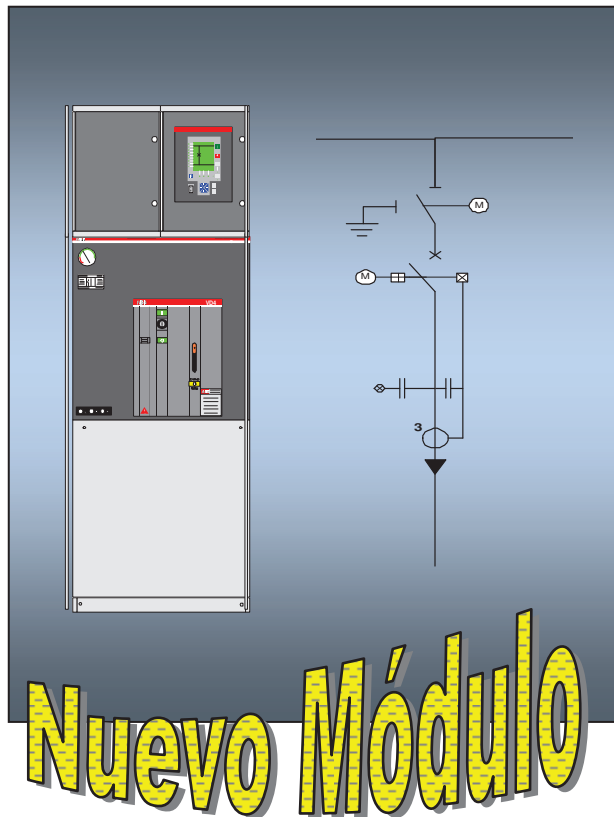


# Módulo con Interruptor (V)



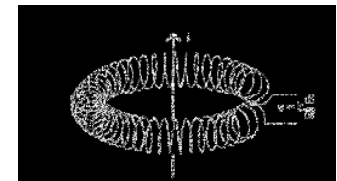
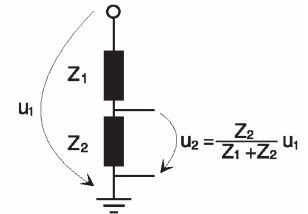
- **Vacuum circuit breaker**
- VG 5 Botellas de Vacío ABB
- Corte del Seccionador en Gas
- Sellado de por Vida

# CB – Interruptor VD4



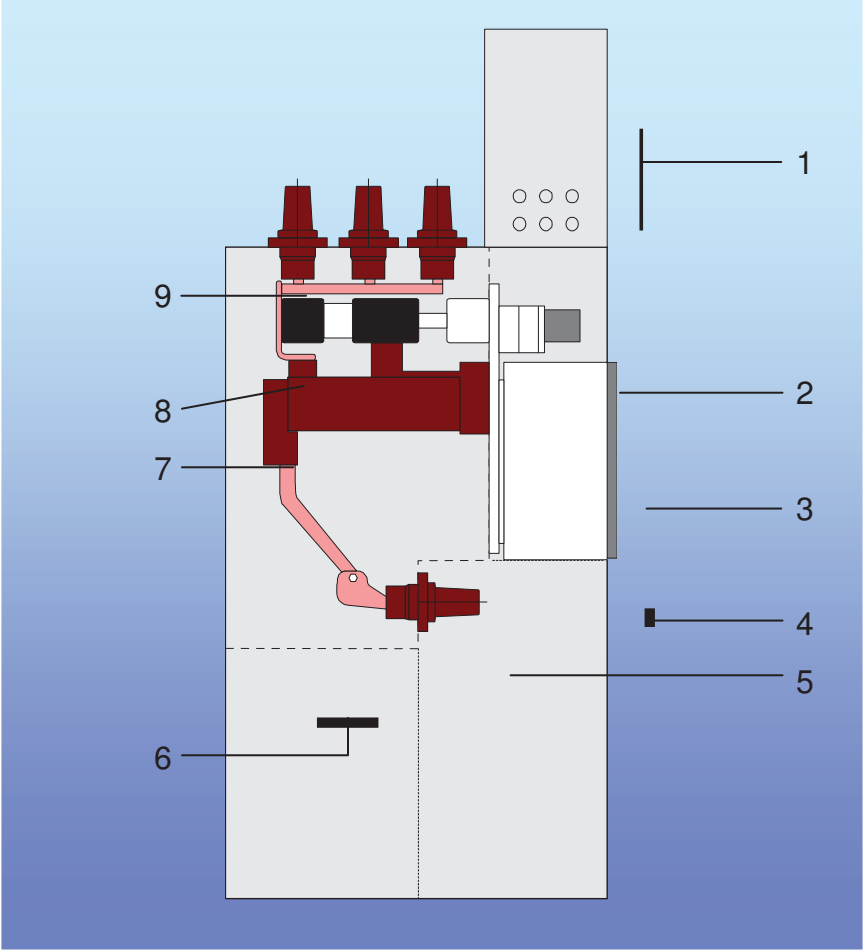
- Interruptor de 630A o **1250A** VD4
- Posibilidad de Recierre
- Posibilidad de aplicaciones de Transferencia Automática entre dos Entradas
- Posibilidad de utilizar sensores de Corriente y Tensión
- Desconectador / Puesta a Tierra con operación Manual o Motorizada
- Dimensiones: 696x800x1806

kV	12	24
A	630/1250	630/1250
kA	25 - 1s	20 - 3s
kA	20 - 3s	

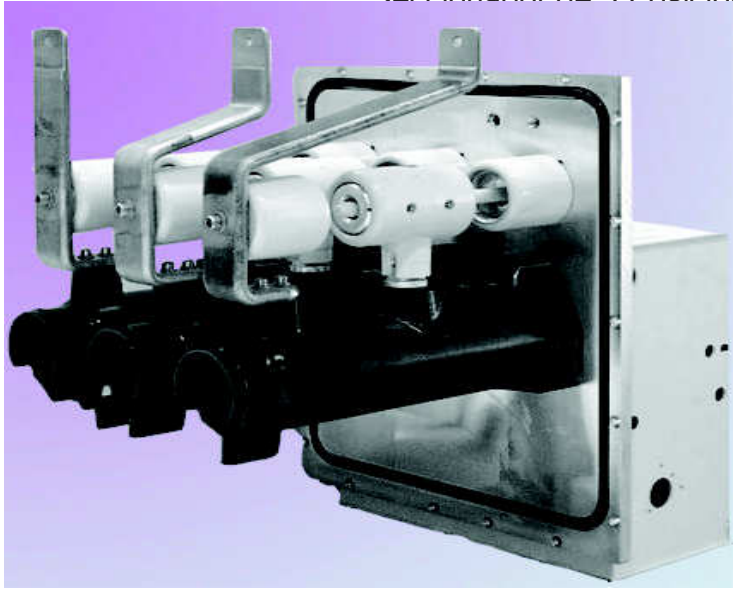


**ABB**

# CB – Interruptor VD4

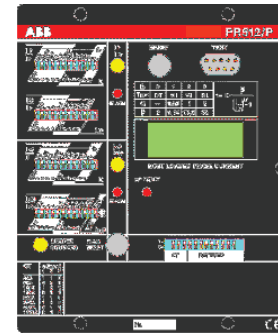
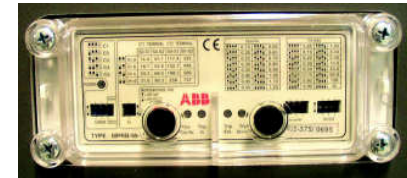


- 1 Bahía de Control
- 2 Mecanismo de Seccionador de 3 Posiciones
- 3 Mecanismo de Interruptor
- 4 Conectores para Medición Capacitiva de Tensión
- 5 Bushing con Sensores (630 A)
- 6 Pressure relief plate
- 7 In
- 8 Interruptor de Vacío
- 9 Seccionador de 3 Posiciones



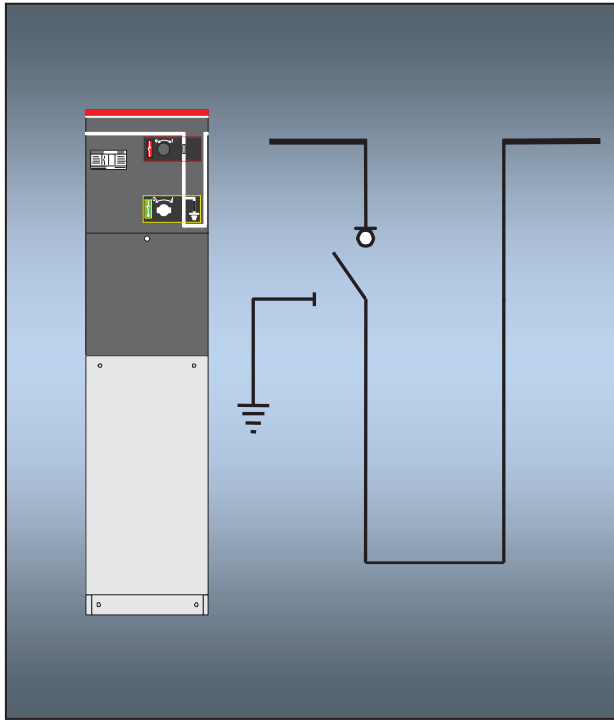
# Relays de Protección

- Relays Autoalimentados SEG, Circutor y ABB PR 512
- Relays configurables REF SafePlus, REF 541, REX entre otros
- Posibilidad de medición de corriente y tensión utilizando Combisensors





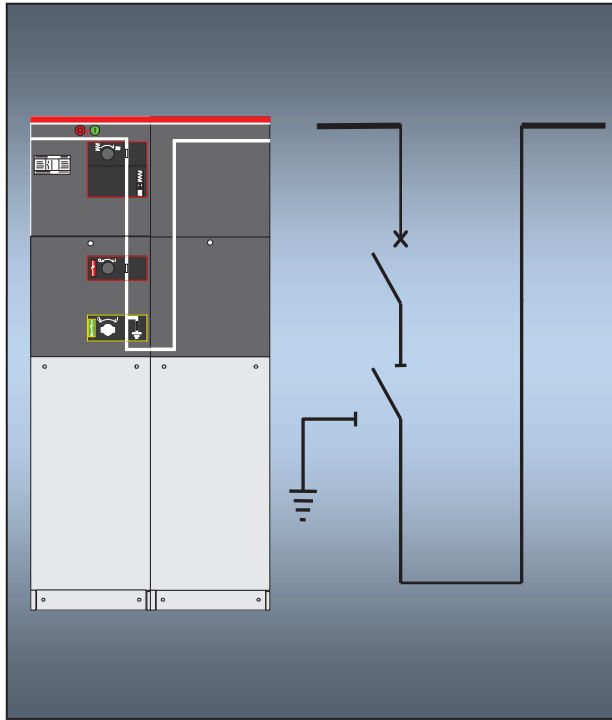
# SI – Seccionalizador



- Seccionador Bajo Carga de Tres Posiciones
- Operación Manual o Motorizada
- Dimensiones: 650x765x1336

kV	12	24
A	630	630
kA	25 - 1s	21 - 3s
kA	21 - 3s	

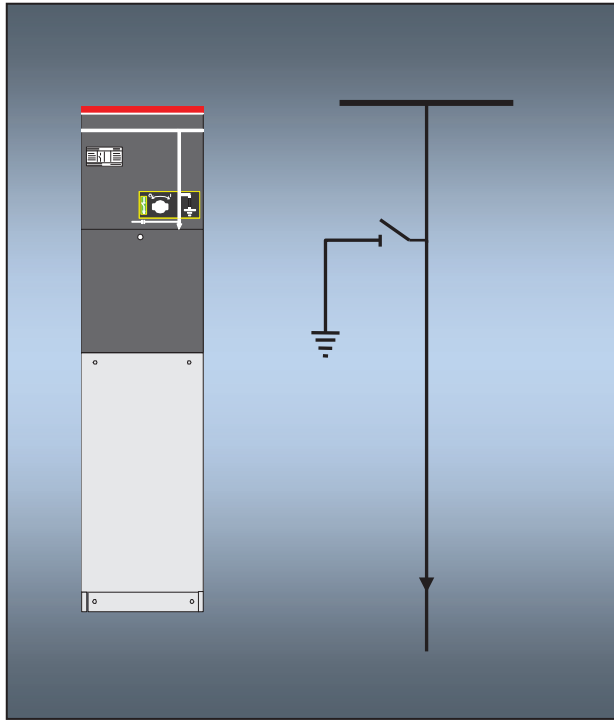
# Sv – Con Interruptor



- Interruptor de Vacío
- Dimensiones: 650x765x1336

kV	12 (15)	24
A	630	630
kA	21 - 3s	16 - 3s

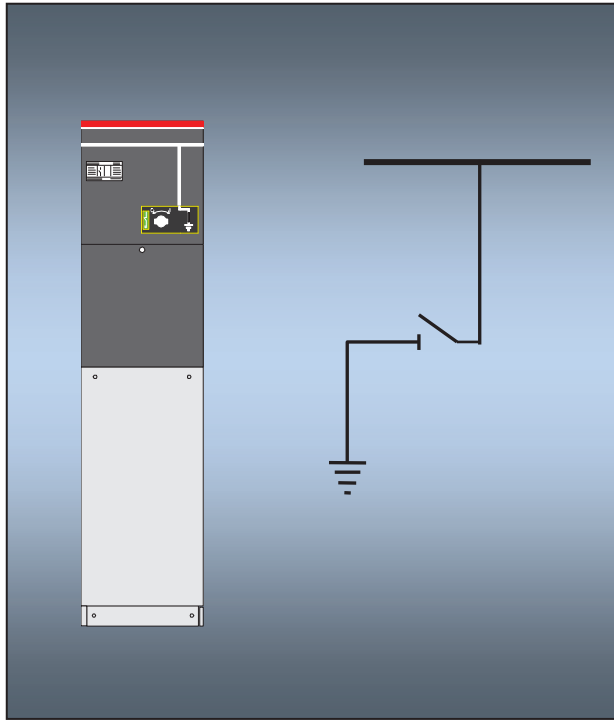
# D – Conexión Directa a Barras



- Conexión Directa a Barras
- Seccionador de Puesta a Tierra con Poder de Cierre
- Dimensiones: 325x765x1336

kV	12	24
A	630	630
kA	25 - 1s	21 - 3s
kA	21 - 3s	

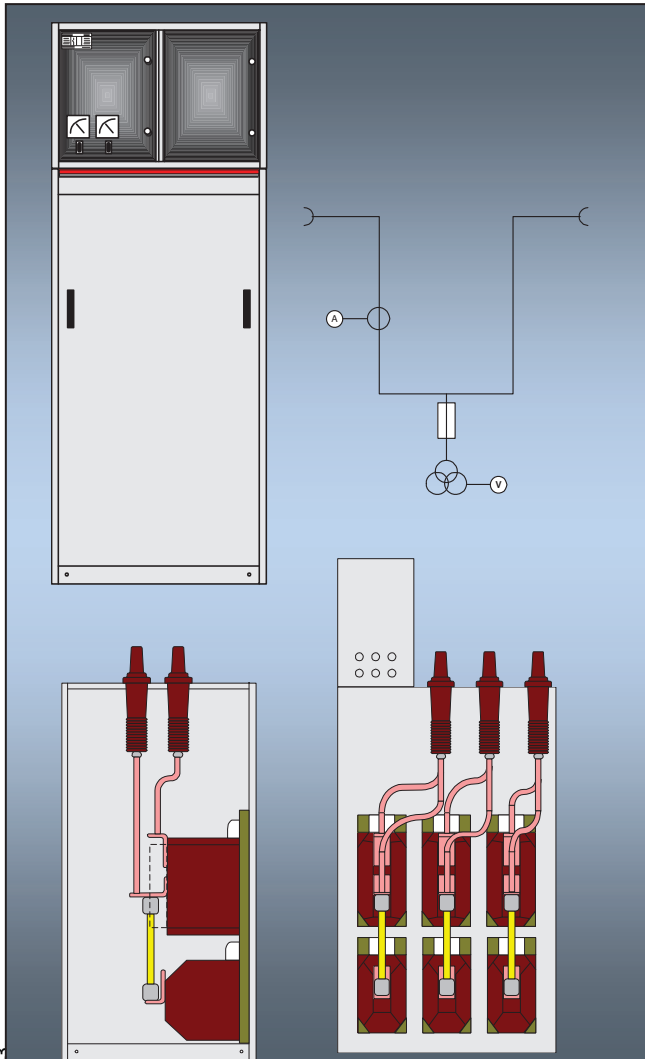
# Be – Puesta a Tierra de Barras



- Puesta a Tierra de Barras
- Seccionador de Puesta a Tierra con Poder de cierre
- Dimensiones: 325x765x1336

kV	12	24
A	630	630
kA	25 - 1s	21 - 3s
kA	21 - 3s	

# M - Medición



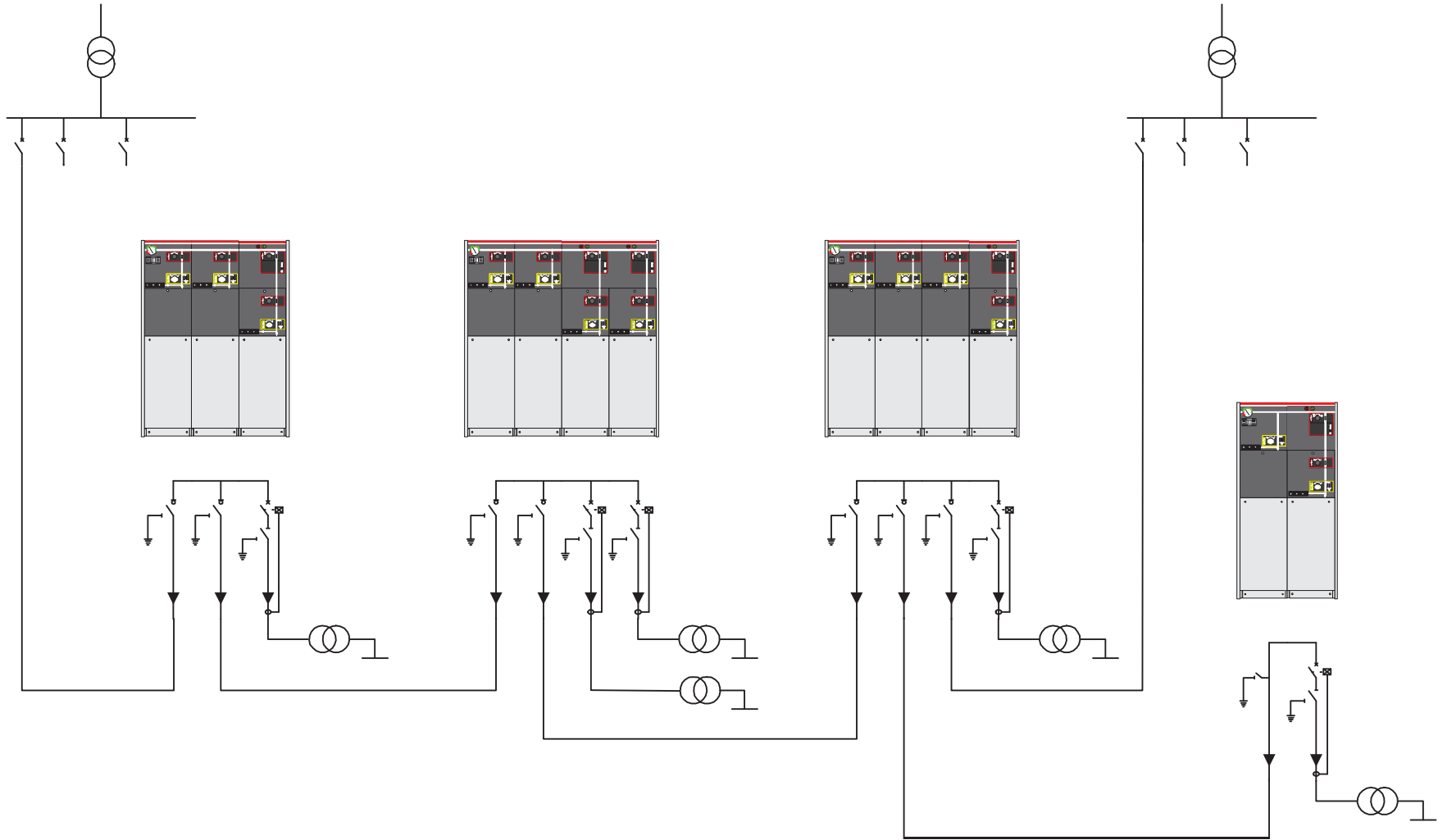
- Módulo aislado en Aire
- Ensayos de Tipo
- 2 or 3 DIN 42600 Narrow type TC's with ribs.
- 3 pcs. DIN 42600 Narrow type TV monofásicos
- Fusibles en el Primario de TV (opcional)
- Dimensiones: 696x765x1336

kV	12	24
A	630	630
kA	25 - 1s	21 - 3s
kA	21 - 3s	

# Resumen Características Técnicas

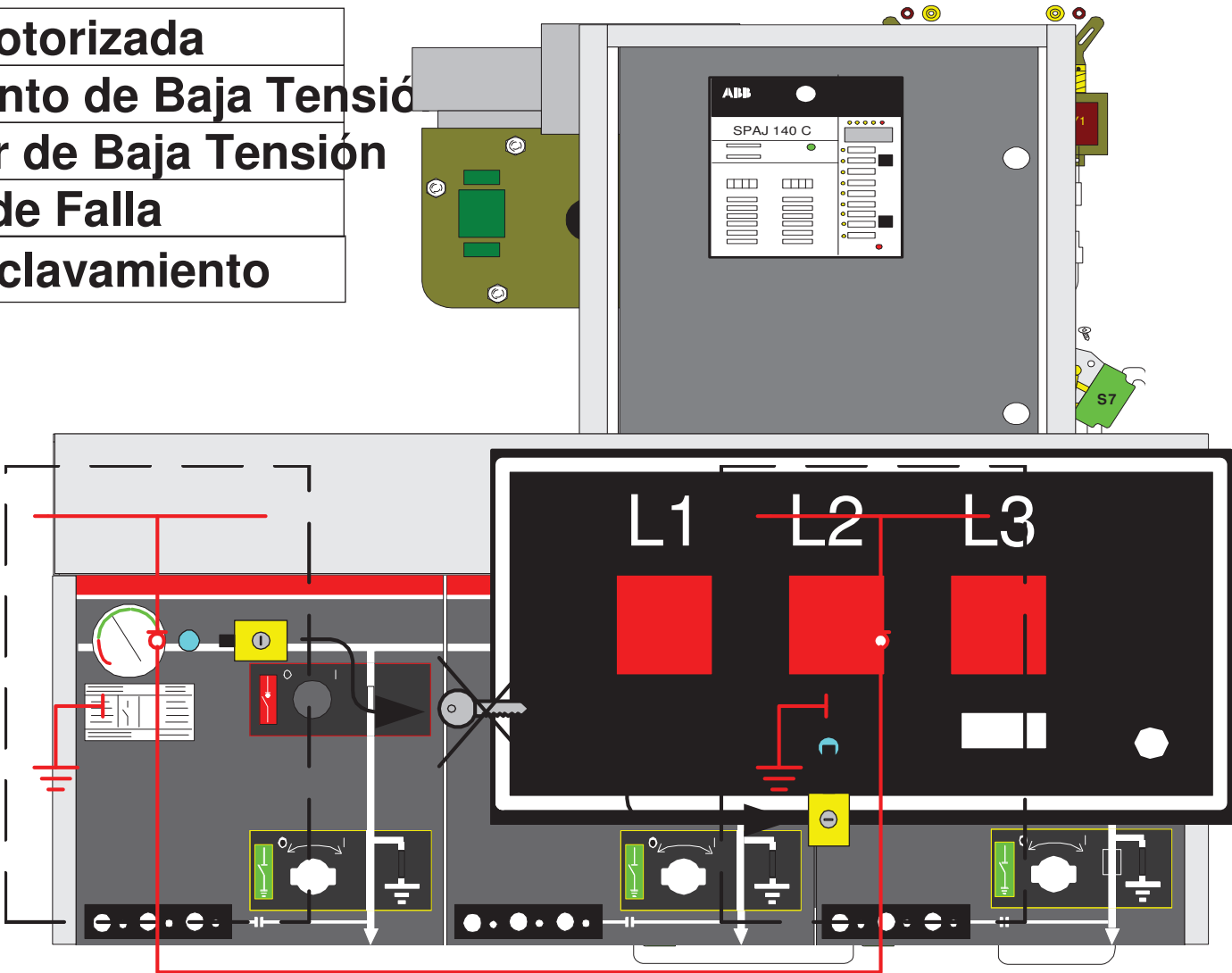
	C	F	V	CB
	Cable switch	Switch fuse	Vacuum circuit breaker	Interruptor
<b>Tensión [kV]</b>	12/15/17,5/24	12/15/17,5/24	12/15/17,5/24	12/17,5/24
<b>Corriente de Barras [A]</b>	1250	1250	1250	1250
<b>Corriente [A]</b>	630	200	200/630	630/1250
<b>Short circuit current 1 sec [kA]</b>	21/21/21/21	Limitado por fusibles	21/21/16/16	25/20/20

# SafeRing – Soluciones para Redes en Anillo



# Accesorios

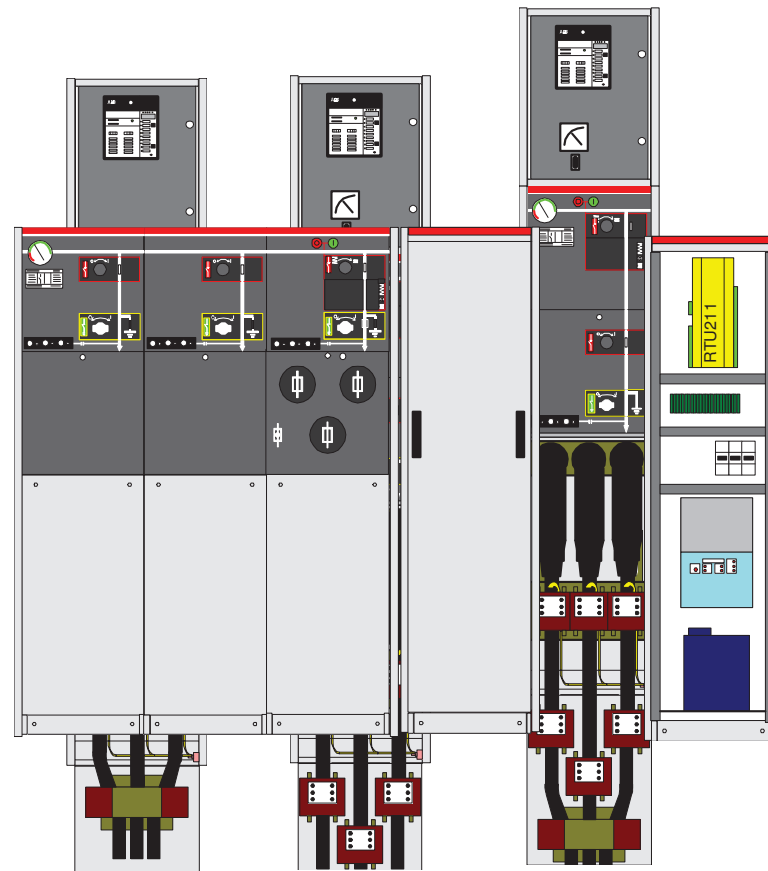
- Operación Motorizada
- Compartimiento de Baja Tensión
- Caja superior de Baja Tensión
- Indicadores de Falla
- Llaves de Enclavamiento





# Accesorios

**Zócalo Inferior Grande**  
**Zócalo Inferior Chico**  
**Módulo de Soporte**



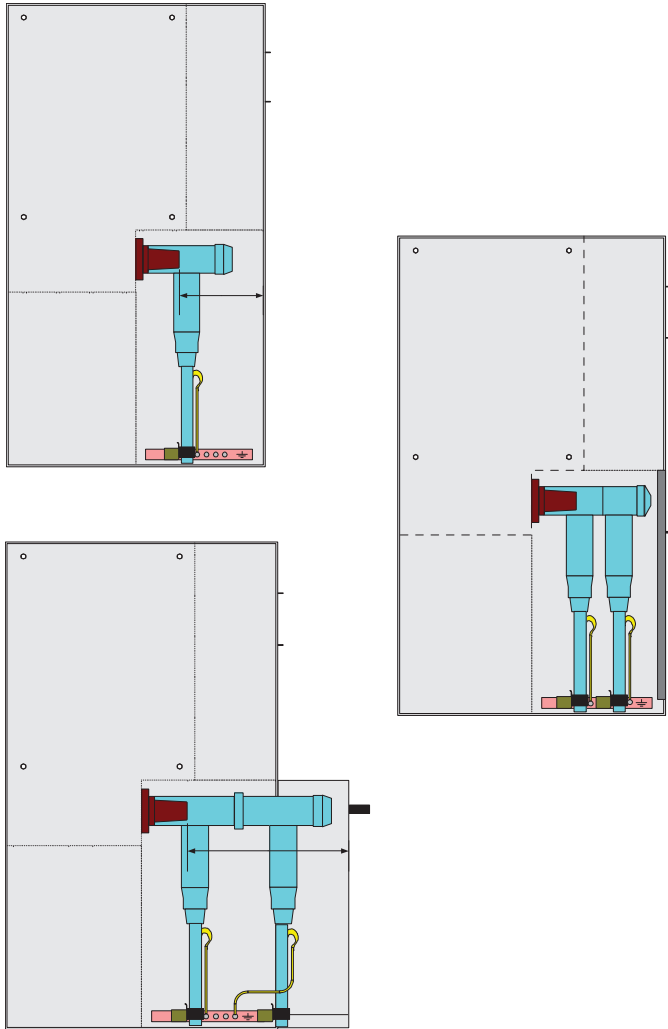
# Control Remoto y Monitoreo

## Solución con RTU:

- RTU211: 16DI, 8DO, 6AI, 24-110VDC
- Adicionales I/O: 16DI (opcionales)
- Cargador de Baterías (110 or 220VAC/24VDC)
- Baterías 2x12VDC (20Ah)
- Comunicación
  - Modem
  - RS-232



# Conectores de Cables



- Acceso Frontal
- Conectores Dobles
- Posibilidad de Conectar Descargadores de Tensión
- Alternativa de Compartimiento de Cables Arc a prueba de arco interno

# Opcion con de I ablero con Barras Exteriores

**Fácil**

**Simple**

**Confiable**

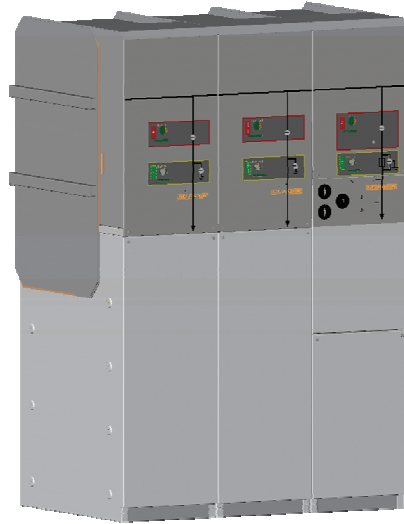
**Sellado**

**Seguro**

**Completo**



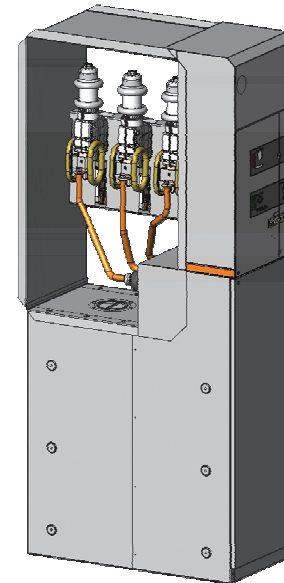
# SafeRing 36kV



**Nuevo Módulo**

# SafePlus 36kV

- Modulos con Seccionador y Seccionador Fusible
- Flexible y Modular
- Módulos de 425x900x1930 mm

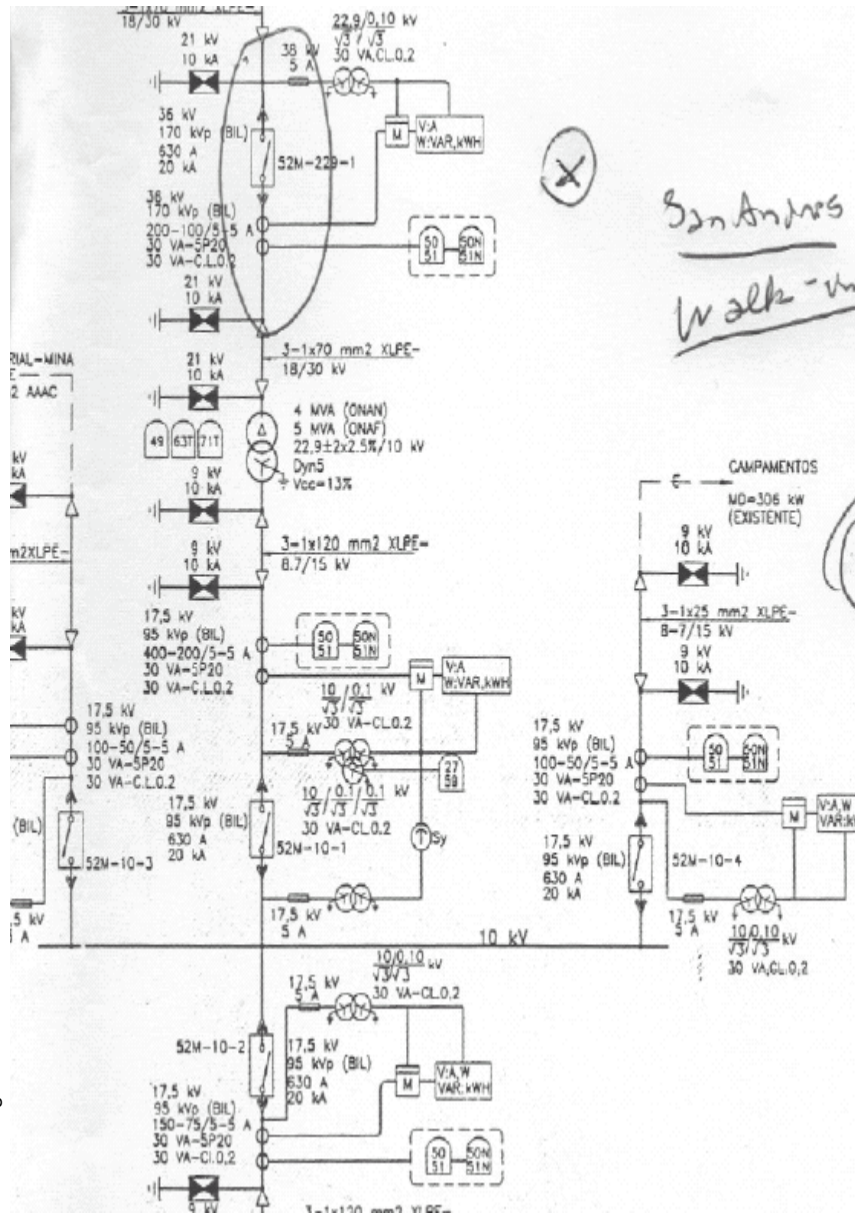


**ABB**

# SafeRing 36 kV- Datos Técnicos

		C-module		F-module	
		Switch	Earthing	Switch	Earthing
		Disconnecter	Switch	Disconnecter	Switch
* 40 kV on request					
** Prospektive current only – actual current limited by HRC fuse					
Tensión Nominal	kV	36*	36*	36*	36*
Ensayo a Frecuencia Industrial	kV	70	70	70	70
BIL	kV	170	170	170	170
Corriente Nominal	A	630		200	
Poder de Cierre	kA	50	50	50**	2,5 / 2,5
Cortocircuito 3 segundo	kA	16	16		
Arco Interno 1 segundo	kA	20		20	
Temperatura de Operación	Cel.	-25 - +40	-25 - +40	-25 - +40	-25 - +40

# Caso Práctico – Proyecto Minero en Peru



- Proyecto Minera Horizonte – Peru – Requerimientos Originales del Cliente

- Instalación 3300 msnm, Gran Contaminación de Polvo (IP 51), Subestación Compacta en Sala Eléctrica

- Dos Celdas de 22,9 kV, 20 kA aisladas en aire (Entrada más Salida con Interruptor Extraíble y medición de tensión)

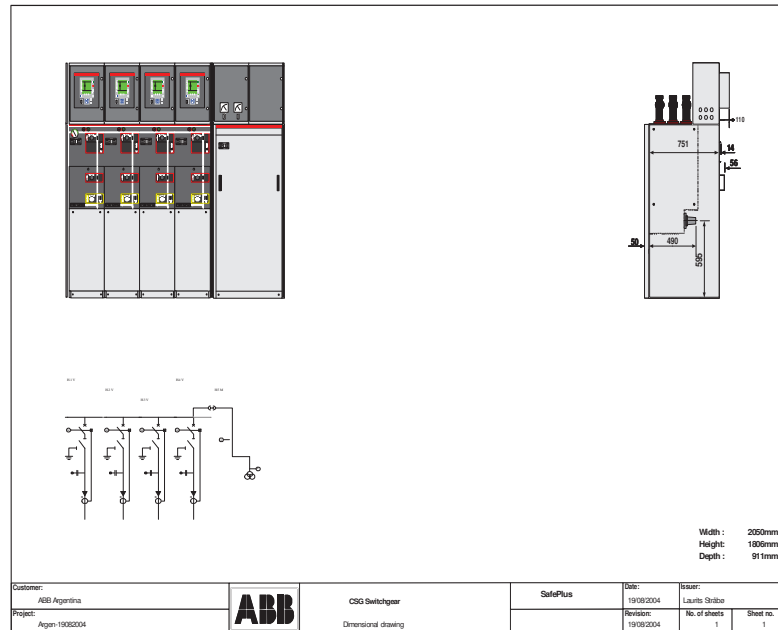
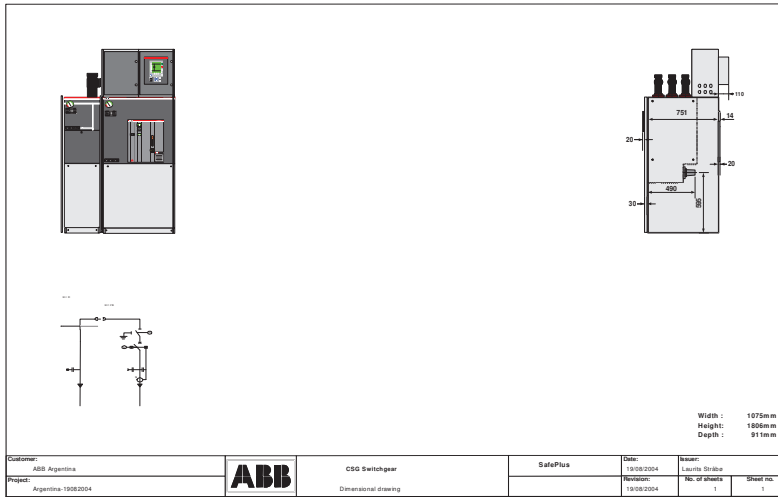
- BIL 125 kV a 3200 msnm ( $125 \text{ kV} \times 1.33 = 166.25 \text{ kV}$  a nivel del mar => Clase 36 kV)

- Cuatro Celdas de 10 kV, 20 kA con Interruptor con Medición de Tensión comercial 0.2s en barras

- BIL 75 kV a 3200 msnm ( $75 \text{ kV} \times 1.33 = 99.75 \text{ kV}$  a nivel del mar => Clase 24 kV)

- Contenedor de 6700x 4000 x 2500 (medidas Interiores)

# Caso Práctico – Proyecto Minero en Peru



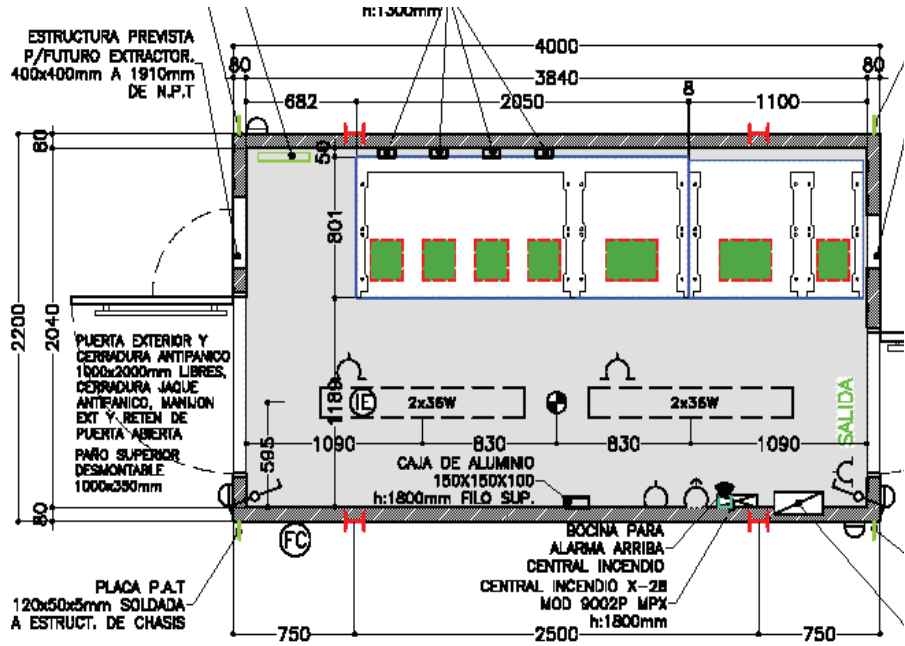
- Solución Alternativa con Safeplus
- Dos Celdas de 24 kV, 20 kA (BIL 125kV) DCB con sensores de tensión y Corriente
- Cuatro Celdas de 12 kV (BIL 75 kV), 20 KA con Interruptor con Medición de Tensión comercial 0.2s en barras VVVVM
- Contenedor de 4000x 2200 x 2000 (medidas Interiores)

- Ventajas para el Cliente:
- Inmunidad hacia el ambiente agresivo
- No aplicación del derating por altura, Tableros diseñados para Tensión Nominal
- Reducido Tamaño del Shelter (Ventajas para el transporte Vial)
- Mayor Vida útil (Partes bajo tensión en atmósfera inerte)
- Facilidad de Operación
- Reducción de 15 % en el Precio





# Caso Práctico – Proyecto Minero en Peru



# Caso Práctico – Proyecto Minero en Peru





# Transformadores de distribución tipo seco encapsulados al vacío

Serie **hi-T**<sup>180</sup>



**ABB**

# hi-T<sup>180</sup> Transformador

## ...un líder en su categoría

Existen más de 100.000 transformadores secos funcionando en todo el mundo, fabricados en plantas especialmente dedicadas a ello, lo que supone una capacidad productiva mayor que la competencia, teniendo esto en cuenta, se puede afirmar que en ABB somos líderes en tecnología, contando con amplia experiencia en la aplicación de los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB.

**hi-T<sup>180</sup>** es un nuevo concepto de transformador de distribución tipo seco encapsulado al vacío desarrollado para ser el líder del mercado. La excelente combinación de un diseño compacto y un aislamiento mejorado hace del **hi-T<sup>180</sup>** la elección más adecuada para la mayoría de las aplicaciones.

## El nivel de descarga parcial más bajo

Los transformadores de tipo seco **hi-T<sup>180</sup>** se han diseñado de acuerdo con las últimas normas vigentes europeas, EN 60076-11 (2004), que requieren un nivel de prueba máximo de descarga parcial de 10 pC. Desde 1983, todas las unidades fabricadas por ABB son sometidas a pruebas de descarga parcial. 100% de los transformadores analizados muestran niveles inferiores a 10 pC alcanzando valores inferiores a 5 pC en el 90% de los casos.

## Ampliamente reconocido y acreditado

### Certificaciones

- ISO 9001:2000
- ISO 14001
- UNE-EN-ISO /IEC 17025

### Clases

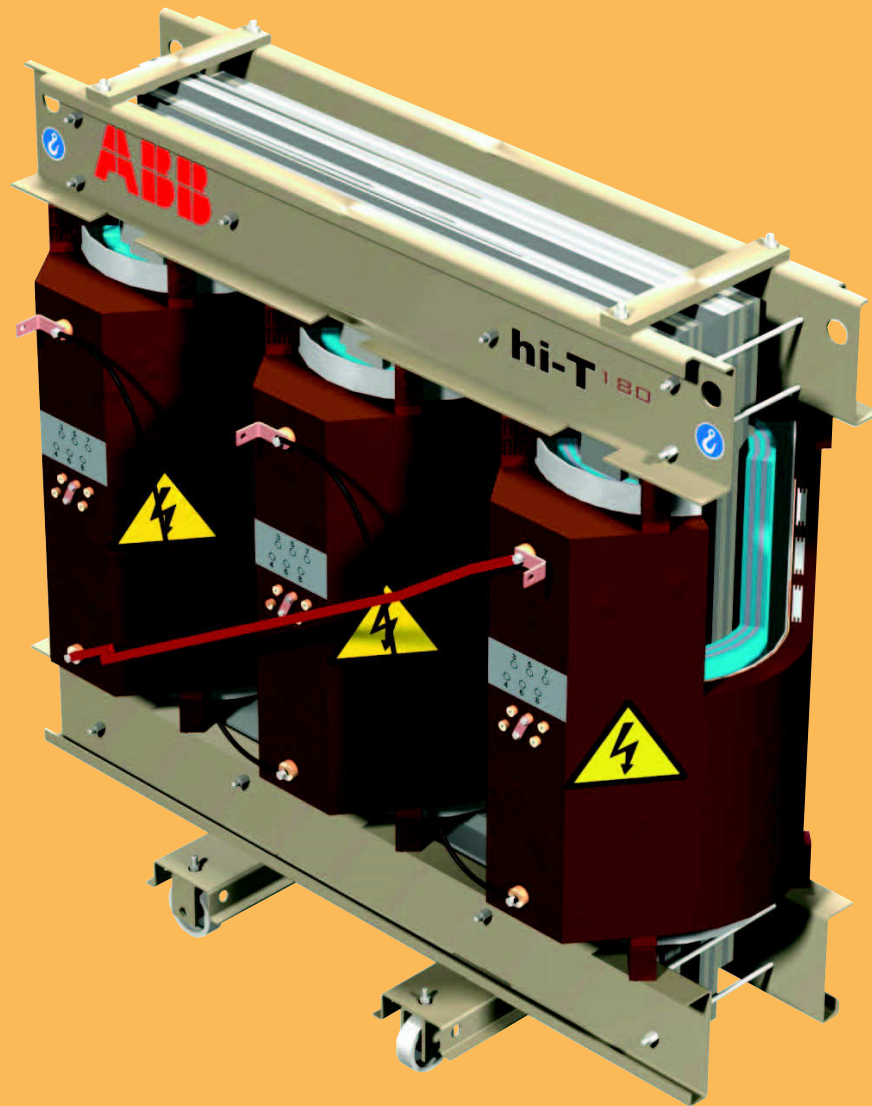
- Certificado E2 "Condensación y humedad"
- Certificado C2 "Climático"
- Certificado F1 "Comportamiento frente al fuego"

## El laboratorio de pruebas más fiable

Nuestro laboratorio de pruebas está certificado conforme a la norma UNE-EN-ISO /IEC 17025:2000. Esta acreditación confiere a la compañía certificada la autoridad para actuar como laboratorio oficial independiente para realizar las pruebas que considere oportunas así como publicar los correspondientes informes de prueba como tercera parte. Se trata de un servicio único que sólo proporciona ABB puesto es el único fabricante de transformadores que ha conseguido la certificación conforme a esta norma, y eso garantiza que nuestros productos son sometidos a los procesos de control más estrictos.

+ + + dimensiones

# ador de superior aislamiento



reducidas + + + peso ligero + + + aislamiento

## Aislamiento superior

Los transformadores de tipo seco **hi-T<sup>180</sup>** son fabricados con materiales de clase H en los arrollamientos de alta y baja tensión. Combina una resina de tipo superior con altas propiedades mecánicas y dieléctricas, así como aislamientos eléctricos de última generación. Estos proporcionan la capacidad para soportar calentamientos mas elevados (125 K) y las sobrecargas exigidas.



## Diseño compacto

Los transformadores de tipo seco **hi-T<sup>180</sup>** desarrollados por ABB son un concepto nuevo diseñado para conseguir una solución compacta, reduciendo el peso y las dimensiones. Esto garantiza versatilidad para cualquier tipo de instalación. Existe una gran variedad de lugares que requieren tamaños reducidos, como es el caso de los molinos de viento, subestaciones compactas y edificios públicos y de gran altura.

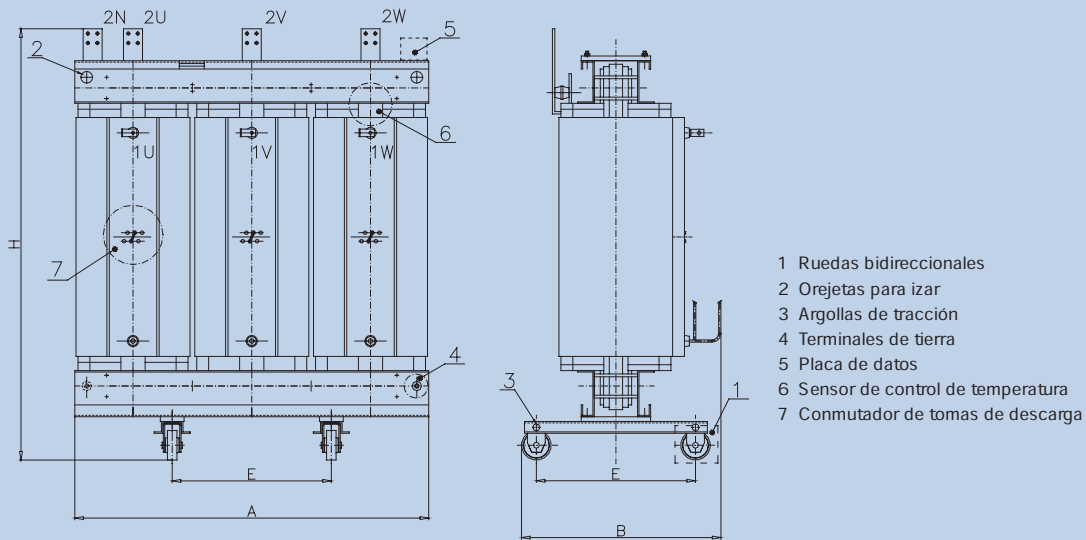


	hi-T <sup>180</sup>	Clasa F	Diferencia
Potencia nom.	1000kVA / 24 kV	1000kVA / 24 kV	
Peso (kg)	2220	2445	225
Longitud (mm)	1510	1620	110
Anchura (mm)	830	1050	220
Altura (mm)	1820	1950	130



## Listado de datos técnicos IP 00

### Dibujo acotado - Transformadores de tipo seco encapsulados al vacío ABB serie hi-T<sup>180</sup>, IP 00



- 1 Ruedas bidireccionales
- 2 Orejetas para izar
- 3 Argollas de tracción
- 4 Terminales de tierra
- 5 Placa de datos
- 6 Sensor de control de temperatura
- 7 Conmutador de tomas de descarga

#### TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 12 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr) KVA	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Pérdidas en vacío (Po) W	1200	1550	1800	2300	2500	3350	4000	5000	6400
Pérdidas de carga (Pk) 75°C W	5500	7300	9000	10500	11700	14400	16500	18900	23500
Pérdidas de carga (Pk) 120°C W	6250	8290	10178	11930	13290	16350	18200	21450	26150
Impedancia en cortocircuito %	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Nivel de potencia sonora (LWA) dB	71	72	73	74	75	77	78	80	83
Longitud (A) mm	1300	1380	1420	1470	1470	1680	1780	1850	2050
Anchura (B) mm	800	815	830	830	980	980	980	1250	1250
Altura (H) mm	1400	1530	1780	1800	2070	2240	2240	2575	2500
Peso Kg	1370	1610	1915	2130	2595	3360	3670	4755	5600
Distancia entre rodillos (E) mm	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de rodillos mm	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de rodillos (G) mm	40	40	40	40	70	70	70	70	70

#### TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO (Um) 24 kV

POTENCIA NOMINAL (Sr) KVA	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Pérdidas en vacío (Po) W	1350	1800	2050	2450	2650	3550	4800	5200	7500
Pérdidas de carga (Pk) 75°C W	6000	7900	10400	11200	13600	16000	18400	20900	25000
Pérdidas de carga (Pk) 120°C W	6820	8970	11810	12720	15450	18180	20900	23750	27800
Impedancia en cortocircuito %	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Nivel de potencia sonora (LWA) dB	72	73	74	75	76	77	78	80	83
Longitud (A) mm	1360	1390	1420	1510	1540	1660	1750	1880	2150
Anchura (B) mm	805	815	815	830	955	970	1050	1130	1250
Altura (H) mm	1380	1520	1760	1820	2000	2170	2325	2490	2550
Peso Kg	1270	1665	1935	2220	2620	3325	3975	4780	5915
Distancia entre rodillos (E) mm	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070
Diámetro de rodillos mm	125	125	125	125	200	200	200	200	200
Anchura de rodillos (G) mm	40	40	40	40	70	70	70	70	70





**ABB Power Technologies Management Ltd.  
Transformers**

Affolternstrasse, 44  
8050 Zurich  
Switzerland

[www.abb.com/transformers](http://www.abb.com/transformers)  
e-Mail: [info@abb.com](mailto:info@abb.com)

**Nota:**

Nos reservamos el derecho de hacer modificaciones técnicas o de modificar el contenido de este documento sin notificación previa. Respecto a órdenes de compra, prevalecerán los datos acordados.

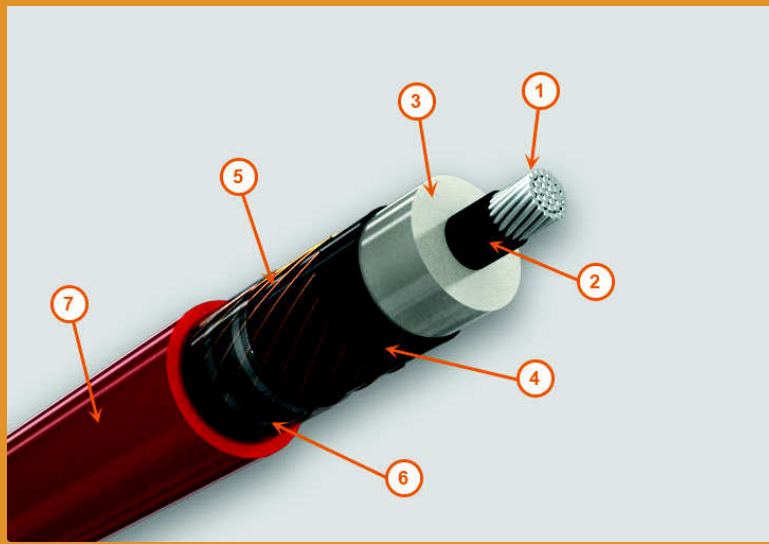
ABB no acepta ninguna responsabilidad por posibles errores o falta de información en este documento.

Nos reservamos todos los derechos de este documento y sobre la materia e ilustraciones contenidas en dicho documento. Cualquier reproducción total o parcial se prohíbe sin previo consentimiento escrito de ABB.

Copyright© 2005 ABB

Todos los derechos reservados.

**CABLE VULCANEL 2000<sup>M.R.</sup> PARA AMBIENTES SECOS CON AISLAMIENTO DE XLP  
100% NIVEL DE AISLAMIENTO DE 5kV A 35kV CONDUCTOR DE ALUMINIO  
SELLADO Y CUBIERTA DE PVC**



### Descripción:

- 1.- Conductor de aluminio redondo compacto, sellado contra la penetración longitudinal de agua.
- 2.- Pantalla semiconductora extruida sobre el conductor. \*
- 3.- Aislamiento de XLP (Polietileno de Cadena Cruzada ).\*
- 4.- Pantalla semiconductora extruida sobre aislamiento. \*
- 5.- Pantalla metálica de alambres de cobre suave aplicados helicoidalmente.
- 6.- Cinta separadora no higroscópica.
- 7.- Cubierta exterior de PVC (Policloruro de vinilo) en color rojo.

\*Nota: Aislamiento y pantallas semiconductoras fabricados por el proceso de triple extrusión real con curado en seco, el cual mejora notablemente las características eléctricas e incrementa la vida del cable.

### Propósito:

- Acometida
- Circuitos de distribución

### Propiedades:

- Alta rigidez dieléctrica
- Alta rigidez dieléctrica al impulso
- Bajas pérdidas dieléctricas
- Buena resistencia a agentes químicos
- Buena resistencia a grasas
- Buena resistencia a la abrasión
- Buena resistencia a la humedad
- Buena resistencia a la intemperie
- Buena resistencia al aceite
- Buena resistencia al calor
- Buena resistencia al ozono
- Excelente resistencia a la penetración longitudinal de agua en el conductor
- Fácil retiro de la pantalla semiconductora
- Triple extrusión real y curado en seco

### Características Especiales:

#### Normas:

- NRF 024-CFE

#### Tensión:

- 5 kV
- 15 kV
- 25 kV
- 35 kV

#### Temperatura:

- normal 75°C
- sobrecarga 130°C
- cortocircuito 250°C

#### Tipo de Instalación:

- Ductos subterráneos

### Material de Aislamiento:

- Polietileno de cadena cruzada (XLP)

### Cubierta Externa del Cable:

- Policloruro de Vinilo (PVC)

### Certificado de calidad:

- Sistema de calidad ISO 9001:2008 certificado por Underwriters Laboratories (UL)

### Certificación Productos:

- Constancia de Aceptación de Prototipos. LAPEM-CFE
- Constancia de Calificación de Proveedor. LAPEM-CFE

### Otros datos para pedido:

- Cable Vulcanel 2000<sup>M.R.</sup> para ambientes secos con aislamiento de XLP 100% N.A., tensión entre fases, con conductor de aluminio redondo compacto, calibre o área del conductor, pantalla de alambres de cobre, cubierta de PVC, fabricado de acuerdo a la especificación NRF-024-CFE, número de producto y longitud de tramos.

**CABLE VULCANEL 2000<sup>M.R.</sup> PARA AMBIENTES SECOS CON AISLAMIENTO DE XLP 100% NIVEL DE AISLAMIENTO DE 5kV A 35kV CONDUCTOR DE ALUMINIO SELLADO Y CUBIERTA DE PVC**



Número de producto	Tension de Operacion (V)	Calibre (AWG-kcmil)	Área de la sección transversal (mm <sup>2</sup> )	Número de alambres del conductor	Diámetro del conductor (mm)	Espesor nominal del aislamiento (mm)	Diámetro nominal sobre aislamiento (mm)	Número de alambres de la pantalla metálica	Calibre de los alambres de la pantalla metálica (awg)	Área de la sección transversal de la pantalla metálica (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior nominal (mm)	Peso nominal del cable (kg/km)	Empaque	Tramo
31010201GA	5 000	4	21.16	7	5.45	2.30	11.28	7	22	2.33	17.91	342	CARRETE	*
31010201HA	5 000	2	33.64	7	6.86	2.30	12.69	10	22	3.33	19.32	418	CARRETE	*
31010201AA	5 000	1/0	53.48	19	8.64	2.30	14.47	10	22	3.33	21.10	513	CARRETE	*
31010201BA	5 000	3/0	85.03	19	10.89	2.30	16.71	10	22	3.33	24.42	715	CARRETE	*
31010201CA	5 000	250	126.68	37	13.29	2.30	19.36	14	22	4.66	27.07	917	CARRETE	*
31010201DA	5 000	300	152.01	37	14.55	2.30	20.63	14	22	4.66	28.34	1 021	CARRETE	*
310102016A	5 000	350	177.35	37	15.71	2.30	21.79	14	22	4.66	29.50	1 123	CARRETE	*
310102017A	5 000	500	253.35	37	18.74	2.30	24.81	14	22	4.66	32.52	1 415	CARRETE	*
310102018A	5 000	750	380.03	61	23.14	2.30	29.48	18	22	5.99	37.79	1 969	CARRETE	*
310102019A	5 000	1000	506.70	61	26.72	2.30	33.05	18	22	5.99	41.37	2 429	CARRETE	*
310102001A	15 000	2	33.64	7	6.86	4.45	17.11	12	22	3.99	24.76	640	CARRETE	*
310102002A	15 000	1/0	53.48	19	8.64	4.45	18.89	12	22	3.99	26.54	751	CARRETE	*
31010201WB	15 000	1/0	53.48	19	8.64	4.45	18.89	12	22	3.99	26.54	751	CARRETE	500 m
310102022B	15 000	1/0	53.48	19	8.64	4.45	18.89	12	22	3.99	26.54	751	CARRETE	1000 m
310102021B	15 000	3/0	85.03	19	10.89	4.45	21.13	12	22	3.99	28.78	911	CARRETE	1000 m
310102012B	15 000	3/0	85.03	19	10.89	4.45	21.13	12	22	3.99	28.78	911	CARRETE	500 m
310102003A	15 000	3/0	85.03	19	10.89	4.45	21.13	12	22	3.99	28.78	911	CARRETE	*
310102004A	15 000	250	126.68	37	13.29	4.45	23.78	16	22	5.33	31.43	1 131	CARRETE	*
310102005A	15 000	300	152.01	37	14.55	4.45	25.05	16	22	5.33	32.70	1 243	CARRETE	*
310102006A	15 000	350	177.35	37	15.71	4.45	26.21	16	22	5.33	34.47	1 392	CARRETE	*
310102007A	15 000	500	253.35	37	18.74	4.45	29.24	16	22	5.33	37.49	1 707	CARRETE	*
31010201XB	15 000	500	253.35	37	18.74	4.45	29.24	16	22	5.33	37.49	1 707	CARRETE	500 m
310102008A	15 000	750	380.03	61	23.14	4.45	33.90	20	22	6.66	42.15	2 254	CARRETE	*

**CABLE VULCANEL 2000<sup>M.R.</sup> PARA AMBIENTES SECOS CON AISLAMIENTO DE XLP 100% NIVEL DE AISLAMIENTO DE 5kV A 35kV CONDUCTOR DE ALUMINIO SELLADO Y CUBIERTA DE PVC**

Número de producto	Tensión de Operación (V)	Calibre (AWG-kcmil)	Área de la sección transversal (mm <sup>2</sup> )	Número de alambres del conductor	Diámetro del conductor (mm)	Espesor nominal del aislamiento (mm)	Diámetro nominal sobre aislamiento (mm)	Número de alambres de la pantalla metálica	Calibre de los alambres de la pantalla metálica (awg)	Área de la sección transversal de la pantalla metálica (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior nominal (mm)	Peso nominal del cable (kg/km)	Empaque	Tramo
310102009A	15 000	1000	506.70	61	26.72	4.45	37.47	20	22	6.66	47.44	2 932	CARRETE	*
31010200AA	25 000	1/0	53.48	19	8.64	6.60	23.30	14	22	4.66	30.89	961	CARRETE	*
31010201YB	25 000	1/0	53.48	19	8.64	6.60	23.30	14	22	4.66	30.89	961	CARRETE	500 m
31010200BA	25 000	3/0	85.03	19	10.89	6.60	25.54	14	22	4.66	33.14	1 135	CARRETE	*
31010200CA	25 000	250	126.68	37	13.29	6.60	28.20	18	22	5.99	36.40	1 414	CARRETE	*
31010200DA	25 000	300	152.01	37	14.55	6.60	29.46	18	22	5.99	37.66	1 536	CARRETE	*
31010200EA	25 000	350	177.35	37	15.71	6.60	30.62	18	22	5.99	38.82	1 654	CARRETE	*
31010200FA	25 000	500	253.35	37	18.74	6.60	33.65	18	22	5.99	41.85	1 990	CARRETE	*
31010200GA	25 000	750	380.03	61	23.14	6.60	38.31	22	22	7.32	48.22	2 765	CARRETE	*
31010200HA	25 000	1000	506.70	61	26.72	6.60	41.88	22	22	7.32	52.76	3 383	CARRETE	*
31010200YA	35 000	1/0	53.48	19	8.64	8.80	27.81	16	22	5.33	35.96	1 246	CARRETE	*
310102020B	35 000	1/0	53.48	19	8.64	8.80	27.81	16	22	5.33	35.96	1 246	CARRETE	500 m
31010200ZA	35 000	3/0	85.03	19	10.89	8.80	30.05	16	22	5.33	38.20	1 438	CARRETE	*
310102010A	35 000	250	126.68	37	13.29	8.80	32.70	20	22	6.66	40.85	1 696	CARRETE	*
310102011A	35 000	300	152.01	37	14.55	8.80	33.96	20	22	6.66	42.11	1 827	CARRETE	*
310102012A	35 000	350	177.35	37	15.71	8.80	35.13	20	22	6.66	44.99	2 137	CARRETE	*
310102013A	35 000	500	253.35	37	18.74	8.80	38.15	20	22	6.66	48.01	2 505	CARRETE	*
310102014A	35 000	750	380.03	61	23.14	8.80	42.81	24	22	7.99	53.64	3 231	CARRETE	*
310102015A	35 000	1000	506.70	61	26.72	8.80	46.39	24	22	7.99	57.21	3 784	CARRETE	*

**CABLE VULCANEL 2000<sup>M.R.</sup> PARA AMBIENTES SECOS CON AISLAMIENTO DE XLP 100% NIVEL DE AISLAMIENTO DE 5kV A 35kV CONDUCTOR DE ALUMINIO SELLADO Y CUBIERTA DE PVC**



**Notas:**

Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.

Para construcciones diferentes a las indicadas, favor de consultar a nuestro departamento de asesoría técnica.

\* El producto no es de stock. Se puede entregar en diferentes tramos o según norma de fabricación.

**Contenido**

<i>Descripción</i>	<i>Página</i>
<b>Electroducto de Baja Tensión</b>	
<b>Electroducto Pow-R-Way III</b>	
Descripción de Productos . . . . .	13-2
Características, Beneficios y Funciones . . . . .	13-4
Oferta de Productos . . . . .	13-4
Normas y Certificaciones . . . . .	13-4
Especificaciones de Productos . . . . .	13-5
Datos Técnicos y Especificaciones . . . . .	13-7
Dimensiones . . . . .	13-7
Selección de Productos y Precios . . . . .	13-10
<b>Electroducto Pow-R-Way</b>	
Descripción de Productos . . . . .	13-20
Normas y Certificaciones . . . . .	13-20
Especificaciones de Productos . . . . .	13-20
Datos Técnicos y Especificaciones . . . . .	13-21
Selección de Productos y Precios . . . . .	13-26
<b>Electroducto de 100 Amperes</b>	
Descripción de Productos y Descripción de Aplicaciones . . . . .	13-27
Opciones y Accesorios . . . . .	13-27
Datos Técnicos y Especificaciones . . . . .	13-27
Especificaciones de Productos . . . . .	13-28
Selección de Productos. . . . .	13-28
<b>Electroducto de Media Tensión - Bus en Fase No Segregada</b>	
Descripción de Aplicaciones . . . . .	13-29
Características, Beneficios y Funciones . . . . .	13-29
Normas y Certificaciones . . . . .	13-29
Datos Técnicos y Especificaciones . . . . .	13-30
Aeroducto . . . . .	13-34



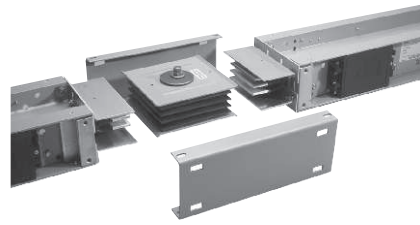
*Pow-R-Way III, Codo hacia Arriba*

**Electroducto Pow-R-Way III**

**Descripción de Productos**

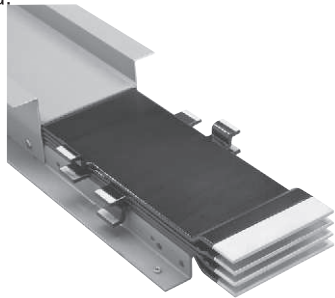
Diseños avanzados de carcazas y placas paralelas optimizan el desempeño del electroducto

Pow-R-Way III Cutler-Hammer de Eaton Corporation está construido con una carcasa ligera y duradera, extruida en aluminio de dos piezas. El diseño de carcasa no ventilada excluye puntos potenciales de penetración de humedad o polvo. Rieles para aplicaciones enchufables tienen guías de conducción de gran tamaño soldadas a través de un proceso de soldadura de alta tecnología totalmente automatizado. Este diseño extiende la superficies de contacto fuera de la carcasa de electroducto y en la salida enchufable. Los beneficios de un diseño de placas paralelas tanto para electroducto enchufable como de alimentador incluyen una coordinación mejorada y una mejor disipación de calor, una mejor sujeción y la eliminación del "efecto de chimeña."



**Ensamble de Unión para Interiores**  
**La junta de puente Pow-R-Way III Reduce el Tiempo de Instalación y Ofrece Flexibilidad para Modificaciones Futuras**

Las conexiones de junta Pow-R-Way III se elaboran con el paquete de juntas Pow-R-Bridge. Un Pow-R-Bridge se instala en cada sección de electroducto antes del embarque. Las conexiones en el sitio de la obra son rápidas efectuándose mediante la liberación del perno de unión de puente, colocando la sección siguiente en su lugar y apretando de nuevo el perno. Pernos de doble cabeza con indicación de par con etiquetas de instrucción desprendibles se proporcionan para asegurar que se logre el par de torsión de instalación apropiado. El Pow-R-Bridge ofrece un ajuste en longitud de hasta  $\pm 0.5$  pulgadas (12.7 mm) en cada junta.



*Sección en corte de electroducto enchufable*

**El Aislamiento Epóxico Proporciona un Desempeño Excepcional**

Las barras de fase y neutro están aisladas con un aislamiento epóxico, 130° C, Clase B, aplicado a través de un proceso de cama fluidificada automatizado. Esta aplicación aísla los conductores de forma precisa y controlada para asegurar una protección continua de alta de calidad. Después del proceso de aislamiento epóxico, todas las superficies de contacto son plateadas con el objeto de proporcionar una conexión extremadamente duradera.



*Junta para Esquina hacia Adelante*

**Pow-R-Way III Ofrece Opciones de Conexión a Tierra y Neutro para Cumplir con todas las preferencias y necesidades de los Clientes**

La carcasa de aluminio es listada en UL como una trayectoria de conexión a tierra 50% integral y se proporciona como un sistema de conexión a tierra económico estándar. La barra de conexión a tierra 50% interna está también disponible. En algunas aplicaciones industriales, una trayectoria de conexión a tierra mayor que 50% puede requerirse. Pow-R-Way III puede resolver este problema de manera económica a través de la combinación de la conexión a tierra de carcasa integral al 50% con una conexión a tierra integral al 50%. Para cumplir con la demanda creciente de aislamiento de conexión a tierra, Pow-R-Way III ofrece también una barra de conexión a tierra aislada 50%. Cuando los clientes están preocupados por las armónicas y el sobrecalentamiento generado por cargas no lineales, Pow-R-Way III ofrece una solución a través de una barra neutra de capacidad al 200% totalmente especificada.



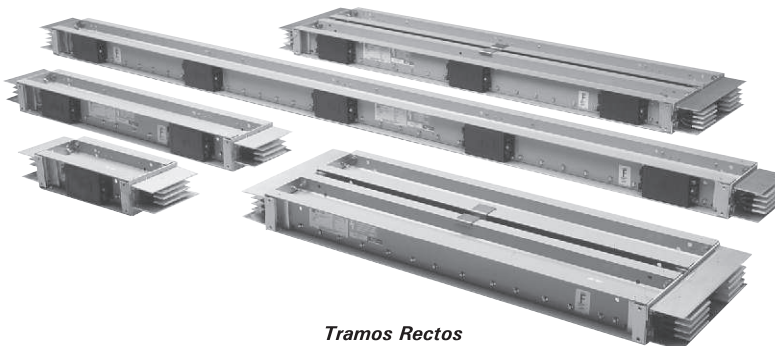
*Extremo de Junta*

**Una innovación para Ahorrar Espacio — El codo de Junta de Esquina**

La junta de esquina Pow-R-Way III combina las características del puente del Pow-R-Bridge con segmentos de codo reducidos. Debido a su diseño compacto, la junta para esquina permite disposiciones que ofrecen una utilización óptima del espacio e incrementa las aberturas disponibles para enchufar.



*Junta de Esquina hacia Arriba*



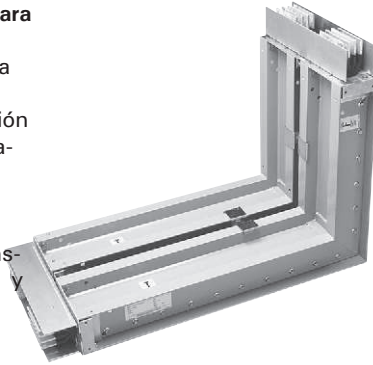
*Tramos Rectos*

Abril 2008  
Vol. 1, Ref. No. [0947]

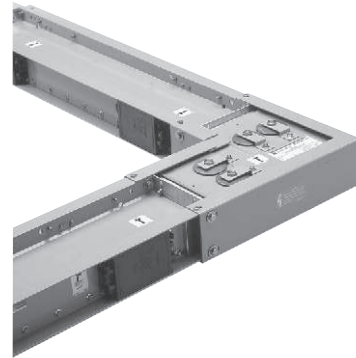
**Electroducto Pow-R-Way III**

**Un Rango Completo de Aditamentos para Aplicaciones en Interiores y Exteriores.**

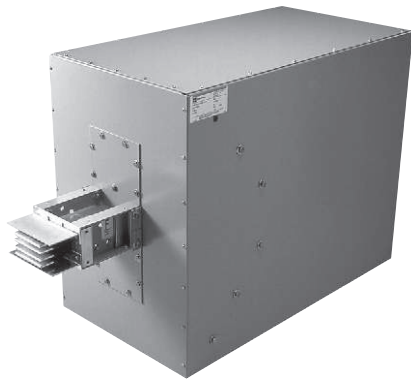
Un rango completo de aditamentos para cumplir cualquier necesidad de aplicación. Bridas, codos y cajas de derivación de cable, y terminales utilizados en tramos de electroducto básicos. Para diagramas más complejos, combinaciones de codos y piezas en forma de conexión pueden utilizarse con gargantas de transformador, bridas de bóveda, reductores y juntas de expansión.



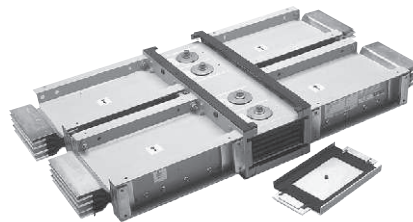
*Codo hacia Arriba*



*Junta de Esquina hacia Atrás*



*Caja de Derivación de Cable de Extremo*



*Ensamble de Juntas para Exteriores*

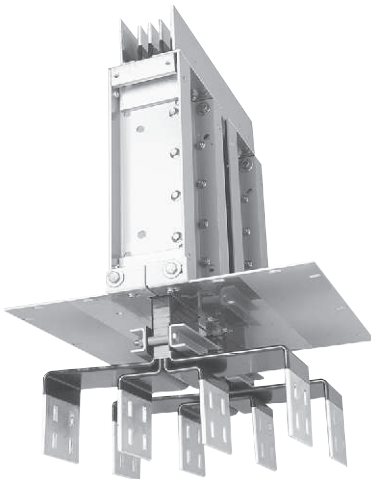
**Altas Capacidades Nominales de Cortocircuito de 6 ciclos optimizan la coordinación entre electroducto y maquinaria y cumplen con altos estándares de calidad**

Todas las capacidades nominales de Pow-R-Way III han sido probadas con estándares de 6 ciclos y han logrado una capacidad nominal mínima de 85 kA y una capacidad nominal máxima de 200 kA rms simétricos.

**13**

**Un Diseño de Conector de Bus Mejorado Facilita la Instalación y Mejora la Seguridad**

Dispositivos de Protección Enchufables Pow-R-Way III están disponibles en interruptor de circuito e interruptores de fusibles. Características estándares incluyen: gabinetes extragrandes, barras de tierra y neutro extendidas, protecciones laterales, pin de alineación de conector de bus, sujeción interna del electroducto, así como pinzas y guías mejoradas. Conectores de bus avanzados proporcionan protección, comunicación y coordinación de capacidades utilizando los componentes de Clipper Power System (TVSS), Energy Sentinel, Digitrip OPTIM, y AdvantagMotor Control.



*Brida de Switchboard Estándar*



*Unidad Enchufable*



*Instalación de Electroducto Típico (El Perno Indica el Par de Torsión)*



*Ensamble de Electroducto Final*



**Características, Beneficios y Funciones**

Pow-R-Way III Ofrece una Línea Completa de Electroducto de Baja Tensión para Satisfacer las Necesidades del Mercado Global

Cutler-Hammer de Eaton ha combinado los requisitos de NEMA, UL y CSA en un diseño para presentar un producto de clase mundial en Pow-R-Way III. Con características estándares que incluyen una carcasa de aluminio de dos piezas, enchufables con protección para dedos, una trayectoria a tierra integrado y altas capacidades nominales de resistencia de corto circuito de 6 ciclos, Pow-R-Way III ofrece un sistema de electroducto que puede ser utilizado en una amplia gama de aplicaciones industriales, comerciales e institucionales a nivel mundial.

**Oferta de Productos**

**■ Electroducto Enchufable**

Secciones rectas de cobre de 225 a 5000A de aluminio de 225 a 4000A de electroducto enchufable están disponibles en longitudes en incremento de 2 pies (1.6 m) desde un mínimo de 2 pies (1.6 m) hasta un máximo de 10 pies (3 m). Un electroducto enchufable está también disponibles como dispositivo a prueba de aspersor.

**■ Alimentador de Electroducto**

Secciones rectas de cobre de 225 a 5000A de aluminio de 225 a 4000A de electroducto de alimentador para interiores exteriores disponibles en cualquier longitud en incremento de 1/8 pulgada (3 mm) desde un mínimo de 16 pulgadas (406 mm) hasta un máximo de 10 pies (3 m). Una amplia gama de aditamentos están disponibles en electroductos de alimentador para interiores o exteriores.

**■ Unidades Enchufables**

Una familia completa de unidades enchufables de electroducto está disponible. Unidades enchufables estándares incluyen protección con fusible o interruptor de circuito. Unidades enchufables avanzadas incluyen supresión de transitorios Clipper TVSS, comunicación IQ Energy Sentinel e interruptores OPTIM, así como contactores y arrancadores de combinación Advantage.

**Características y Beneficios de los Productos**

- La carcasa de dos piezas toda de aluminio ofrece durabilidad e integridad de producto.
- El diseño compacto y ligero resulta en una instalación fácil.

- La carcasa combinada con un diseño de cas paralelas tanto en electroducto enchufable como de alimentador contribuye a mejorar la coordinación y a unos altos valores nominales de corto circuito.

- Un proceso de aislamiento epóxico asegura una protección óptima para el conductor y sistema.

- Superficies de juntas y contactos plateadas aseguran conexiones de alta calidad.

- Procesos altamente automatizados de fabricación resultan en un producto superior.

- El paquete de juntas Pow-R-Bridge y perno que indican el par de torsión ofrecen una conexión sólida, fácil de instalar y flexible.

- Codos de juntas de esquinas contribuyen a una distribución exitosa y minimizan las limitaciones de espacio.

- Altos valores nominales de corto circuito de 6 ciclos optimizan la coordinación entre electroducto y maquinaria.

- Este diseño de producto y fabricación de clase mundial cumple con los requisitos de NEMA, CSA, Seismic e ISO.

- El diseño de electroducto enchufable y una unidad enchufable de bus mejorada facilita la instalación y mejora la seguridad.

- Opciones de neutro y tierra flexibles proporcionan soluciones para cualquier problema de aplicación.

- Una familia entera de unidades enchufables está disponible para cada necesidad de potencia.

- Conectores de bus avanzados proporcionan capacidades de protección, comunicación y coordinación.

**Capacidades de Electroducto**

- La planta de fabricación de electroducto en Greenwood, SC puede satisfacer sus requisitos de emergencia o embarque rápido con tiempos de entrega rápidos de 3 días a semanas.

- Dibujos con aprobación de cliente pueden estar disponibles en 2 días para satisfacer sus requisitos de proyecto.

- El programa Ajuste Final en Campo Cutler-Hammer de Eaton asegura una distribución precisa y permite modificaciones menores de última hora durante la instalación.

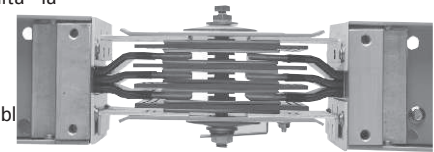
- Herramientas de sistema avanzadas incluyendo los programas Bid Manager y Pow-R-Designer™ ofrecen una información de producto rápida y precisa.

**Soporte de Producto**

- Soporte para producto de electroducto y aplicaciones está disponible con base en un equipo profesional de empleados de Cutler-Hammer de Eaton que incluye Ingenieros de Venta en campo, Ingenieros de Aplicaciones, Sistemas de Servicio de Ingeniería y los Servicios de Ingeniería de Productos de Electroductos de Greenwood.

**Información Adicional sobre Pow-R-Way III**

Datos Técnicos:	TD.42A.01B.T.E
Folleto:	B.42A.01.S.E
Electroducto vs. Cable Conducto:	SA.42A.01.S.E
Programa de Ajuste final en Campo:	SA.42A.02.S.E
Pólitica de Ventas:	25-000
Símbolo de Descuento	CE3-LV Electroducto CE4-LV Dispositivo de Electroducto



*Ensamble de Junta de Puente*

**Normas y Certificaciones**

- Pow-R-Way III cumple con los requisitos de NEMA, UL 857, CSA C22.2 No. 27-94, IEEE, ANSI, y es fabricado en una instalación certificada ISO 9002.
- Pow-R-Way III es certificado en el Código de Construcción Uniforme y el Código de Construcción de California como rebasando los requisitos de Zona 4.

Abril 2008

Vol. 1, Ref. No. [0949]

Pow-R-Way III — Especificaciones del Producto

## Especificaciones del Producto

### Capacidades Nominales

- A. El electroducto será de tipo Cutler-Hammer Pow-R-Way III por Eaton Corp.:
- [3 fases, 3 hilos]
  - [3 fases, 3 hilos con tierra de carcaza 50% y/o tierra interna 50%]
  - [3 fases, 3 hilos con tierra de carcaza 50% y/o tierra aislada 50%]
  - [3 fases, 4 hilos con neutro 100%]
  - [3 fases, 4 hilos con neutro 100%, carcaza 50% y/o tierra interna 50%]
  - [3 fases, 4 hilos con neutro 100%, carcaza 50% y/o tierra aislada 50%]
  - [3 fases, 4 hilos con neutro 200%]
  - [3 fases, 4 hilos con neutro 200%, tierra de carcaza 50%, y/o tierra interna 50%]
  - [3 fases, 4 hilos con neutro 200%, tierra de carcaza 50%, y/o tierra aislada 50%]
- con capacidades nominales de tensión y corriente según lo indicado en los dibujos de contrato.

- B. El electroducto tendrá una capacidad mínima de corto circuito de 6 ciclos de 85 kA rms simétrico para capacidades nominales hasta 800A, 100 kA rms simétricos para capacidades nominales hasta 1350A, 125 kA rms simétricos para capacidades nominales hasta 1600A, 150 kA rms simétricos para capacidades nominales hasta 2500A, y 200 kA rms simétricos para capacidades nominales hasta 5000A.

### Construcción

- A. El electroducto y aditamentos asociados consistirá de conductores de [aluminio] [cobre] totalmente encerrados en una carcaza de aluminio extruido de dos piezas. Un alimentador para exteriores alimentador para interiores y un electroducto enchufable para interiores serán intercambiables en la misma capacidad nominal sin uso de adaptadores ni placas de empalme especiales. Diseños para exteriores que requieren de adición de impermeabilizante o juntas en zona de instalación no son aceptables. Aditamentos tales como "codos, tes, bridas, etc. - serán idénticos en cuanto a uso con los tipos de electroductos de enchufe y alimen-

tación. El electroducto podrá ser **Juntas de Bus**

montado plano, en borde, o verticalmente sin desclasificación. El electroducto consistirá de secciones estándares de 10 pies (3 m) con secciones especiales y aditamentos específicos proporcionados para adecuarse a la instalación. Tramos horizontales serán adecuados para utilizar colgadores en centros máximos de 10 pies (3 m). Tramos verticales serán adecuados para montaje en centros máximos de 16 pies (4 m). Coloque un colgador para cada 10 pies (3 m) de ducto montado horizontalmente. En el caso de tramos verticales, coloque un colgador ajustable por piso.

Se fabricarán las barras conductoras a partir de [aluminio de conductividad 55%] [cobre de conductividad 98%] de alta resistencia y recubiertas adecuadamente en todas las superficies de contacto eléctrico.

Las barras conductoras serán aisladas sobre todas su longitud, excepto en superficies de contacto y juntas con un material aislante listado UL que consiste de resina epóxica aplicada por un proceso de capas. Un aislamiento con cinta o thermo-fit o cualquier otro método de aislamiento que pueda permitir la formación de espacio de aire o interrupción de aislamiento no serán aceptables.

- C. El electroducto podrá llevar la corriente especificada continuamente sin rebasar una elevación de temperatura de 55°C con base en una temperatura ambiente de 40°C.

A. Cada sección de electroducto se proporcionará completa con material de acople y cubierta. Las juntas de electroducto tendrán un diseño de puente removible, no rotatorio, de perno simple. Todas las juntas de puente se proporcionarán con pernos de junta de doble cabeza con indicación de par y rondanas Belleville. La junta de puente utilizará una tuerca de retención en el lado opuesto del perno que indica el par. El diseño de la junta de puente asegurará una instalación apropiada sin el uso de un dinamómetro y ofrecerá una indicación visual que la junta está apretada con el par de torsión apropiado. Cada junta de electroducto permitirá un ajuste de longitud mínimo de  $\pm 0.5$  pulgada (12.7 mm). La desenergización del electroducto no se requerirá para probar la seguridad de la hermeticidad de las juntas.

### Carcasas

A. La carcaza de electroducto será un diseño de dos piezas fabricado a partir de aluminio extruido. Las carcasas de dos piezas será atornillada a lo largo de la pestaña de fondo. El acabado de gabinete de electroducto será una pintura en polvo epóxica horneada gris ANSI 61 aplicada a través de un proceso electrostático

B. La carcaza de electroducto de alimentador para exteriores será idéntico a las carcasas de electroducto de alimentador para interiores, y será listado UL para uso en exteriores. El electroducto será totalmente preparado a prueba de al intemperie en la fábrica y diseñada de tal manera que se requiera solamente de cubiertas de juntas de protección para aplicaciones en exteriores.

### Electroducto Pow-R-Way III — Especificaciones del Producto

#### Electroducto Enchufable

- A. En caso requerido, el electroducto será de tipo enchufable. Un electroducto enchufable estará disponible en longitudes estándares de 2-, 4-, 6-, 8- y 10-pies con aberturas para conectar proporcionadas en ambos lados de las secciones de electroducto en centros de 2 pies (.6 m). Cubiertas montables evitarán la penetración de polvo y residuo en aberturas de conexión de contacto en el electroducto. El diseño permitirá la presencia de 10 salidas de cubierta articulada por longitud de electroducto enchufable de 10 pies (3 m). Cubiertas con aberturas para enchufar tendrán una característica de cerradura con tornillo positivo y provisiones para la instalación de sellos por parte de la compañía de suministro de energía eléctrica. Las superficies de contacto para los conectores de conector de bus serán plateadas del mismo material, espesor y capacidad nominal que las barras de conector. Las lengüetas serán soladas sobre las barras bus. Una conexión a tierra de carcasa estándar se proporcionará en cada abertura para conexión. Guías mecánicas positivas para unidades enchufables se proporcionarán en cada abertura para la alineación de las unidades y evitar una instalación inapropiada.
- B. En caso requerido, unidades enchufables de los tipos y capacidades nominales indicados en los planes y especificaciones serán suministradas. Unidades enchufables serán cerradas mecánicamente con la carcasa de electroducto para impedir su instalación o remoción cuando el interruptor se encuentra en la posición de ENCENDIDO. El gabinete en cual quier unidad enchufable efectuará una conexión a tierra positiva con la carcasa de ducto antes que los conectores hagan contacto con las barras bus. Todas las unidades enchufables estarán equipadas con una cerradura segura para evitar la abertura de la cubierta cuando el interruptor se encuentra en la posición de ENCENDIDO y evitar un apagado accidental del interruptor mientras la cubierta está abierta. Los conectores estarán equipados con un dispositivo para asegurar con candado la cubierta en estado cerrado y para asegurar con un candado el dispositivo de desconexión en la posición de APAGADO. La manija de operación y el mecanismo permanecerán en control del dispositivo de desconexión todo el tiempo, permitiendo una operación fácil desde el piso a través de una cubierta aislada o cadena. Por razones de seguridad, ninguna proyección se extenderá en la carcasa de electroducto otras que no sean los conectores enchufables. Todas las unidades enchufables serán intercambiables sin alteración ni modificación al ducto enchufable.

- C. Los conectores de tipo fusibles tendrán un interruptor de conexión rápida/desconexión rápida y portafusibles de presión positiva
- O —
- C. Los conectores de tipo interruptor de circuito tendrán una capacidad interruptiva nominal no inferior a — amperes rms simétricos o serán clasificados en serie como se muestra por otra parte en el documento de contrato y cumplirán con todos los requerimientos de UL Norma 489. Será posible incrementar la capacidad de interrupción nominal de un dispositivo enchufable de interruptor que tiene amperajes nominales hasta 400A hasta 100 kAIC a 480V CA y 200 kAIC a 240V CA cambiando el interruptor de circuito solamente y dejando intacto el gabinete. Todos los dispositivos enchufables de interruptor serán series C de tipo Cutler-Hammer.

#### Supresor de Transitorios de Tensión

- A. Proporciona una supresión de transitorios de voltaje según lo especificado en la sección 16671.

Para una especificación completa del producto en formato CSI, véase la Guía de Especificación de Producto Cutler-Hammer . . . **Sección 16466**

**Datos Técnicos y Especificaciones**

**Dimensiones — Barra Bus y Carcaza**

**Tabla 13-1.3 Hilos sin Neutro**

Amperaje Nominal		Tamaño de Barra de Fases y Neutro (Profundidad y Ancho) Pulgadas (mm)	Barras por Fase	Designación de Hilo y Tamaño de Carcaza (Ancho) Pulgadas (mm)			Figura
Cu	Al			Aterrizaje de Carcaza 50% Integral 3WH	Bus de Tierra Interno 50% 3WHG	Conexión a Tierra Aislada Interna 50% 3WI	
225	225	.25 x 1.62 (6.35 x 41)	1	4.75 x 4.38 (121 x 111)	4.75 x 4.50 (121 x 111)	114#7.75 x 4.55 (121 x 111)	A16
400	400	.25 x 1.62 (6.35 x 41)	1	4.75 x 4.38 (121 x 111)	4.75 x 4.50 (121 x 111)	114#7.75 x 4.55 (121 x 111)	A16
600	—	.25 x 1.62 (6.35 x 41)	1	4.75 x 4.38 (121 x 111)	4.75 x 4.50 (121 x 111)	114#7.75 x 4.55 (121 x 111)	A16
800	600	.25 x 1.62 (6.35 x 41)	1	4.75 x 4.38 (121 x 111)	4.75 x 4.50 (121 x 111)	114#7.75 x 4.55 (121 x 111)	A16
1000	—	.25 x 2.25 (6.35 x 57)	1	5.38 x 4.38 (137 x 111)	5.38 x 4.50 (137 x 111)	114#5.38 x 4.55 (137 x 111)	A16
1200	800	.25 x 2.75 (6.35 x 70)	1	5.88 x 4.38 (149 x 111)	5.88 x 4.50 (149 x 111)	114#5.88 x 4.55 (149 x 111)	A16
1350	1000	.25 x 3.25 (6.35 x 83)	1	6.38 x 4.38 (162 x 111)	6.38 x 4.50 (162 x 111)	114#6.38 x 4.55 (162 x 111)	A16
1600	1200	.25 x 4.25 (6.35 x 108)	1	7.38 x 4.38 (187 x 111)	7.38 x 4.50 (187 x 111)	114#7.38 x 4.55 (187 x 111)	A16
2000	1350	.25 x 5.50 (6.35 x 140)	1	8.64 x 4.38 (219 x 111)	8.64 x 4.50 (219 x 111)	114#8.64 x 4.55 (219 x 111)	A16
—	1600	.25 x 6.25 (6.35 x 159)	1	9.40 x 4.38 (239 x 111)	9.40 x 4.50 (239 x 111)	114#9.40 x 4.55 (239 x 111)	A16
2500	2000	.25 x 8.00 (6.35 x 203)	1	11.17 x 4.38 (284 x 111)	11.17 x 4.50 (284 x 111)	114#11.17 x 4.55 (284 x 111)	A16
3200	—	.25 x 4.25 (6.35 x 108)	1	16.14 x 4.38 (410 x 111)	16.14 x 4.50 (410 x 111)	114#16.14 x 4.55 (410 x 111)	A16
4000	2500	.25 x 5.50 (6.35 x 140)	1	18.64 x 4.38 (473 x 111)	18.64 x 4.50 (473 x 111)	114#18.64 x 4.55 (473 x 111)	A16
—	3200	.25 x 6.25 (6.35 x 159)	1	20.16 x 4.38 (512 x 111)	20.16 x 4.50 (512 x 111)	114#20.16 x 4.55 (512 x 111)	A16
5000	4000	.25 x 8.00 (6.35 x 203)	1	23.70 x 4.38 (602 x 111)	23.70 x 4.50 (602 x 111)	114#23.70 x 4.55 (602 x 111)	A16

**Tabla 13-24 Hilos con Neutro 100%**

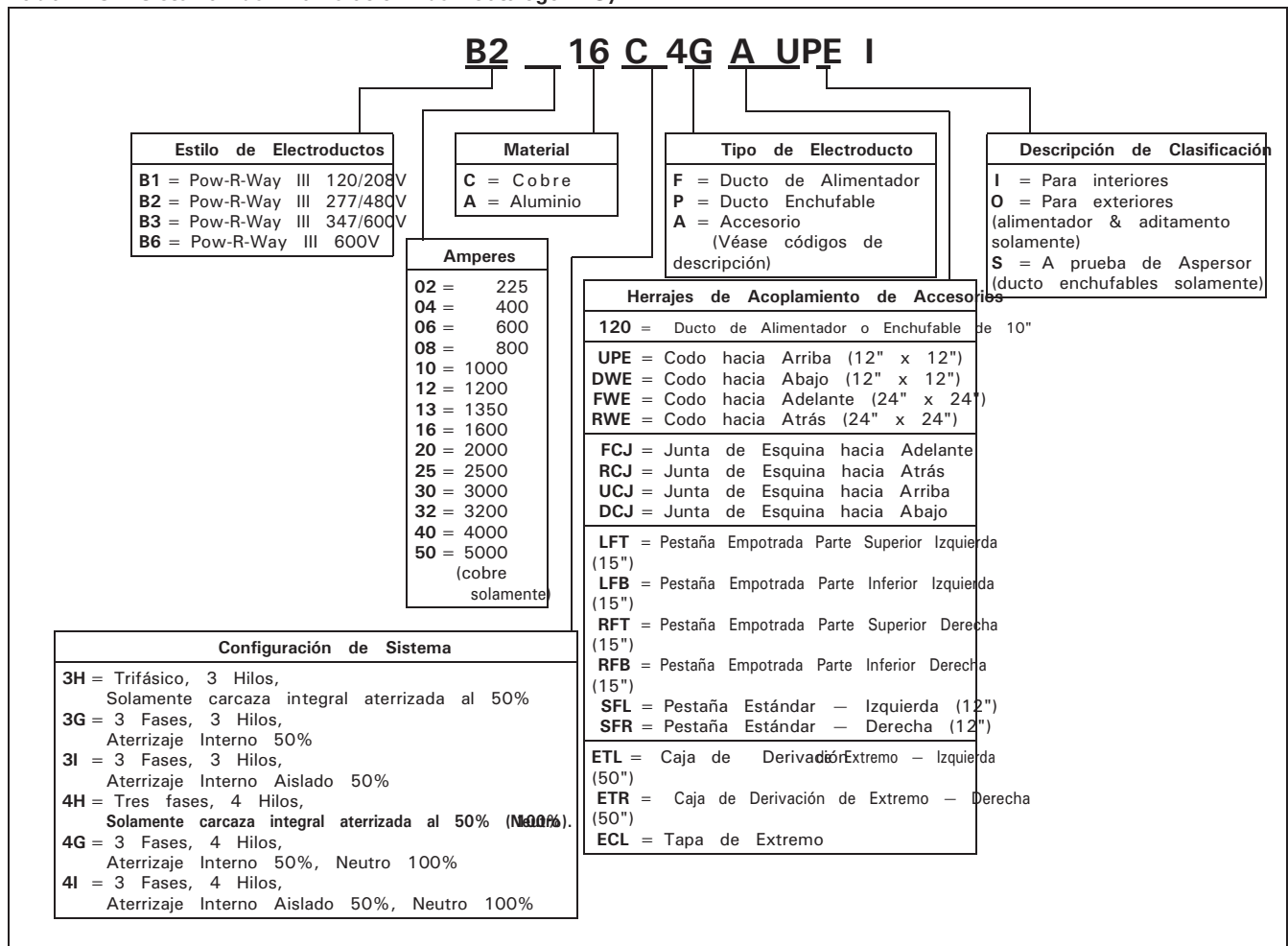
Amperaje Nominal		Tamaño de Barras de Fases y Neutro (Profundidad y Ancho) Pulgadas (mm)	Barras por Fase	Designación de Hilo y Tamaño de Carcaza (Ancho) Pulgadas (mm)			Figura
Cu	Al			Aterrizaje de Carcaza 50% Integral 4WH	Aterrizaje Interno 50% 4WHG	Aterrizaje Aislado Interno 50% 4WI	
225	225	.25 x 1.62 (6.35 x 41)	1	4.75 x 4.38 (121 x 111)	4.75 x 4.50 (121 x 111)	114#7.75 x 4.55 (121 x 111)	A16
400	400	.25 x 1.62 (6.35 x 41)	1	4.75 x 4.38 (121 x 111)	4.75 x 4.50 (121 x 111)	114#7.75 x 4.55 (121 x 111)	A16
600	—	.25 x 1.62 (6.35 x 41)	1	4.75 x 4.38 (121 x 111)	4.75 x 4.50 (121 x 111)	114#7.75 x 4.55 (121 x 111)	A16
800	600	.25 x 1.62 (6.35 x 41)	1	4.75 x 4.38 (121 x 111)	4.75 x 4.50 (121 x 111)	114#7.75 x 4.55 (121 x 111)	A16
1000	—	.25 x 2.25 (6.35 x 57)	1	5.38 x 4.38 (137 x 111)	5.38 x 4.50 (137 x 111)	114#5.38 x 4.55 (137 x 111)	A16
1200	800	.25 x 2.75 (6.35 x 70)	1	5.88 x 4.38 (149 x 111)	5.88 x 4.50 (149 x 111)	114#5.88 x 4.55 (149 x 111)	A16
1350	1000	.25 x 3.25 (6.35 x 83)	1	6.38 x 4.38 (162 x 111)	6.38 x 4.50 (162 x 111)	114#6.38 x 4.55 (162 x 111)	A16
1600	1200	.25 x 4.25 (6.35 x 108)	1	7.38 x 4.38 (187 x 111)	7.38 x 4.50 (187 x 111)	114#7.38 x 4.55 (187 x 111)	A16
2000	1350	.25 x 5.50 (6.35 x 140)	1	8.64 x 4.38 (219 x 111)	8.64 x 4.50 (219 x 111)	114#8.64 x 4.55 (219 x 111)	A16
—	1600	.25 x 6.25 (6.35 x 159)	1	9.40 x 4.38 (239 x 111)	9.40 x 4.50 (239 x 111)	114#9.40 x 4.55 (239 x 111)	A16
2500	2000	.25 x 8.00 (6.35 x 203)	1	11.17 x 4.38 (284 x 111)	11.17 x 4.50 (284 x 111)	114#11.17 x 4.55 (284 x 111)	A16
3200	—	.25 x 4.25 (6.35 x 108)	1	16.14 x 4.38 (410 x 111)	16.14 x 4.50 (410 x 111)	114#16.14 x 4.55 (410 x 111)	A16
4000	2500	.25 x 5.50 (6.35 x 140)	1	18.64 x 4.38 (473 x 111)	18.64 x 4.50 (473 x 111)	114#18.64 x 4.55 (473 x 111)	A16
—	3200	.25 x 6.25 (6.35 x 159)	1	20.16 x 4.38 (512 x 111)	20.16 x 4.50 (512 x 111)	114#20.16 x 4.55 (512 x 111)	A16
5000	4000	.25 x 8.00 (6.35 x 203)	1	23.70 x 4.38 (602 x 111)	23.70 x 4.50 (602 x 111)	114#23.70 x 4.55 (602 x 111)	A16

**Sistema de Numeración de Catálogo Pow-R-Way III**

El sistema de numeración de catálogo de Pow-R-Way III fue creado utilizando la lógica de Lean Manufacturing. En lugar de un número de catálogo simple, el cliente puede ordenar cualquier parte desde una parte simple estándar de electroducto hasta varios aditamentos o accesorios en estas configuraciones y materiales. La utilización de este sistema ayudará a estandarizar la línea de productos Pow-R-Way III en el departamento de fabricación para reducir los tiempos de entrega.

El Sistema de Numeración de Catálogo a continuación muestra la guía disponible inicialmente. El sistema de numeración ha sido cargado en Bid Manager, y pronto partes estándares de electroductos podrán ser pedidas con la facilidad de un número. Ofertas adicionales en el futuro incluirán piezas rectas de electroducto por incremento de 1 pulgada (25.4 mm) e incluirán todos los aditamentos accesorios estándares disponibles hoy en día. Elementos de electroducto no abarcados en este sistema de numeración serán ingresados como lo son hoy en día y serán elaborados en la planta.

Tabla 13-4. Sistema de Numeración de Catálogo Pow-R-Way III



Contactar a la Oficina de Ventas Regionales

**Selección de Producto**

**Información General**

■ Determine la longitud total, todos los herrajes de acoplamiento y accesorios para todo el tramo de electroducto. Determine el precio de la longitud total por requisitos de tipo y sistema. Redondee la longitud al pie más cercano. Agregue el importe de fabricación para los herrajes de acoplamiento. Agregue cualquier accesorio adicional requerido para determinar el precio total del segmento de electroducto.

**Enchufable**

■ Secciones rectas de electroducto enchufable están disponibles en incrementos de 2 pies (.6 m) desde un mínimo de 2 pies (.6 m) hasta un máximo de 10 pies (3 m). Junta Pow-R-Bridge incluida.

**Enchufable a Prueba de Aspersor (IP54)**

■ Para equipo enchufable a prueba de aspersor (IP54), multiplique el precio del equipo enchufable por 1.15 y utilice la determinación de precio para exteriores para el electroducto de alimentación.

**Alimentador**

■ Tramos rectos de electroducto de alimentación están disponibles en incrementos de 1/8 pulgadas (3.2 mm) desde un mínimo de 16 pulgadas (406 mm) hasta un máximo de 10 pies (3 m). Se incluye una junta Pow-R-Bridge. El electroducto debe llevar por lo menos 50% de carga en todas las aplicaciones para exteriores.

**Colgadores/Pow-R-Bridge**

■ El precio del electroducto incluye un colgador horizontal por 10 pies (3 m) de electroducto y una junta Pow-R-Bridge por conexión. Todos los colgadores verticales y cualquier colgador horizontal adicional deben agregarse al precio total.

**Aterrizaje**

■ Un aterrizaje de carcaza integral 50% se proporciona como estándar. El aterrizaje de carcaza puede utilizarse en combinación con el aterrizaje interno o el aterrizaje aislado para lograr un aterrizaje de 100%.

**Tabla 13-5.Capacidades Nominales de Resistencia de Corto Circuito — rms Amperes Simétricos para Electroductos de Alimentador y Enchufables Pow-R-Way III de Cobre**

Amperaje Nominal	6-Ciclos Cobre	IEC 439	
		1 Segundo	Cobre
225	85,000	43,000	
400	85,000	43,000	
600	85,000	43,000	
800	85,000	43,000	
1000	100,000	55,000	
1200	100,000	68,000	
1350	100,000	80,000	
1600	125,000	97,000	
2000	150,000	130,000	
2500	150,000	173,000	
3200	200,000	182,000	
4000	200,000	200,000	
5000	200,000	200,000	

**Información General**

■ Cuando se está determinando el precio de una caja de derivación de cable o acometida, incluya el precio de 4 pies (1.2 m) de electroducto de alimentación al importe de la fabricación.

■ Cajas de derivación de cable incluyen zapatas 1/0 a 600 kcmil. Para zapatas adicionales, zapatas mayores o bien zapatas de tipo de compresión, véase electroducto Cutler-Hammer de Eaton.

■ Herrajes de Acoplamiento Adicionales en la **Página 13-12**

**Tabla 13-8.Accesorios y Partes de Reposición**

Descripción	Número de Catálogo
Pestaña de Pared/Piso	1
Colgador Vertical	1
Colgador Horizontal Adicional	1
Pestaña de Techo (Requerida cuando un electroducto interiores atraviesa un techo)	1
Cubierta de junta para interiores	1
Cubierta de junta para exteriores	1
Kits de Pértiga Aislante — 8 - 14 Pies (2.4 - 4.3 m)	<b>HS8-14</b>
Saca-Juntas	<b>PWJP</b>

1 Especifique el amperaje nominal y requisitos de sistema cuando se efectúa un pedido como partes de reposición.

## Electroducto Pow-R-Way III — Selección de Producto

### Información General

■ Determine la longitud total, todos los herrajes de acoplamiento y accesorios para todo el tramo de electroducto. Determine el precio de la longitud total por requisitos de tipo y sistema. Redondee la longitud al pie más cercano. Agregue el importe de fabricación para los herrajes de acoplamiento. Agregue cualquier accesorio adicional requerido para determinar el precio total del segmento de electroducto.

### Enchufable

■ Secciones rectas de electroducto enchufable están disponibles en incrementos de 2 pies (.6 m) desde un mínimo de 2 pies (.6 m) un máximo de 10 pies (3 m). Junta Pow-R-Bridge incluida.

### Enchufable a Prueba de Aspersor (IP54)

■ Para equipo enchufable a prueba de aspersor (IP54), multiplique el precio del equipo enchufable por 1.15 y utilice la determinación de precio para exteriores para el electroducto de alimentación.

### Alimentador

■ Tramos rectos de electroducto de alimentador están disponibles en incrementos de 1/8 pulgadas (3.2 mm) desde un mínimo de 16 pulgadas (406 mm) hasta un máximo de 10 pies (3 m). Se incluye una junta Pow-R-Bridge. El electroducto debe llevar por lo menos 50% de carga en todas las aplicaciones para exteriores.

### Colgadores/Pow-R-Bridge

■ El precio del electroducto incluye un colgador horizontal por 10 pies (3 m) de electroducto y una junta Pow-R-Bridge por conexión. Todos los colgadores verticales y cualquier colgador horizontal adicional deben agregarse al precio total.

### Aterrizaje

■ Un aterrizaje de carcasa integral 50% se proporciona como estándar. El aterrizaje de carcasa puede utilizarse en combinación con el aterrizaje interno o el aterrizaje aislado para lograr un aterrizaje de 100%.

**Tabla 13-9. Capacidades Nominales de Resistencia de Corto Circuito — rms Amperes Simétricos para Electroductos de Alimentador y Enchufables Pow-R-Way III de Aluminio**

Amperaje Nominal	IEC 439	
	6-Ciclos Aluminio	1 Segundo Aluminio
225	85,000	30,000
400	85,000	30,000
600	85,000	30,000
800	100,000	43,000
1000	100,000	52,000
1200	125,000	61,000
1350	150,000	87,000
1600	150,000	95,000
2000	150,000	121,000
2500	200,000	130,000
3200	200,000	173,000
4000	200,000	200,000
5000	—	—

### Información General

■ Cuando se está determinando el precio de una caja de derivación de cable o accesorio, incluya el precio de 4 pies (1.2 m) de electroducto de alimentación al importe de fabricación.

■ Herrajes de Acoplamiento Adicionales en la **Página 13-12**

■ Zapatas 1/0 a 600 kcmil. Para zapatas adicionales, zapatas mayores o bien zapatas de tipo de compresión, véase electroducto Cutler-Hammer de Eaton.

■ Cajas de derivación de cable incluyen

**Tabla 13-12. Accesorios y Partes de Reposición**

Descripción	Número de Catálogo
Pestaña de Pared/Piso	1
Colgador Vertical	1
Colgador Horizontal Adicional	1
Pestaña de Techo (Requerida cuando un electroducto para interiores atraviesa techo)	1
Cubierta de junta para interiores	1
Cubierta de junta para exteriores	1
Kits de Pértiga Aislante — 8 — 14 Pies (2.4 — 4.3 m)	<b>HS8-14</b>
Saca-Juntas	<b>PWJP</b>

<sup>1</sup> Especifique el amperaje nominal y requisitos de sistemas para incluir un pedido como partes de reposición.

Abril 2008

Vol. 1, Ref. No. [0956]

Electroductos Pow-R-Way III — Selección de Producto

**Información General**

- Para un precio completo de estos aditamentos, agregue el precio del tramo hasta el aditamento al importe por concepto de fabricación. Véase **Página 13-10** para cobre **Página 13-11** para aluminio precios por pie.
- Una junta estándar se utiliza para conectar con equipo Cutler-Hammer de Eaton

**Información General**

- Para un precio completo de estos aditamentos, agregue el precio del tramo hasta el aditamento al importe por concepto de fabricación. Véase **Página 13-10** para cobre **Página 13-11** para aluminio precios por pie.
- Una unión con codo es una característica exclusiva de Pow-R-Way III que ofrece tramos de codo mínimos para optimizar el uso de tramos enchufables. Se utiliza para aplicaciones en interiores solamente.
- Para un codo a una inclinación especial, duplique el importe de fabricación del codo tradicional.

**Información General**

- Véase NEC 364-11 para Aplicación de Reductor.
- Importe por concepto de fabricación en la capacidad nominal más baja de electroducto.
- Para un precio completo en estos aditamentos, agregue el precio del tramo hasta el aditamento al importe por concepto de fabricación. Véase páginas **Página 13-10** para cobre **Página 13-11** para aluminio precios por pie.
- Los reductores de fusibles son de un máximo de 600 volts. Fusibles no incluidos.

**Información General**

Conexiones de Transformador:

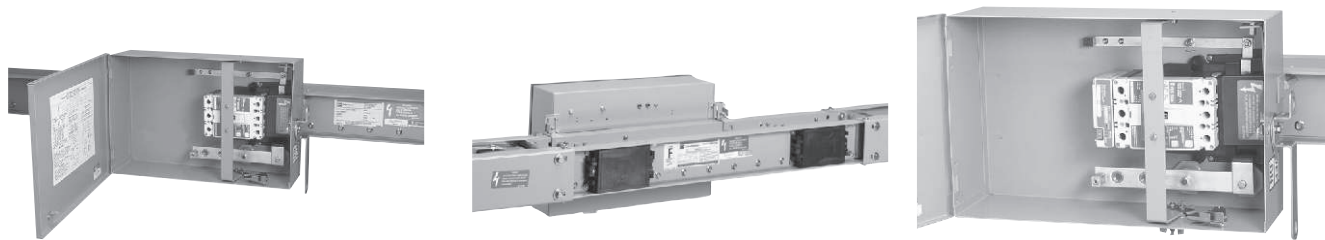
- Las extensiones de bus de derivación de transformador no incluyen perforaciones ni zapatas.
- Las gargantas de transformadores incluyen conectores flexibles.
- Agregue el precio del tramo hasta el aditamento al importe por concepto de fabricación. Véase **Página 13-10** para cobre **Página 13-11** para aluminio precios por pie.

Tomas de alimentación:

- Para determinar el precio completo de una toma de alimentación, incluya una toma de alimentación a partir de esta tabla en el amperaje nominal de electroducto, tramos hasta el aditamento, y un interruptor de circuito atornillable o unidad de fusible en la capacidad requerida.



## Unidades Enchufables de Interruptores de Circuito



Instalación Horizontal (Vista Frontal)

Instalación Horizontal (Vista Posterior)

Conector de Interruptor de Circuito

Tabla 13-17. Unidades Enchufables de Interruptor de Circuito

Marco de Interruptor	Amperaje Nominal	Gabinete Enchufable	Conector Neutro 100%	Conector de Tierra Interno 50%	Conector de Tierra Aislado 50%	Conector de Tierra Neutro 200%
		Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
ED, EDH, EHD, EDC, FDB, FD, HFD, FDC	10	P3BFD	P3FDN100 P3FDN225	P3FG100 —	P3FDI100 P3FDI225	P3FD2N100 P3FD2N225
JDB, JD, HJD, JDC	70	P3BJD	P3JDN150 P3JDN250	— P3JDG250	P3JDI150 P3JDI250	P3JD2N150 P3JD2N250
KDB, KD, DK, HKD, KDC	100 - 400	P3BKD	P3KDN400	P3KDG400	P3KDI400	P3KD2N400
LDB, LD, HLD, LDC	300	P3BLD	P3MDN800	P3MDG800	P3MDI800	—
MDL, HMDL	400	P3BMD	P3MDN800	P3MDG800	P3MDI800	—
ND, HND, NDC	400	P3BND	P3NDN800	P3NDG800	P3NDI800	—
LA TRI-PAC	70	P3BAP	P3LAPN400	P3LAPG400	P3LAPI400	—

Nota: Véase Página 13-14 para Configuración de Número de Estilo Ensamblado de Conector.

- Véase Página 13-14 para datos de interruptor. Solamente para referencia.
- El gabinete, el interruptor de circuito neutro y tierra se ordenan y embarcan ensamblados.
- Conexión a Tierra de Carcaza suministrada como estándar sin cargo adicional.
- El adicionador para equipo a prueba de aspersor es 15%.

Tabla 13-18. Unidades Enchufables de Interruptor de Circuito Avanzadas

Digitrip OPTIM	Amperaje Nominal	Gabinete Enchufable	Neutro 100%	Tierra Interna 50%	Tierra Aislada 50%
		Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
Marco L	70 - 600	P3BORPL	P3BORPLN600	P3BORPLG600	P3BORPLI600

- Las unidades enchufables P3BFD, P3BJD y P3BKD pueden modificarse para aceptar Centinelas de Energía IQ montadas en interruptores. Véase arriba para determinar precios.
- El IQ Energy Sentinel y las unidades enchufables de interruptor OPTIM permiten múltiples medidores, monitoreo remoto, e interconexión con controladores lógicos programables y sistemas de administración de edificios. La aplicaciones pueden ser desde un sistema de medición para facturar a los inquilinos hasta un sistema de administración completo de la energía.
- Véase SA.73A.01.T.E y los precios de IQ Energy Sentinel.
- El adicionador para unidades a prueba de aspersor es 15%.

Contactar a la Oficina de Ventas Regionales

Consulte con un Ingeniero de Aplicación Cutler-Hammer de Eaton o entre en contacto con la Línea de Productos de Electroducto Cutler-Hammer para información adicional.

Abril 2008

Vol. 1, Ref. No. [0958]

**Electroducto Pow-R-Way III – Selección de Producto**

**Unidades Enchufables de Interruptor de Circuito**

Tabla 13-19. Interruptores de Circuito

Interruptores de circuito especificados a 100% no están disponibles en conectores de bus. Contacte con Línea de Productos para información adicional.

Amperaje Nominal	Capacidad Interruptiva (kA Simétrico)			Tipo de Interruptor
	240V CA	480V CA	600V CA	
15 - 60	18	14	—	EHD
70 - 100	18	14	—	EHD
15 - 60	18	14	14	FDB
70 - 100	18	14	14	FDB
110 - 150	18	14	14	FDB
15 - 60	18	14	—	FD
70 - 100	18	14	—	FD
110 - 150	18	14	—	FD
175 - 225	18	14	—	FD
15 - 60	100	65	25	HFD
70 - 100	100	65	25	HFD
110 - 150	100	65	25	HFD
175 - 225	100	65	25	HFD
15 - 60	200	100	35	FDC
70 - 100	200	100	35	FDC
110 - 225	200	100	35	FDC
15 - 100	200	150	—	FCL
100 - 225	65	—	—	ED
100 - 225	100	—	—	EDH
100 - 225	200	—	—	EDC
70 - 225	65	35	18	JD, JDB
250	65	35	18	JD, JDB
70 - 225	100	65	25	HJD
250	100	65	25	HJD
70 - 225	200	100	35	JDC
250	200	100	35	JDC
125 - 250	200	200	—	LCL
250 - 400	65	—	—	DK
100 - 400	65	35	25	KD, KDB
100 - 400	100	65	35	HKD
100 - 400	200	100	50	KDC
200 - 400	200	200	—	LCL
300 - 600	65	35	25	LD, LDB
300 - 600	100	65	35	HLD
300 - 600	200	100	50	LDC
400 - 800	65	50	25	MDL
400 - 800	100	65	35	HMDL
400 - 800	65	50	25	ND
400 - 800	100	65	35	HND
400 - 800	200	100	50	NDC
600 - 1200	65	50	25	ND
600 - 1200	100	65	35	HND
600 - 1200	200	100	50	NDC

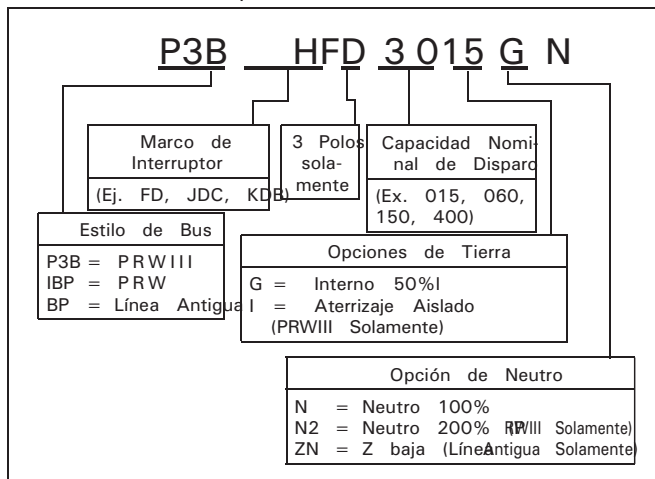
Tabla 13-20. Interruptores de Circuito de Falla a Tierra de Fuga a Tierra de Dispositivo de Derivación (Toma Ajustable de 30 mA a 30A)

Amperaje Nominal	kAIC (simétrico)		Tipo de Interruptor
	480V CA		
35 - 60	25	—	ELFD
70 - 100	25	—	ELFD
110 - 150	25	—	ELFD
35 - 60	65	—	ELHFD
70 - 100	65	—	ELHFD
110 - 150	65	—	ELHFD
35 - 60	100	—	ELFDC
70 - 100	100	—	ELFDC
110 - 150	100	—	ELFDC
100 - 250	35	—	ELJD
100 - 250	65	—	ELHJD
100 - 250	100	—	ELJDC
200 - 400	35	—	ELKD
200 - 400	65	—	ELHKD
200 - 400	100	—	ELKDC

Tabla 17-21. Interruptor de Circuito Limitador de Corriente con Fusibles Integrados

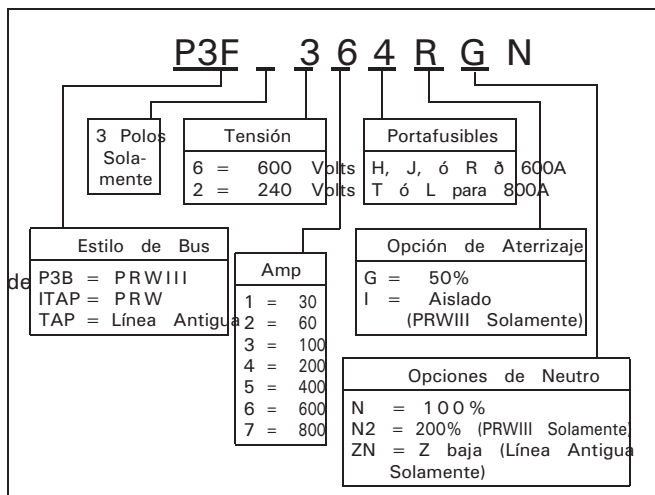
Capacidad Nominal	Capacidad Interruptiva (kA Simétricos)			Tipo de Interruptor
	240V CA	480V CA	600V CA	
15 - 100	200	200	200	FB-P
125 - 225	200	200	200	LA-P
250 - 400	200	200	200	LA-P
400 - 600	200	200	200	NB-P
700 - 800	200	200	200	NB-P

Tabla 13-22. Sistema de Numeración de Catálogo de Unidades de Interruptor



**13**

Tabla 31-23. Sistema de Numeración de Catálogo de Unidades con Fusibles



Nota: Los clips "H" son estándares para PRW y Línea Antigua a menos que se especifique mediante la adición de "R" en número de catálogo.

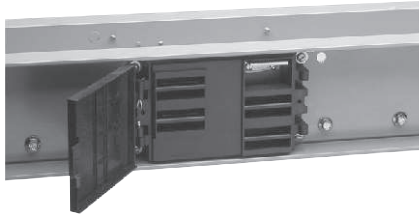
Nota: Entre en contacto por favor con el Departamento de Electroductos de Baja Tensión de Greenwood para ayuda para asignar un número de catálogo para una aplicación específica.

Nota: No deje espacios entre los caracteres.

Ejemplo: P3BFD3100N; ITAP361N.

Nota: Los gabinetes para conectores de interruptor ya no están disponibles. Gabinetes almacenados inmediatamente efectivos serán eliminados de Vista

### Unidades Enchufables con Fusibles



Conector Pow-R-Way III (Vista Posterior)

Tabla 13-24. Caballaje Nominal de Interruptor de Fusible

Amperaje Nominal	240 Volts		480 Volts		600 Volts	
	NEC Estándar	Máx.	NEC Estándar	Máx.	NEC Estándar	Máx.
30		3	7.5	5	15	7.5
60		7.5	15	30	15	50
100	15	30	25	60	30	75
200	25	60	50	125	60	150
400	50	125	100	250	125	350
600	75	200	150	400	200	500
800	100	250	200	500	250	500

Tabla 13-25. Unidades Enchufables con Fusibles

Amperaje Nominal	Gabinete 600 Volts	Gabinete 240 Volt	Conector de Neutro 100%	Conector de Aterrizaje Interno 50%	Conector de Aterrizaje Aislado 50%	Conector de Neutro 200%
	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
30	P3F361R	P3F321R	P3FN100	P3FG100	P3FI100	P3F2N100
60	P3F362R	P3F322R	P3FN100	P3FG100	P3FI100	P3F2N100
100	P3F363R	P3F323R	P3FN100	P3FG100	P3FI100	P3F2N100
200	P3F364R	P3F324R	P3FN200	P3FG200	P3FI200	P3F2N200
400	P3F365R	P3F325R	P3FN400	P3FG400	P3FI400	—
600	P3F366R	P3F326R	P3FN600	P3FG800	P3FI800	—
800	P3F367T	P3F327T	P3FN800	P3FG800	P3FI800	—

- Fusibles no incluidos.
- Zapatas mecánicas proporcionadas. Si se requieren de zapatas de compresión, se debe especificar el tamaño del cable.
- Unidad enchufable, neutro, y tierra, se ordenan y embarcan ensamblados.
- 800 amperes, 600 volts también disponible con portafusibles L; remplace "T" en el número de catálogo por "L."
- El accesorio para unidad a prueba de aspersores es 15%.
- de Conector.
- Conexión de aterrizaje de carcasa suministrada como estándar sin cargo adicional.
- Portafusibles R son suministrados como estándar.
- Si se requieren de portafusibles J, reemplace "R" en el número de catálogo con "J" (de 30 a 600 amperes; 600 volts solamente).

Tabla 13-26. Unidades Enchufables de Fusibles Industriales Especiales

Capacidad Nominal	Gabinete 600 Volt	Conector de Neutro 100%	Conector de Tierra Interno 50%	Conector de Tierra Aislado 50%	Zapatas de Compresión		Kit de Terminales
	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	# por Fase	Tamaño de Alambre	Número de Catálogo
30	P3F361H	1	1	1	1	1 - #12 to #14	CTK30SC
60	P3F362H	1	1	1	1	1 - #8	CTK60SC
100	P3F363H	1	1	1	1	1 - #4	CTK100SC
200	P3F364H	1	1	1	1	1 - 2/0	CTK200BSC
400	P3F365H	1	1	1	1	1 - 750 kcmil	CTK400SPW
600	P3F366H	1	1	1	2	2 - 500 kcmil	CTK600DPM

<sup>1</sup> Tierras y neutros deben ensamblarse en fabricas. Ordene por descripción en las páginas 13-14.

- Fusibles no incluidos.
- Conexión de aterrizaje de carcasa suministrada como estándar sin cargo adicional.
- Zapata de compresión de aterrizaje incluida en 200 amperes y más. Las zapatas son ordenadas y marcadas separadamente. Fusibles no incluidos.
- Portafusibles H suministrados como estándar.
- Si se requieren de portafusibles J ó R, ordene por descripción.

Abril 2008

Vol. 1, Ref. No. [0960]

**Electroducto Pow-R-Way III — Selección de Producto**

**Unidades Enchufables Especiales**

**Tabla 13-27. Unidades de Caja de Derivación de Cable Enchufables**

Amperaje Nominal	Caja de Derivación de Cable Enchufable Gabinete de 600 Volts	Conector Neutro 100%	Conector de Tierra Intra 50%	Conector de Tierra Aislada 50%
	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
200	P3PTB200	P3PTBN200	P3PTBG200	P3PTBI200
400	P3PTB400	P3PTBN400	P3PTBG400	P3PTBI400
600	P3PTB600	P3PTBN600	P3PTBG600	P3PTBI600
800	P3PTB800	P3PTBN800	P3PTBG800	P3PTBI800

- El accesorio para unidad a prueba de aspersion es 15%.
- Se proporcionan zapatas mecánicas. Si se requieren de zapatas de compresión, el tamaño del cable debe ser específico.

**Tabla 13-29 Unidades Enchufables Avanzadas — Precios de Conector de Bus de Sistema de Energía Clipper Supresor de Transitorios de Tensión Pasajeros TVSS**

Modelo	CPS-B	CPS-S	CPS-S2	CPS-S3	CPS-H	CPS-H2
Capacidad Nominal kA fase	100 kA	120 kA	160 kA	200 kA	250 kA	320 kA
Precio Base U.S. \$						
<b>Paquetes de Monitoreo</b>						
BD (Diagnóstico Básico)	Estándar.	500.	500.	500.	500.	500.
SD (Diagnóstico Estándar)	500.	Estándar.	Estándar.	Estándar.	Estándar.	Estándar.
ED (Diagnóstico Realzado)	725.	225.	615.	615.	615.	615.
PD (Diagnóstico Premium)	950.	450.	1,250.	1,250.	1,250.	1,250.
<b>Opciones de Monitoreo Individuales</b>						
Fusibles	Estándar.	Estándar.	Estándar.	Estándar.	Estándar.	Estándar.
Contactos en forma C	225.	225.	225.	225.	225.	225.
Alarma Audible	225.	225.	225.	225.	225.	225.
Contador de Transitorios	550.	550.	550.	550.	550.	550.
Contactos en forma C/Alarma de Audio	325.	325.	325.	325.	325.	325.



*Pow-R-Way III TVSS (Clipper)*

**Nota:** Precio Total = Modelo de Base + Monitoreo + Opciones. Ordene por descripción. Contactar a la Oficina de Ventas Regionales

## Determinación de Precios — Unidades Atornillables

Tabla 13-30. Unidades Atornillables de Interruptor de Circuito

Marco de Interruptor	Amperaje Nominal	Gabinete Atornillable	Conector de Neutro	100% Conector Tierra Interno	50% Conector de Tierra Aislado
		Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
EHD, FDB, FD, HFD, JDB, JD, HJD, JDC, KDB, KD, HKD, KDC	FDC 15 - 20	P3BFDBO	P3FDNBO	P3FDGBO	P3FDIBO
	70 - 200	P3BJDBO	P3FJDNBO	P3JDGBO	P3JDIBO
	250 - 400	P3BKDBO	P3KDNBO	P3KDGBO	P3KDIBO
LDB, LD, HLD, LDC, MD, ND, HND	300 - 600	P3BLDBO	P3LDNBO	P3LDGBO	P3LDIBO
	500 - 800	P3BMDBO	P3MDNBO	P3MDGBO	P3MDIBO
	900 - 1200	P3BNDBO	P3NDNBO	P3NDGBO	P3NDIBO

- Ensamblado en Fabrica, véase electroductos Cutler-Hammer de Eaton para entrega.
- Haga referencia a **Página 13-14** para datos de interruptor. Para referencia solamente.
- Unidades atornillables requieren de una toma de potencia la capacidad nominal del electroducto. Precio en **Página 13-12**
- Conexión de Aterrizaje de Carcaza suministrada como estándar sin cargo adicional.
- El accesorio para unidad a prueba de aspersiones 15%.

Tabla 13-31. Unidades Atornillables con Fusibles

Amperaje Nominal	Gabinete 600 volts	Conector de Neutro	100% Conector Tierra Interno	50% Conector de Tierra Aislado
	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
30 60 100	P3F361BO	P3FN100BO	P3FG100BO	P3FI100BO
	P3F362BO	P3FN100BO	P3FG100BO	P3FI100BO
	P3F363BO	P3FN100BO	P3FG100BO	P3FI100BO
200 400 600	P3F364BO	P3FN250BO	P3FG250BO	P3FI250BO
	P3F365BO	P3FN400BO	P3FG400BO	P3FI400BO
	P3F366BO	P3FN600BO	P3FG600BO	P3FI600BO
800 1200	P3F367BO	P3FN800BO	P3FG800BO	P3FI800BO
	P3F369BO	P3FN1200BO	P3FG1200BO	P3FI1200BO

- Ensamblado en fábrica. Véase electroducto Cutler-Hammer de Eaton para entrega.
- Las unidades atornillables requieren de una toma de potencia la capacidad nominal del electroducto. Precios se obtienen en **Página 13-12**
- Si se requieren de neutro y tierra, ordene por descripción con unidad atornillable.
- Conexión a tierra de carcaza suministrada como estándar sin cargo adicional.

Tabla 13-32. Conector de Neutralizador de Detector a Tierra (3-Hilos)

Tensión Máxima	Número de Catálogo
600	P3GND

Abril 2008

Vol. 1, Ref. No. [0962]

Electroducto Pow-R-Way III – Selección de Producto

**Dimensiones – Unidades Enchufables**

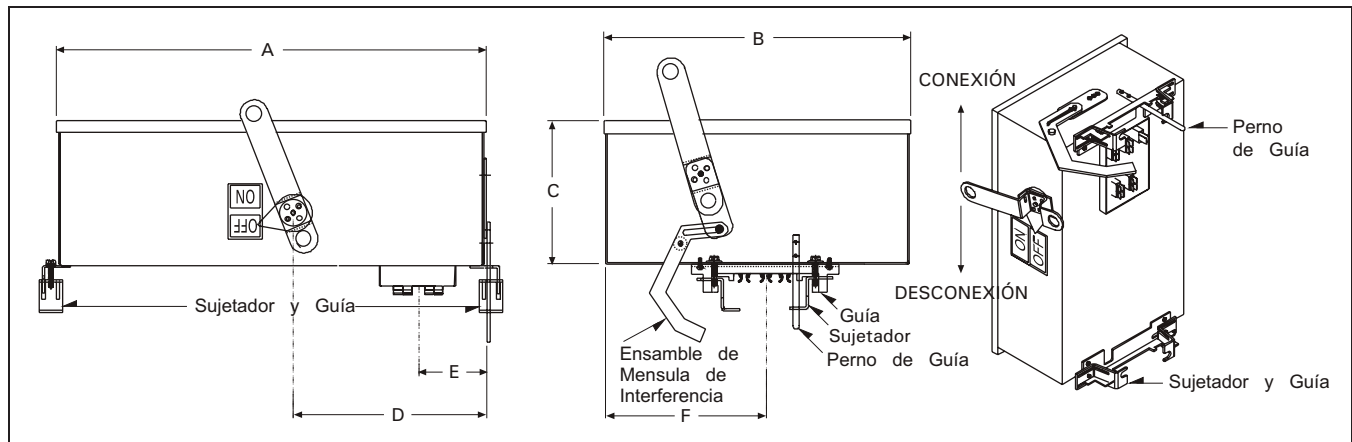
**Tabla 13-33. Interruptores de Circuito y Unidades Enchufables con Fusibles**

Unidad Enchufable	Amperaje Máximo	CA Max Volts	Dimensiones, Pulgadas (mm)						Terminal Mecánica	Peso Aproximado Lbs. (kg)
			(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)		
<b>Unidades Enchufables de Interruptor de Circuito</b>										
P3BFD (Interruptores Marco E)	225 y F	600	19.26 (489) <sup>1</sup>	12.36 (314)	5.43 (138)	6.25 (159)	4.00 (102)	6.05 (154)	100A – (1) #14 a 1/0 (2.5 a 50) 150A – (1) #4 a 4/0 (25 a 95)	25 (11)
P3BJD (Interruptores en Marco J)	250	600	21.33 (542) <sup>1</sup>	12.36 (314)	6.97 (177)	10.44 (265)	4.00 (102)	6.06 (154)	250A – (1) #14 a 350 kcmil (25 a 120) 225A – (1) 3 a 350 kcmil (35 a 120)	47 (21)
P3BKD (Interruptores en Marco K)	400	600	32.50 (826) <sup>1</sup>	13.29 (338)	7.79 (198)	12.56 (319)	4.00 (102)	6.64 (169)	350A – (1) 250 a 500 kcmil (120 a 200) 400A – (2) 3/0 a 250 kcmil (45 a 120)	58 (24)
P3BLD (Interruptores en Marco L)	600	600	44.03 (1118) <sup>1</sup>	19.65 (499)	10.15 (258)	17.38 (441)	4.00 (102)	9.83 (250)	400A – (1) 4/0 a 600 kcmil (120 a 200) 600A – (2) 400 a 500 kcmil (185 a 200)	75 (34)
P3BMD (Interruptores en Marco M)	800	600	44.03 (1118) <sup>1</sup>	19.65 (499)	10.15 (258)	17.38 (441)	4.00 (102)	9.83 (250)	600A – (2) #1 a 500 kcmil (50 a 120) 800A – (2) 500 a 750 kcmil (300 a 400)	130 (62)
P3BND (Interruptores en Marco N)	800	600	44.03 (1118) <sup>1</sup>	19.65 (499)	10.15 (258)	17.38 (441)	4.00 (102)	9.83 (250)	700A – (2) #1 a 500 kcmil (50 a 120) 800A – (3) 3/0 a 400 kcmil (95 a 120)	130 (62)
P3BLAP (TRI-PAC)	400	600	44.03 (1118) <sup>1</sup>	19.65 (499)	10.15 (258)	13.80 (351)	4.00 (102)	9.83 (250)	225A – (1) #6 a 350 kcmil (16 a 120) 400A – (1) #4 a 250 kcmil y (1) 3/0 a 120 y 95 a 300)	98 (44)

**Unidades Enchufables con Fusibles**

P3F321R y P3F361R	30	240 y 600	20.88 (530) <sup>1</sup>	12.36 (314)	5.43 (138)	7.88 (200)	4.00 (102)	6.06 (154)	Cu – (1) #14 a #3, (2.5 a 35) Al – (1) #12 a #2 (3.2 a 35)	22 (10)
P3F322R y P3F362R	60	240 y 600	20.88 (530) <sup>1</sup>	12.36 (314)	5.43 (138)	7.88 (200)	4.00 (102)	6.06 (154)	Cu – (1) #14 a #3, (2.5 a 35) Al – (1) #12 a #2 (3.2 a 38) Cu – (1) #14 a 1/0 (2.5 a 50) Al – (1) #12 a 1/0 (3.2 a 50)	24 (11)
P3F323R y P3F363R	100	240 y 600	20.88 (530) <sup>1</sup>	12.36 (314)	5.43 (138)	7.88 (200)	4.00 (102)	6.06 (154)	Cu – (1) #14 a 1/0, (2.5 a 50) Al – (1) #12 a 1/0 (3.2 a 50) (1) #4 a 20 kcmil Cu/Al (25 a 120)	24 (11)
P3F324R y P3F364R	200	240 y 600	23.52 (597) <sup>1</sup>	15.57 (395)	7.19 (183)	8.20 (208)	4.00 (102)	7.63 (194)	(1) #4 a 250 kcmil Cu/Al (25 a 120) (1) #4 a 600 kcmil Cu/Al (25 a 300) ó (2) 200 kcmil (120)	47 (21)
P3F325R y P3F365R	400	240 y 600	46.94 (1192) <sup>1</sup>	21.22 (539)	10.07 (256)	12.67 (322)	4.00 (102)	10.69 (272)	(1) #4 a 600 kcmil Cu/Al (25 a 300) ó (2) 200 kcmil (120) (2) #2 a 600 kcmil Cu/Al (35 a 300 Cu/Al)	81 (37)
P3F365H	400	600	21.67 (550) <sup>1</sup>	21.22 (539)	21.00 (533)	12.67 (322)	4.00 (102)	10.69 (272)	(2) #2 a 600 kcmil Cu/Al (35 a 300 Cu/Al)	81 (37)
P3F326R y P3F366R	600	240 y 600	46.94 (1192) <sup>1</sup>	26.31 (669)	10.59 (270)	14.26 (362)	4.00 (102)	13.16 (334)	(2) #2 a 600 kcmil Cu/Al (35 a 300) (3) #4 a 600 kcmil Cu/Al (25 a 300)	82 (37)
P3F327R y P3F367R	800	240 y 600	46.94 (1192) <sup>1</sup>	26.31 (669)	10.59 (270)	14.26 (362)	4.00 (102)	13.16 (334)	(3) #4 a 600 kcmil Cu/Al (25 a 300 Cu/Al)	108 (49)

<sup>1</sup> Agregue 2.38 pulgadas (60.5 mm) a la Dimensión "A" para Sujeción y Guías para longitud global.



**Figura 13-1. Conector de Bus**

**Electroductos Pow-R-Way III — Determinación de Precios**

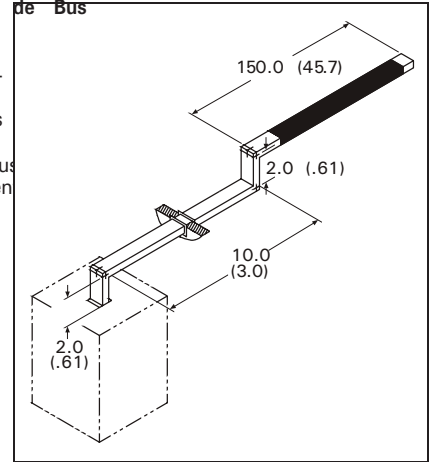
**Determinación de Precios — Ejemplos**

**Cómo determinar el precio de una caja de cable de extremo**  
 Configuración del sistema:  
 2500 amperes para interiores, 3 fases, 4 hilos, con tierra interna.  
 Cobro de fabricación de aditamentos para derivación de cable de externo  
 Alimentador internos de 4 pies (1.2 m)  
 Tierra interna 50%, 4 pies (1.2 m)

**Cómo determinar el Precio de un Codo tradicional de 90° (2'6" x 2'6")**  
 Configuración del Sistema:  
 1600 amperes, para interior aluminio con tierra de carcasa integral y tierra interna 50%.  
 Cobro por fabricación de aditamento con relación a codo de 90°es, trifásico, 3 hilos.  
 Alimentador para interiores de 5 pies (1.5 m) por pie (Incluye aterrizaje de carcasa integral).  
 Aterrizaje interno 50% 5 pies (1.5 m)

**Cómo determinar el Precio de un Tramo de Bus completo**  
 Configuración del sistema:  
 1200 amperes, para interiores, 3 fases, 4 hilos, con tierra interna 50%.  
 Incluye 4 unidades enchufables con fusibles para interiores, 600 volts.  
 Nota: Precio lineal en todo el tramo de bus agregue cargo de fabricación para aditamento para interiores 14 pies (4 m)  
 Tramo enchufables 150 pies (45 m)  
 Tierra interna 50% 164 pies (50 m)

Cantidad: 1 — Brida estándar  
 Cantidad: 3 — codos tradicionales de 90°  
 Cantidad: 2 — Brida de pared a  
 Cantidad: 1 — cierres de extremo  
 Cantidad: 4 — P3F361R  
 Cantidad: 4 — P3FN100  
 Cantidad 4 — P3FG100



**Figura 13-2. Las secciones sombreadas indican un Electroducto Enchufable— Dimensiones en Pies (m)**

**Cómo determinar el precio de un codo de junta de esquina (1' x 1')**  
 Configuración del Sistema:  
 1200 amperes, para interiores, 3 fases, 3 hilos, cobre con tierra de carcasa integral y tierra interna 50%.  
 Importe por concepto de fabricación de aditamento para junta de esquina  
 Alimentador para interiores de 2 pies (610 mm) por pie (incluye tierra de carcasa integral)  
 Tierra interna 50% de 2 pies (610 mm)

Abril 2008

Vol. 1, Ref. No. [0964]

Electroducto Pow-R-Way

## Descripción del Producto

### Electroducto Enchufable:

- Electroducto enchufable Pow-R-Way II de 225 a 400 Amperes, Cobre de 225 a 400 Amperes, Aluminio
- Electroducto enchufable Pow-R-Way de 600 a 4000 Amperes, Cobre de 600 a 4000 Amperes, Aluminio

Los tramos rectos de electroducto enchufable están disponibles en longitudes incrementables de 2 pies (.6 m) desde un mínimo de 2 pies (.6 m) hasta un máximo de 10 pies (3 m).

### Electroducto de Alimentación:

- Electroducto de alimentación para interiores Pow-R-Way II de 225 a 400 Amperes, Cobre de 225 a 400 Amperes, Aluminio
- Electroducto de Alimentación para interiores o exteriores Pow-R-Way de 600 a 5000 Amperes, Cobre de 600 a 4000 Amperes, Aluminio

Las secciones rectas de electroducto de alimentación para interiores y exteriores están disponibles en incrementos de 1/8 pulgadas (3.2 mm) desde un mínimo de 18 pulgadas (457 mm) hasta un máximo de 10 pies (3 m).

### Unidades Enchufables:

Una familia completa de unidades enchufables de electroducto está disponible. Las unidades enchufables estándares incluyen protección con fusibles o interruptor de circuito.

Pow-R-Way (Un solo Perno por Junta, 600 – 5000 Amperes y Pow-R-Way II (Un Solo Perno por Barra Bus, 225 – 400 Amperes)



Tramo Recto Enchufable Pow-R-Way Típico



Tramo Recto de Alimentador Pow-R-Way Típico

## Estándares y Certificaciones

Los electroductos Pow-R-Way y Pow-R-Way II cumplen con los requisitos de UL, CSA y NEMA.

### Información Adicional sobre Pow-R-Way:

- Datos Técnicos: AD30-560.

## Especificaciones del Producto

Los sistemas siguientes están disponibles:

- 3 fases, 3 hilos.
- 3 fases, 3 hilos, con aterrizaje interno 50%.
- 3 fases, 4 hilos (100% neutro).
- 3 fases, 4 hilos (100% neutro) con aterrizaje interno 50%.
- Todos los sistemas de 3 hilos tienen una tensión nominal máxima de 600 volts y todos los sistemas de 4 hilos tienen un máximo de 347/600 volts.

La carcasa de bus Pow-R-Way NO es adecuado para uso como tierra.



**Selección de Producto**

**Electroducto de Cobre**

**Información General**

■ Determinar la longitud total, todos los aditamentos y accesorios para el segmento entero de electroducto. Determina el precio de la longitud total por requisitos de tipo de sistema. Redondee la longitud al pie más cercano. Agregue el cargo por concepto de rización para los aditamentos. Agregue cualquier accesorio adicional requerido para determinar el precio total del tramo de troducto.

**Enchufable**

■ Secciones rectas de electroducto enchufable están disponibles en incrementos de pies (.6 m) a partir de un mínimo de (.6 m) hasta un máximo de 10 pies (3 m).

**Enchufable a Prueba de Aspersor (IP54)**

■ Para equipo enchufable a prueba de aspersor multiplique el precio del electroducto enchufable por 1.25 y utilice el precio exterior para el electroducto de alimentación.

**Alimentador**

■ Secciones rectas de electroducto de alimentación están disponibles en incrementos de 1/8 pulgadas (3.2 mm) desde un mínimo de 16 pulgadas (406 mm) hasta un máximo de 10 pies (3 m) . Los electroductos deben llevar por lo menos una carga de 50% en todas las aplicaciones para exteriores.

**Colgadores**

■ El precio del electroducto incluye un colgador horizontal por 10 pies (3 m) de electroducto. Todos los colgadores verticales y los colgadores horizontales adicionales deben agregarse el precio total.

**Información General**

■ Cuando se determina el precio de una caja de derivación de cables o una acometida de derivación de cables o una acometida de alimentación al importe de fabricación.  
 ■ Caja de derivación de cables incluyen zapatas de 1/0 a 600 kcmil. Para zapatas adicionales, zapatas mayores o bien zapatas de tipo compresión, haga referencia a electroducto Cutler-Hammer de Eaton.

**Tabla 13-37. Accesorios y Partes de Reposición**

Descripción	Número de Catálogo
Pestaña de Pared/Piso	1
Colgador Vertical	1
Colgador Horizontal Adicional	1
Pestaña de Techo (Requerido cuando un electroducto para exterior en un techo)	2
Cubierta de Junta para Interiores	PWJJC
Cubierta de Junta para Exteriores	PWOJC
Kit de Perdiga Aislante — 8 — 14 Pies (2.4 — 4.3 m)	HS8-14
Seca Juntas	PWJP

■ Especifique el amperaje nominal y requisitos de sistema cuando se ordena como reposición.

**Tabla 17-34. Capacidades Nominales de Resistencia de Corto Circuito — rms Amperes Simétricos para Electroducto Enchufable y de Alimentación Pow-R-Way de Cobre**

Amperaje Nominal	3 ciclos Enchufable de Cobre	3 ciclos Alimentador de Cobre
225	18,000	18,000
400	25,000	25,000
600	50,000	75,000
800	50,000	75,000
1000	100,000	100,000
1200	100,000	100,000
1350	100,000	100,000
1600	100,000	100,000
2000	100,000	100,000
2500	150,000	150,000
3000	150,000	150,000
4000	200,000	200,000
5000	—	200,000

**Electroductos de Aluminio**

**Información General**

**Información General**

■ Determinar la longitud total, todos los aditamentos y accesorios para el segmento entero de electroducto. Determina el precio de la longitud total por requisitos de tipo de sistema. Redondee la longitud al pie más cercano. Agregue el cargo por concepto de fabricación para los aditamentos. Agregue cualquier accesorio adicional requerido para determinar el precio total del tramo de electroducto.

■ Cuando se determina el precio de una caja de derivación de cables o una acometida de electroducto de alimentación al importe de fabricación.

derivación de cables incluyen zapatas de 1/0 a 600 kcmil. Para zapatas adicionales, zapatas mayores o bien zapatas de tipo compresión, haga referencia a electroducto Cutler-Hammer de Eaton.

**Enchufable**

■ Secciones rectas de electroducto enchufable están disponibles en incrementos de 6 pies (.6 m) a partir de un mínimo de (.6 m) hasta un máximo de 10 pies (3 m).

**Enchufable a Prueba de Aspersor (IP54)**

■ Para equipo enchufable a prueba de aspersor multiplique el precio del enchufable por 1.25 y utilice el precio exteriores para el electroducto de alimentación.

**Tabla 13-41. Accesorios y Partes de Reposición**

Descripción	Número de Catálogo
Pestaña de Pared/Piso	1
Colgador Vertical	1
Colgador Horizontal Adicional	1
Pestaña de Techo (Requerida cuando un electroducto para exteriores penetra en un techo)	1
Cubierta de Junta para Interiores	PWJJC
Cubierta de Junta para Exteriores	PWOJC
Kit de Perdiga Aislante — 8 — 14 Pies (2.4 — 4.3 m)	HS8-14
Saca Juntas	PWJP

<sup>1</sup> Especifique el amperaje nominal y requisitos de sistema cuando se ordena como reposición.

**Alimentador**

■ Secciones rectas de electroducto de alimentación están disponibles en incrementos de 1/8 pulgadas (3.2 mm) desde un mínimo de 16 pulgadas (406 mm) hasta un máximo de 10 pies (3 m). Los electroductos carga de deben llevar por lo menos una 50% en todas las aplicaciones para exteriores.

**Colgadores/Pow-R-Bridge**

■ El precio del electroducto incluye un colgador horizontal por 10 pies (3 m) de electroducto. Todos los colgadores verticales y los colgadores horizontales adicionales deben agregarse el precio total.

**Tabla 17-38. Capacidades Nominales de Resistencia de Corto Circuito — rms Amperes Simétricos para Electroducto Enchufable y de Alimentación Pow-R-Way de Cobre**

Amperaje Nominal	3 Ciclos Enchufable de Aluminio	3 Ciclos Alimentador de Aluminio
225	18,000	18,000
400	25,000	25,000
600	50,000	75,000
800	100,000	100,000
1000	100,000	100,000
1200	100,000	100,000
1350	100,000	100,000
1600	100,000	100,000
2000	100,000	100,000
2500	150,000	150,000
3000	150,000	150,000
4000	200,000	270,000
5000	—	—

**Información General**

Para un precio completo de estos aditamentos, agregue el precio por tamaño del aditamento al importe por concepto de fabricación. Véase **Página 13-21** para cobre o **Página 13-22** para aluminio por precios por pie.

- Una pestaña estándar se utiliza para conectar los equipos Cutler-Hammer de Eaton.

**Información General**

- Para un precio completo de estos aditamentos, agregue el precio por pie hasta el aditamento al importe por concepto de fabricación. Véase **Página 13-21** para cobre o **Página 13-22** para aluminio por precios por pie.

- Para un codo de grado especial, duplique el importe por concepto de fabricación del codo adicional.

**Información General**

- Véase NEC 364-11 para Aplicación de Reductor.
- Determine el importe por concepto de fabricación en la tarifa más baja para electroducto.
- Para un precio completo de estos aditamentos, agregue el precio por tamaño del aditamento al importe por concepto de fabricación. Véase **Página 13-21** para cobre o **Página 13-22** para aluminio por precios por pie.
- Reductor de Fusibles son de un máximo de 600 volts. Fusibles no incluidos.

**Información General**

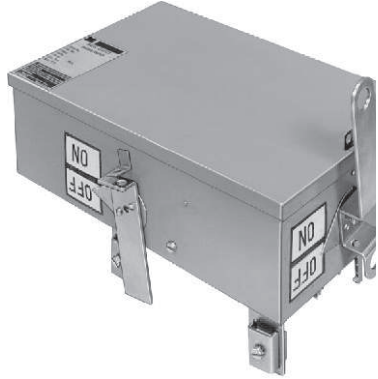
Conexiones de Transformador.

- Las extensiones del bus de derivación de transformador no incluyen perforaciones ni zapatas.
- Las gargantas de transformador incluyen conectores flexibles.
- Agregue el precio por tamaño del aditamento al importe por concepto de fabricación. Véase **Página 13-21** para cobre o **Página 13-22** para aluminio por precios por pie.

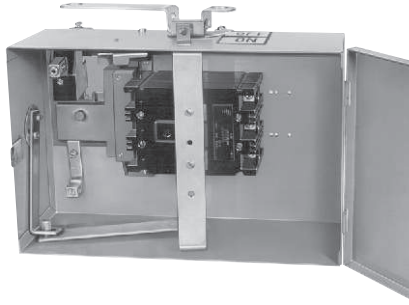
Tomas de Potencia:

- Para determinar completamente el precio de una toma de potencia, incluya una toma de potencia a partir de esta tabla en el amperaje nominal del electroducto, longitud hasta el aditamento, y un interruptor de circuito atornillado o una unidad de fusible en la capacidad requerida.

**Unidades Enchufables de Interruptor de Circuito**



*Unidad Enchufable Pow-R-Way*



*Unidad Enchufable Pow-R-Way (Vista Abierta)*

**Tabla 13-46. Unidades Enchufables de Interruptor de Circuito**

Marco de Interruptor	Amperaje Nominal	Gabinete Enchufable	Conector de Neutro 100%	Conector de Neutro Interno 50%
		Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
ED, EHD, FDB, FD, HFD, FDC, EDH, EDC	15 - 100	3BPFD	PWN110 (15 - 110A) PWN150 (125 - 250A)	PIGS104
JDB, JD, HJD, JDC	70 - 250	3BPJD	PWN250 (125 - 250A)	PIGS104
KDB, KD, HKD, KDC	100 - 400	3BPKD	PWN400 (150 - 400A)	PIGS104
LDB, LD, HLD, LDC	300 - 600	3BPLD	PWN600 (300 - 600A)	PIGS208
MC, HMC	400 - 800	3BPMC	PWN800 (400 - 800A)	PIGS608
FB TRI-PAC	15 - 100	3BPFBP	PWN110 (15 - 100A)	PIGS104
LA TRI-PAC	125 - 400	3BPLAP	PWN400 (125 - 400A)	PIGS104
NB TRI-PAC	500 - 800	3BPNBP	PWN800 (500 - 800A)	PIGS208
FCL Limitador de Corriente	R 15 - 110	3BPFCL	PWN110 (15 - 110A)	PIGS104
LCL Limitador de Corriente	R 125 - 400	3BPLCL	PWN400 (125 - 400A)	—

■ Véase **Página 13-14** para datos de interruptor. Solamente para referencia.

■ Si se requiere de una unidad atornillable, duplique el precio de una unidad enchufable y ordene por descripción.

■ El accesorio para unidad a prueba de aspersiones es 15%.

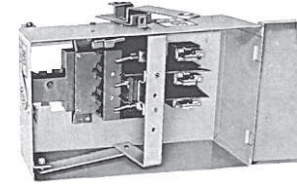
**Nota** El gabinete, interruptor de circuito, neutro y tierra se ordenan y son embarcados ensamblados. Véase **Página 13-14** para Configuración de Número de Estilo de Ensamblaje de Conector.

Las unidades atornillables son ensambladas en fábrica. Entre en contacto con Cutler-Hammer de Eaton para entrega. Las unidades atornillables requieren de una toma de potencia en la capacidad nominal del electroducto.

**Unidades Enchufables con Fusibles**

Tabla 13-47 Capacidades Nominales en Caballos de Fuerza de Interruptor de Fusible

Amperaje Nominal	240 Volts		480 Volts		600 Volts	
	Estándar NEC	Máximo	Estándar NEC	Máximo	Estándar NEC	Máximo
30	3	7-1/2	5	15	7-1/2	20
60	7-1/2	15	15	30	15	50
100	15	30	25	60	30	75
200	25	60	50	125	60	150
400	50	125	100	250	125	350
600	75	200	150	400	200	500
800	100	250	200	500	250	500



Fusible ITAP

Tabla 13-48. Unidades Enchufables con Fusibles

Amperaje Nominal	Gabinete 600 Volt	Gabinete 240 Volt	Conector de Neutro 100%	Conector de Aterrizaje Interno 50%	Portafusibles Clase R (en caso necesario)	
					600 Volts	240 Volts
	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
30	ITAP361	ITAP321	PWN110	PIGS104	RFK161	RFK121
60	ITAP362	ITAP322	PWN110	PIGS104	RFK262	RFK222
100	ITAP363	ITAP323	PWN110	PIGS104	RFK464	RFK464
200	ITAP364	ITAP324	PWNF250	PIGS208	RFK464	RFK464
400	ITAP365	ITAP325	PWN400	PIGS208	RFK666	RFK666
600	ITAP366	ITAP326	PWN600	PIGS208	RFK666	RFK666
800	ITAP367	ITAP327	PWN800	PIGS208	—	—

- Los fusibles no están incluidos.
- Se proporcionan zapatas mecánicas. Si se requieren de zapatas de compresión, se debe especificar el tamaño.
- La unidad enchufable, neutro y tierra se ordenan y enviados ensamblados.
- Si se requiere de unidad atornillable duplique el precio de una unidad enchufable y ordene por descripción. Las unidades atornillables se ensamblan en fábrica. Entre en contacto con Cutler-Hammer de Eaton para entrega. Las unidades atornillables requieren de una toma de potencia en la capacidad nominal del electroducto.
- Si se requieren de portafusibles R, agregue una "R" al final del número de catálogo (de 30 a 600 amperes solamente).
- El adicionador para unidades a prueba de aspersion es del 15%.

Nota: Véase Página 13-14 para Configuración de Número de Estilo Ensamblado de Conector.

- Portafusibles H se suministran como estándar.

Tabla 13-49. Unidades Enchufables con Fusibles Industriales Especiales

Amperaje Nominal	Gabinete 600 Volt	Conector de Neutro 100%	Conector de Aterrizaje Interno 50%	Zapatas de compresión de kits de terminales		
				# de Fase	Tamaño de Alambre	Número de Catálogo
30	ITAP361H ITAP362H ITAP363H	1	1	1	1 - #12 a #10	CTK30SC CTK60SC CTK100SC
60		1	1	1	1 - #8	
100		1	1	1	1 - #4	
200	ITAP364H ITAP365H ITAP366H	1	1	1	1 - 2/0	CTK200BSC CTK400SPW CTK600DPM
400		1	1	1	1 - 750 kcmil	
600		1	1	2	2 - 500 kcmil	

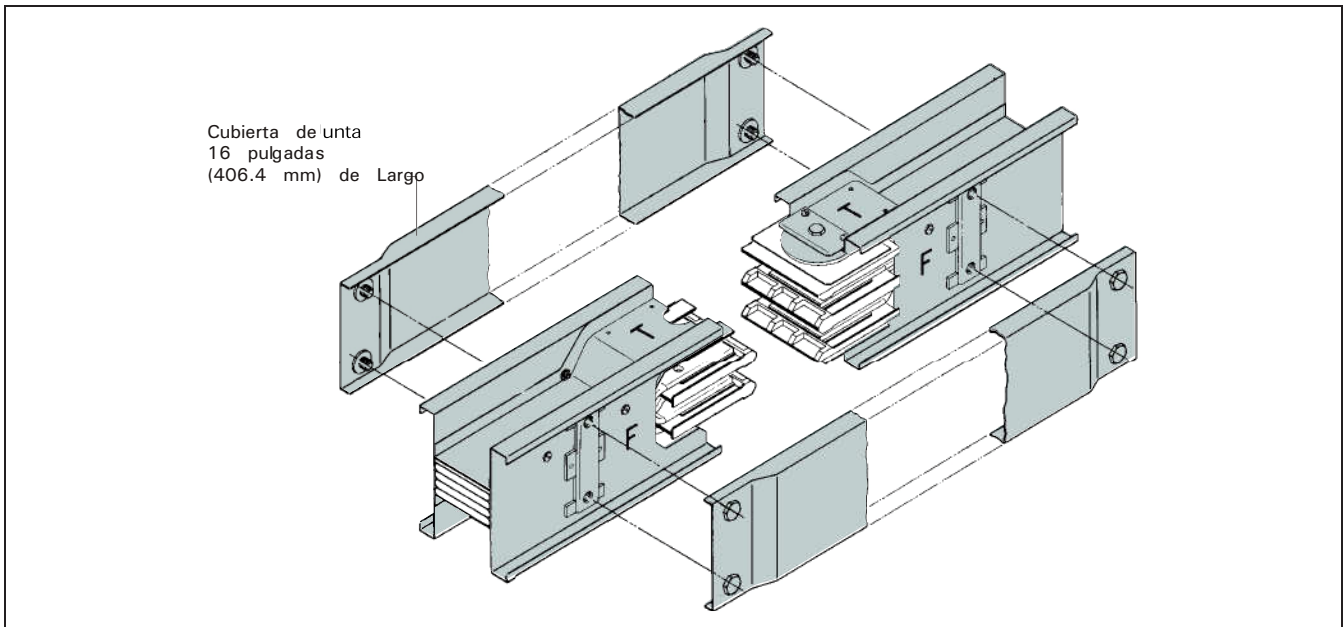
Las tierras y los neutrones deben ensamblarse en fábrica. Ordene por descripción. Véase Página 13-14.

- Fusibles no incluidos.
- Zapata de compresión de aterrizaje incluida en 200 amperes y más. Las zapatas se ordenan y se embarcan separadamente. Fusibles no incluidos.
- Portafusibles H suministrados como estándar.
- Si se requieren de portafusibles J ó R ordene por descripción.
- El adicionador para unidades a prueba de aspersion es 15%.

Tabla 13-50. Unidades de Caja de Derivación de Cables Enchufables Pow-R-Way

Amperaje Nominal	Gabinete 600 Volt	Conector de Neutro 100%	Conector de Aterrizaje Interno 50%
225	IPTB225 IPTB400 IPTB600 IPTB1000	PWN225	PIGS208
400		PWN400	PIGS208
600		PWN600	PIGS208
1000		PWN1000	PIGS208

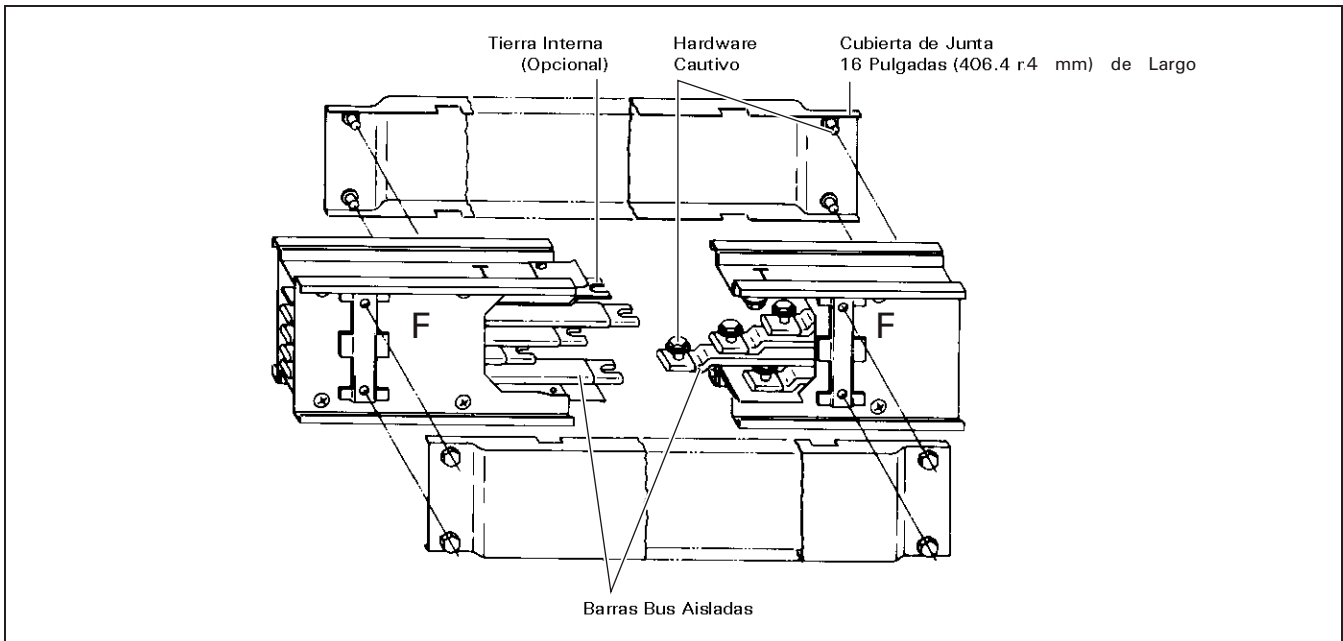
**Datos Técnicos y Especificaciones**



**Figura 13-3. Junta Pow-R-Way Típica**  
 (Construcción de Perno Simple, 1 Barra por Fase, véase AD 30-560)



**Segmento Recto Enchufable Típico de Pow-R-Way II**



**Figura 13-4. Junta Típica Pow-R-Way II**  
 (Perno Simple por Barra Bus, Pow-R-Way II)

**Electroducto de 100 Amperes**

**Descripción del Producto**

**Electroducto Enchufable**

- Cobre, 100 amperes
- Tramos rectos de electroductos enchufables.
- Aplicaciones para 3 fases, 3 hilos, fases, 4 hilos, y 1 fase, 3 hilos.

**Descripción de Aplicación**

El electroducto de 100 amperes Cutler-Hammer por Eaton Corporation es una alternativa a cable para suministrar pequeños bloques de potencia para los sistemas de energía, comerciales e industriales normales. El electroducto de 100 amperes es práctico para pequeñas tiendas, laboratorios, salones de clase, y en estructuras ligeras.

**Opciones y Accesorios**

**Unidades Enchufables de Electroducto de 100 amperes**

Las unidades enchufables para electroducto de 100 amperes están disponibles con o sin protección contra sobre-corriente. Todas las unidades enchufables incluyen un conector de neutro y están adecuadas para aplicaciones de 3 fases, 3 hilos.

**Los gabinetes de interruptor de circuito**

los gabinetes de receptáculo LCNQP y LCNQD son adecuados para aplicaciones de 1 fase y 3 hilos. Conectores de tierra están disponibles para instalación en campo.

**Unidades de Fusibles**

Las unidades de fusibles están disponibles en 30A, 60A y 100A para 240 ó 600 voltios.

**Unidades de Interruptor de Circuito**

Si usted está utilizando unidades de interruptor de circuito, la carga debe ser distribuida de manera regular entre las fases A, B y C. Para lograr esto, distribuya la carga de manera regular entre interruptores de 1, 2 y 3 polos. Están disponibles interruptores de circuito Quicklag "HQP" para servicio máximo de 50A - 24 interruptores de servicio "EHD, FDB y FD" para servicio máximo de 100A - 600V.

**Mecanismo de Operación de Manija Externa**

El mecanismo de operación externo se fija sobre la parte superior de interruptor para operación a través de una pérdida aislante o cadena. Este está disponible para todos los interruptores de circuito.

**Gabinetes de Receptáculo**

Los gabinetes de receptáculo (centros de carga) incluyen un espacio para tres polos de interruptor y provisiones para 1, 2 ó 3 salidas simple convencionales y cubierta en blanco para llenar

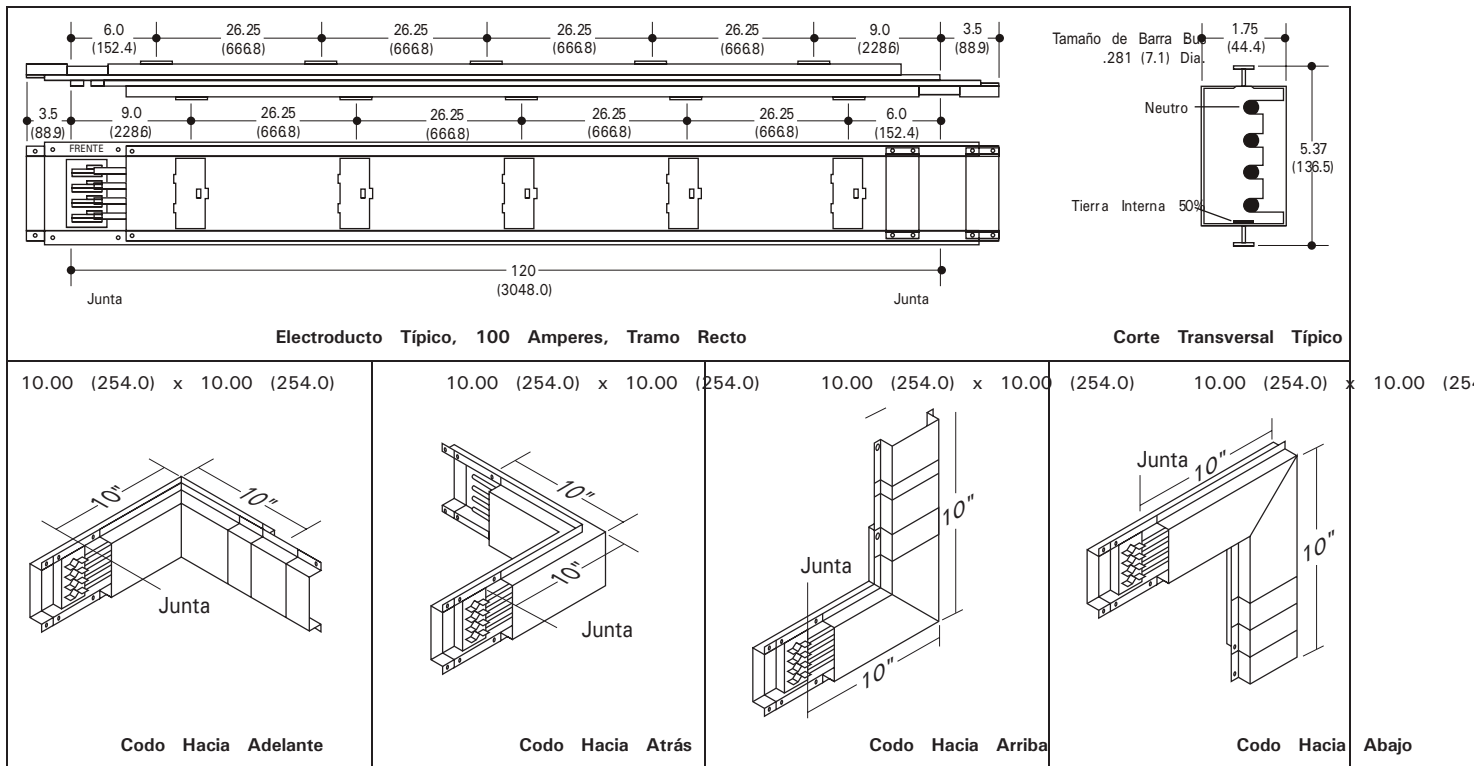
los espacios no utilizados. Incluyen un conector de tierra para ensamblado en fábrica, indíquelo por favor en el pedido, agregue 15% al precio total, y deje tiempo adicional para el embarque. Para selección y determinación de precios de interruptor de circuito, véase **Página 13-14**

El gabinete, el interruptor de circuito (si se requiere) y la tierra se ordenan separadamente y se embarcan no ensamblados. Si la unidad debe ser ensamblada en fábrica, indíquelo por favor en el pedido, agregue 15% al precio total, y deje tiempo adicional para el embarque. Para selección y determinación de precios de interruptor de circuito, véase **Página 13-14**



**Receptáculo de Conector de Bus**

**Datos Técnicos y Especificaciones**

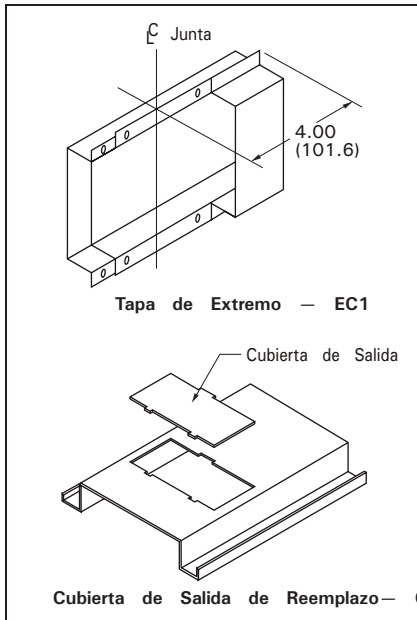


**Figura 13-5. Electroducto de 100 Amperes y Aditamentos**

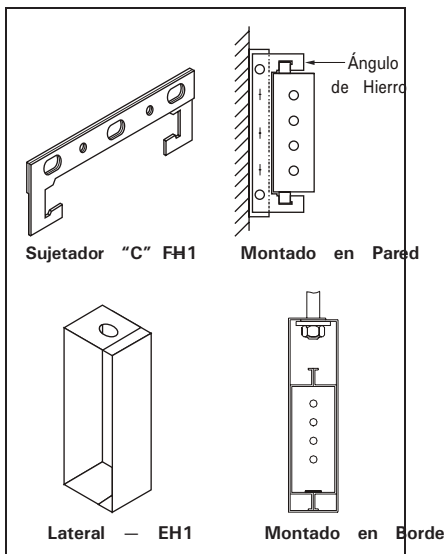
Abril 2008

Vol. 1, Ref. No. [0972]

**Electroducto de 100 Amperes — Selección de Producto**



**Figura 13-6. Accesorios**



**Figura 13-7. Colgadores**

**Nota:** El precio de los electroductos no incluye los colgadores.

**Tabla 13-51 Accesorios**

Artículo	Número de Catálogo
Tapa de Extremo	EC1
Cubierta de Salida	OC1
Colgador Lateral	EH1
Colgador de pinza "C"	FH1
Pestaña de Pared Desmontable	SWF1

**Nota:** Los artículos antes mencionados pueden utilizarse con o sin tierra, 3 hilos o 4 hilos.

Contactar a la Oficina de Ventas Regionales

**Especificaciones del Producto**

Los conductores eléctricos son varillas de cobre redondas revestidas con placa. Una barra de tierra interna 50% que no requieren de ensamblaje ni se suministra como estándar. Un ajuste por parte del instalador. Las barras con tierra corresponderá a un ras bus estándar. La carcasa está soportada por aisladores se forma a partir de dos canales de aluminio en el lado alterno del electroducto existente sin tierra. La carcasa está soportada por aisladores de aluminio en el lado alterno del electroducto. El electroducto está pintado según ANSI 61.

**Selección de Productos**

**Tabla 13-52. Electroducto**

Descripción	3 Fases, 3 Hilos 600 Volts Máximo	3 Fases, 4 Hilos FN 277/480 Volts	1 Fase, 3 Hilos 120/240 Volts
	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
<b>Cobre (Incluye Barra de Tierra Interna 50%)</b>			
10 pies (3048 m)	CST13G	CST14G	CST13NG
5 pies (1524 m)	CST135G	CST145G	CST13N5G
3 pies (914.4 m)	CST133G	CST143G	CST13N3G
2 pies (609.6 m)	CST132G	CST142G	CST13N2G
1 pie (304.8 m)	CST131G	CST141G	CST13N1G
<b>Codo 10 pulgadas x 10 pulgadas (254.0 mm x 254.0 mm)</b>			
Hacia adelante	CFE13G	CFE14G	CFE13NG
Hacia atrás	CRE13G	CRE14G	CRE13NG
Hacia arriba	CUE13G	CUE14G	CUE13NG
Hacia abajo	CDE13G	CDE14G	CDE13NG

**Tabla 13-53. Cajas de Derivación de Cable**

Tipo	3 ó 4 Hilos	Tierra (en caso requerido)
	Número de Catálogo	Número de Catálogo
Enchufable	PIB14	PIGS100
Extremo (R ó L)	EB14	GL100
Centro	CBIB14G	Incluido

**Tabla 13-54. Unidades Enchufables con Fusibles**

Tensión Nominal	Amperaje Nominal	Gabinete con Fusibles	Tierra (en caso requerido)
		Número de Catálogo	Número de Catálogo
240	30	FAN321	PIGS100
	60	FAN322	PIGS100
	100	FAN323	PIGS100
600	30	FAN361	PIGS100
	60	FAN362	PIGS100
	100	FAN363	PIGS100

**Tabla 13-55. Interruptores de Circuito para Unidades Enchufables**

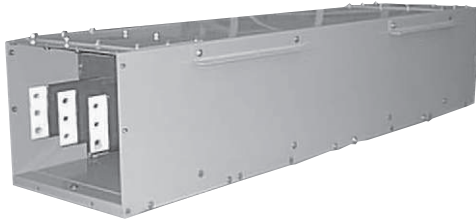
Marco de Interruptor	Amperaje Nominal	Gabinete de Interruptor	Gabinete de Receptáculo	Tierra (en caso requerido)	Manija Externa (requerida para operación con perdigón aislante)
		Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo	Número de Catálogo
Quicklag HQP	15 - 50	PINQP	LCNQP	PIGS100	HMQP
FD, EHD, FDB	15 - 100	PINF	LCNFD	PIGS100	HMFD



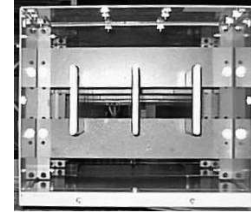
Descripción de Aplicación

**Bus Ducto No Segregado**

Fases No Segregadas 600V, 10 kV BIL – 5 kV, 60 kV BIL – 15 kV, 95 kV BIL – 15 kV



Sección de Tramo Típico de Bus 5/15 kV



Vista de Extremo

**Descripción de Aplicación**

Los tramos del bus de fase no segregada Cutler-Hammer por Eaton Corporation son diseñados para su uso en circuitos cuya importancia requiere de mayor confiabilidad que que proporciona los cables. Las conexiones transformadores a ensambles de switchgear subestaciones, conexiones de ensamble de switchgear a aparato rotatorio, y conexiones entre ensambles de switchgear son aplicaciones típicas de este tipo.

Un bus de fase no segregada es un ensamble de conductores de bus con conexiones asociadas juntas y soportes aislantes alojados dentro de gabinete metálico sin barreras de interfase. Los conductores son separados y aislados adecuadamente entre ellos y conectados a tierra por soportes del bus aislantes. Cada conductor para servicio de 2400V y arriba aislado con un revestimiento epóxico en carga fluidificada por lo que se reduce la posibilidad de efecto corona y la formación de un camino conductor.

**Capacidad de Resistencia a Fuerzas de Corto Circuito**

Los tramos del bus de fases no segregadas en 600V, 5 kV y 15 kV están diseñados para resistir corriente de corto circuito de 3 fases y fase a tierra de 78 kA rms simétrico (pico 132 kA) durante 10 ciclos y 90 kA rms simétrico durante 2 segundos. Capacidades nominales de resistencia momentánea de 4 ciclos de hasta 158 kA rms pico (98.8 kA rms asimétrico) están también disponibles. En el caso de tramos de bus de fases no segregadas de 27 kV y 38 kV las capacidades nominales de resistencia de corto circuito de 64 kA rms simétrico (pico 108kA) durante 2 segundos son estándares.

**Construcción**

Los gabinetes se fabrican a partir de aluminio de calibre 11 y son soldados para mayor rigidez. Cubiertas removibles se colocan con pernos para facilitar el acceso a la hora de hacer juntas y durante las inspecciones subsecuentes y periódicas.

**Características, Beneficios y Funciones**

**Facilidad de Instalación**

Debido a sus dimensiones compactas, su peso relativamente bajo y su diseño amigable para los usuarios, bus de fase segregada se instala fácilmente. La rigidez inherente del diseño permite que los colgadores estén espaciados aproximadamente cada 4 pies (1.2 m) para tramos de bus en interiores, y permite el espaciado de estructuras de soporte aproximadamente cada 8 pies (2.4 m) en el caso de tramos para exteriores. La longitud estándar de las secciones de tramos de bus es de 100 pulgadas (2540 mm) o menos.

Los gabinetes son pintados con un sistema de pintura de revestimiento de polvo de poliéster horneado lo que resulta en un acabado muy duradero con un espesor uniforme y brillo. Este acabado agradable a la vista minimiza el riesgo de problemas en entornos rudos. El color estándar es gris claro ANSI-61 y colores especiales están disponibles a petición.

Juntas de expansión se suministran en todos los tramos de bus rectos aproximadamente a intervalos de 50 pies (15.2 m) para permitir la expansión contemplada cuando los conductores son energizados llevan la corriente especificada.

Varias terminaciones están disponibles para permitir la mayoría de los requisitos de terminación. Tramos de bus pueden ser terminados con derivadores flexibles, terminadores de cable, bujes de porcelana o bien casquillos de conductor para conexión con barras de subida en ensambles de switchgear.

**Conductores**

Todos los conductores son barras de cobre con conductividad 100%. Las juntas de bus se fabrican mediante el atornillamiento sólido de las barras bus juntas con placas de empalme en cada lado. Todas las superficies de junta son revestidas con placa para asegurar una conductividad máxima en la junta. Después del atornillado, cada junta estándar es cubierta por un manguito aislante retardante a las flamas, previamente formada, que proporciona un aislamiento completo para los conductores de bus. Estos manguitos son fácilmente removibles para inspección de las juntas en el futuro.

**Elevación de Temperatura**

El bus podrá llevar una corriente especificada continuamente sin rebasar una elevación de temperatura de conductor de 65°C arriba de la temperatura ambiente externa de 40°C, según lo requerido por la norma C37.23 de ANSI.

**Normas y Certificaciones**

Los tramos del bus dentro de carcasa metálica son diseñados para servicio de 600V, 5 kV, 15 kV, 27 kV y 38 kV según ANSI C37.23. Buses de 600V, 5 kV y 15 kV están disponibles con capacidades nominales de corriente continua de 1200, 2000, 3000, 3200 ó 4000 amperes. Buses de 27 kV y 38 kV están disponibles en capacidades nominales continuas de 1200 y 2000 amperes.

**Pruebas**

El diseño de segmentos del bus no segregados ha sido probado según ANSI C37.23. La certificación de prueba de corriente momentánea, prueba de impulso y pruebas de calentamiento en carga están disponibles a petición.

**Aplicación en Zonas Sísmicas**

Los ensambles de tramos bus están diseñados para cumplir con el Código de Construcción Uniforme (UBC) y Código de California Título 24 para Zonas Sísmicas 4, 3, 2A, 2B, 1 y 0. Lineamientos completos para soportes apropiados se proporcionan en cada pedido especificado para zonas sísmicas.

**Datos Técnicos y Especificaciones**

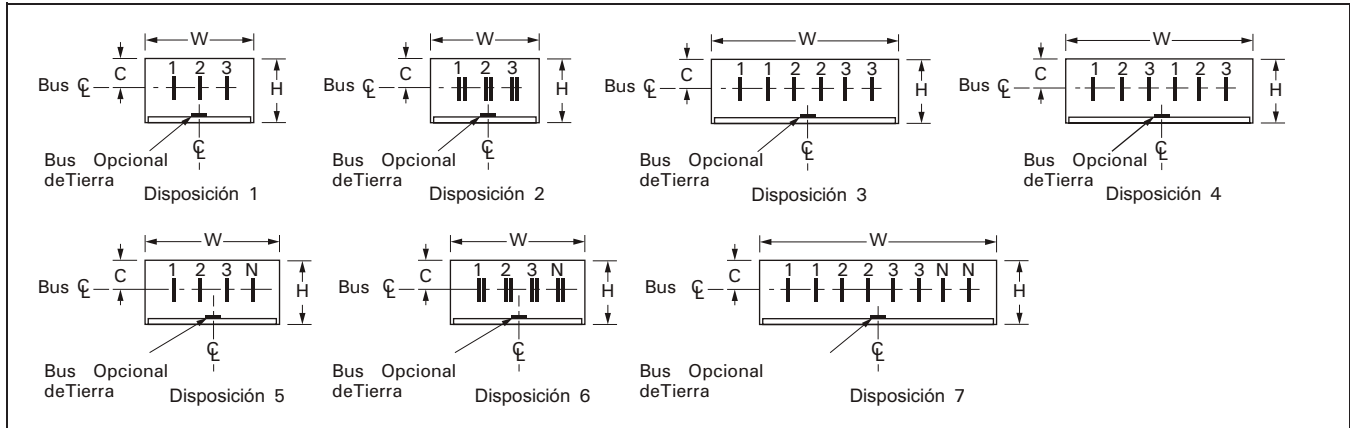
**Tabla 13-56. Capacidades Nominales del Bus No Segregada Disponibles según ANSI/IEEE Norma C37.23-1987**

Tensión Máxima Nominal kV rms	Frecuencia de Potencia Nominal Hz	Resistencia de Frecuencia de Potencia 1 minuto kV seco rms	Resistencia a Impulsos (1.2 x 50 microseg)	Corriente Continua Nominal	Corriente de Resistencia Corto Circuito de Tiempo Especificado (kA rms Simétrico)		Corriente de Resistencia Corto Circuito Momentáneo Especificado	
					2 Seg	1 Seg	10 Ciclos	
							Pico kA	kA rms Asimétrico.
0.635	60	2.2	10	1200 2000 3000 4000 5000	49	69	132	78
0.635	60	2.2	10	1200 2000 3000	63	89	170	100.8
4.76	60	19	60	1200 2000 3000 4000 5000	49	—	132	78
4.76	60	19	60	1200 2000 3000	63	—	170	100.8
8.25	60	36	95	1200 2000 3000 4000 5000	41	—	111	66
8.25	60	36	95	1200 2000 3000	63	—	170	100.8
15	60	36	95	1200 2000 3000 4000 5000	48	—	130	77
15	60	36	95	1200 2000 3000	63	—	170	100.8
27	60	60	125	1200 2000	40	—	108	64
38	60	80	170	1200 2000	40	—	104	64

**13**

<sup>1</sup> Véase Sección 22 Tabla 22-4 - ~~22-7~~ listados CSA y UL disponibles.  
<sup>2</sup> Este valor calculado para una capacidad nominal de resistencia de corriente de corto circuito de 2 segundos con<sup>2</sup> base en la relación I t =  
<sup>3</sup> Para aplicación de 600V, una capacidad nominal de resistencia de corriente momentánea de 4 ciclos de hasta un pico de 158 kA (98.8 kA asimétrico) es también posible.

Página intencionalmente en blanco



**Figura 13-8. Datos Dimensionales para Bus de Fases No Segregadas 635V/5 kV/15 kV — Configuraciones Estándares**

**Tabla 13-57. Datos Dimensionales para Bus de 635V/5 kV/15 kV Especificado hasta Pico de 132 kA Momentáneo, 49 kA rms Simétrico 2 Segundos**

Tipo de Hilo	Tensión Máxima Especificada kV <sup>1</sup>	Amperaje Continuo Especificado	No. de Distribución.	Material del Gabinete		Tamaño de Gabinete (Pulgadas)			# de Barras Fase y Tamaño, Cu (pulgadas) <sup>1</sup>	Espaciado de Bus Fase-Fase (Pulgadas)	Soportes Aislantes		Bus de Tierra Opcional, Cu (Pulgadas)	Pero Promedio Aproximado por Pie (Lbs.) <sup>3</sup>	Listado	
				Estándar	Opcional	W	H	C			Estándar	Opcional <sup>2</sup>			CSA	UL
3	0.635/5/15	1200	1	Aluminio	—	20.00	17.38	8.13	(1) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 38	Sí	No
	0.635/5/15	2000	1	Aluminio	—	20.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 47	Sí	No
	0.635/5/15	3000	1	Aluminio	—	20.00	17.38	8.13	(1) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 68	Sí	No
	0.635	3200	2	Aluminio	—	20.00	17.38	8.13	(2) 0.38 x	5338	4	—	—	0.25 x 2 77	No	No
	0.635/5/15	4000	3	Aluminio	—	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2101	No	No
	0.635/5/15	5000	4	Aluminio	—	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2101	No	No
3	0.635/5/15	1200	1	—	Acero	20.00	17.38	8.13	(1) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 58	No	No
	0.635/5/15	2000	1	—	Acero	20.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 67	No	No
	0.635/5/15	3000	3	—	Acero	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	5438	4	e	f	0.25 x 2106	No	No
	0.635	3200	3	—	Acero	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	5338	4	—	—	0.25 x 2130	No	No
	0.635/5/15	4000	3	—	Acero	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2154	No	No
	0.635/5/15	5000	4	—	Acero	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2154	No	No
4	0.635/5/15	1200	5	Aluminio	—	26.00	17.38	8.13	(1) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 48	No	No
	0.635/5/15	2000	5	Aluminio	—	26.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 60	No	No
	0.635/5/15	3000	5	Aluminio	—	26.00	17.38	8.13	(1) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 88	No	No
	0.635	3200	6	Aluminio	—	26.00	17.38	8.13	(2) 0.38 x	5338	4	—	—	0.25 x 2100	No	No
	0.635	4000	7	Aluminio	—	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	4600	4	—	—	0.25 x 2127	No	No
	4	0.635/5/15	1200	5	—	Acero	26.00	17.38	8.13	(1) 0.50 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 72	No
0.635/5/15		2000	5	—	Acero	26.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5338	4	e	f	0.25 x 2 84	No	No
0.635		3000	7	—	Acero	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	4400	4	—	—	0.25 x 2124	No	No
0.635		3200	7	—	Acero	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	4600	4	—	—	0.25 x 2156	No	No
0.635		4000	7	—	Acero	35.75	17.38	8.13	(2) 0.50 x	4600	4	—	—	0.25 x 2188	No	No
5/15		3000	—	—	Acero	ND	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5/15		3000	—	—	Acero	ND	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5/15		4000	—	—	Acero	ND	ND	—	—	—	—	—	—	—	—	—

<sup>1</sup> Todas las barras bus para aplicaciones arriba de 600V están totalmente aisladas con revestimiento epóxico fluidificado para la tensión máxima es cada.

Todas las barras bus para aplicaciones a 600V o menos están sin protección. Un revestimiento epóxico a 600V y menos está disponible como <sup>2</sup> Revise con Cutler-Hammer de Eaton para disponibilidad.

<sup>3</sup> Agregue 3 libras a los pesos mostrados cuando se utilizan soportes aislantes Poli/Porcelana o Epóxicos en lugar de Vidrio Poliéster.

<sup>4</sup> Vidrio de Poliéster.

<sup>e</sup> Poliéster/Porcelana.

<sup>f</sup> Epóxico.

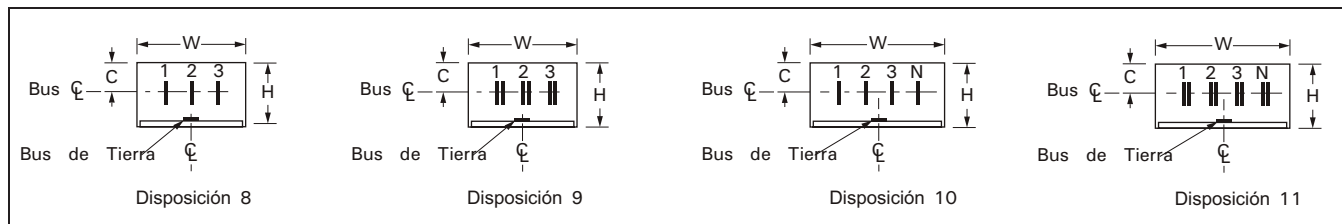


Figura 13-9. Datos Dimensionales para Bus de Fases No Segregadas 635V/5 kV/15 kV — Configuraciones de 63 kA

Tabla 13-58. Datos Dimensionales para Bus 635V/5 kV/15 kV Especificado hasta 170 kA Momentáneo, 63 kA rms Sim 2 Segundos

Tipo de Hilo	Tensión Máxima Especificada kV <sup>1</sup>	Amperaje Continuo Especificado	No. de Distribución.	Material del Gabinete		Tamaño del Gabinete (Pulgadas)			Número de Barras Fase y Tamaño, Cu (Pulgadas) <sup>1</sup>	Espaciado de Bus Fase-Fase (Pulgadas)	Soportes Aislantes		Bus de Tierra Opcional, Cu (Pulgadas)	Peso Promedio Aproximado por Pie (Lbs.) <sup>3</sup>	Listados		
				Estándar	Opcional	W	H	C			Estándar	Opcional <sup>2</sup>			CSA	UL	
3	0.635/5/15	1200	8	Aluminio	—	20.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5638	4	e	f	0.25 x 3	48	Sí	No
	0.635/5/15	2000	8	Aluminio	—	20.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5638	4	e	f	0.25 x 3	48	Sí	No
	0.635/5/15	3000	9	Aluminio	—	20.00	17.38	8.13	(2) 0.38 x	5638	4	—	f	0.25 x 3	78	Sí	No
	0.635	3200	9	Aluminio	—	20.00	17.38	8.13	(2) 0.38 x	5638	4	—	—	0.25 x 3	78	No	No
3	0.635/5/15	1200	8	—	Acero	20.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5638	4	e	f	0.25 x 3	68	No	No
	0.635/5/15	2000	8	—	Acero	20.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5638	4	e	f	0.25 x 3	68	No	No
4	0.635/5/15	1200	10	Aluminio	—	26.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5638	4	e	f	0.25 x 3	61	No	No
	0.635/5/15	2000	10	Aluminio	—	26.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5638	4	e	f	0.25 x 3	61	No	No
	0.635/5/15	3000	11	Aluminio	—	26.00	17.38	8.13	(2) 0.38 x	5638	4	—	f	0.25 x 3	101	No	No
	0.635	3200	11	Aluminio	—	26.00	17.38	8.13	(2) 0.38 x	5638	4	—	—	0.25 x 3	101	No	No
4	0.635/5/15	1200	10	—	Acero	26.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5638	4	e	f	0.25 x 3	85	No	No
	0.635/5/15	2000	10	—	Acero	26.00	17.38	8.13	(1) 0.38 x	5638	4	e	f	0.25 x 3	85	No	No

<sup>1</sup> Todas las barras bus para aplicaciones arriba de 600V están totalmente aisladas con revestimiento epóxico fluidificado para la tensión máxima cada.

Todas las barras bus para aplicaciones a 600V o menos están sin protección. Un revestimiento epóxico a 600V y menos está disponible como opción.

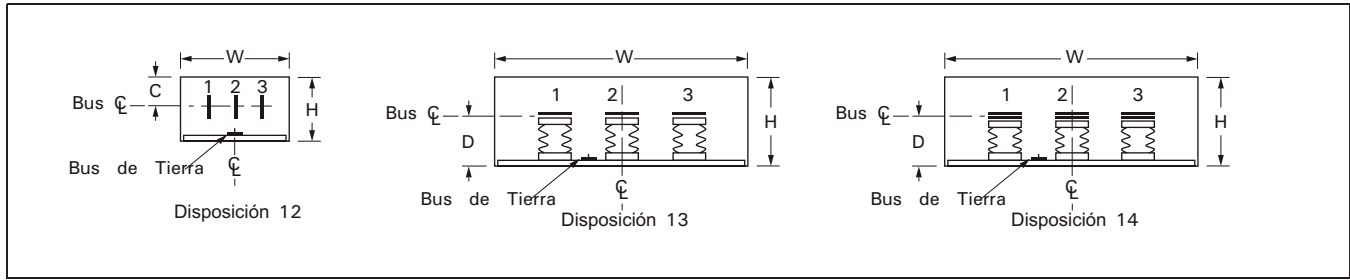
<sup>2</sup> Revise con Cutler-Hammer de Eaton para disponibilidad.

<sup>3</sup> Agregue 3 libras a los pesos mostrados cuando se utilizan soportes aislantes Poli/Porcelana o Epóxicos en lugar de Vidrio Poliéster.

<sup>4</sup> Vidrio de Poliéster.

<sup>5</sup> Poliéster/Porcelana.

<sup>f</sup> Epóxico.



**Figura 13-10. Datos Dimensionales para Bus de Fases No Segregadas 27 kV/38 kV – Configuraciones Estándares.**

**Tabla 13-59. Datos Dimensionales para Bus de 27 kV Especificado a 108 kA Pico Momentáneo, 40 kA rms Simétrico Segundos**

Tipo de Hilo	Tensión Máxima Especificada kV <sup>1</sup>	Amperaje Continuo Especificado	No. de Distribución	Material del Gabinete		Tamaño del Gabinete (Pulgadas)			# de Barras Fase y Tamaño, Cu (Pulgadas) <sup>1</sup>	Espaciado de Bus Fase-Fase (Pulgadas)	Soportes Aislantes		Bus de Tierra Opcional, Cu (Pulgadas)	Peso Aproximado Promedio por Pie (Lbs.) <sup>3</sup>	Listado		
				Estándar	Opcional	W	H	C			Estándar	Opcional <sup>2</sup>			CSA	UL	
3	27	1200	12	Aluminio	—	30.00	21.00	9.88	(1) 0.25 x	7.00	4	e	f	0.25 x 2	37	Sí	No
					—	30.00	21.00	9.88	(1) 0.50 x	7.00	4	e	f			0.25 x 2	49
3	27	1200	12	—	Acero	30.00	21.00	9.88	(1) 0.25 x	7.00	4	e	f	0.25 x 2	37	Sí	No
					Acero	30.00	21.00	9.88	(1) 0.50 x	7.00	4	e	f			0.25 x 2	49

<sup>1</sup> Todas las barras bus para aplicaciones arriba de 600V están totalmente aisladas con revestimiento epóxico fluidificado para la tensión máxima especificada.

<sup>2</sup> Revise con Cutler-Hammer de Eaton para disponibilidad.

<sup>3</sup> Agregue 3 libras a los pesos mostrados cuando se utilizan soportes aislantes Poli/Porcelana o Epóxicos en lugar de Vidrio Poliéster.

<sup>4</sup> Vidrio de Poliéster.

<sup>5</sup> Poliéster/Porcelana.

<sup>6</sup> Epóxico.

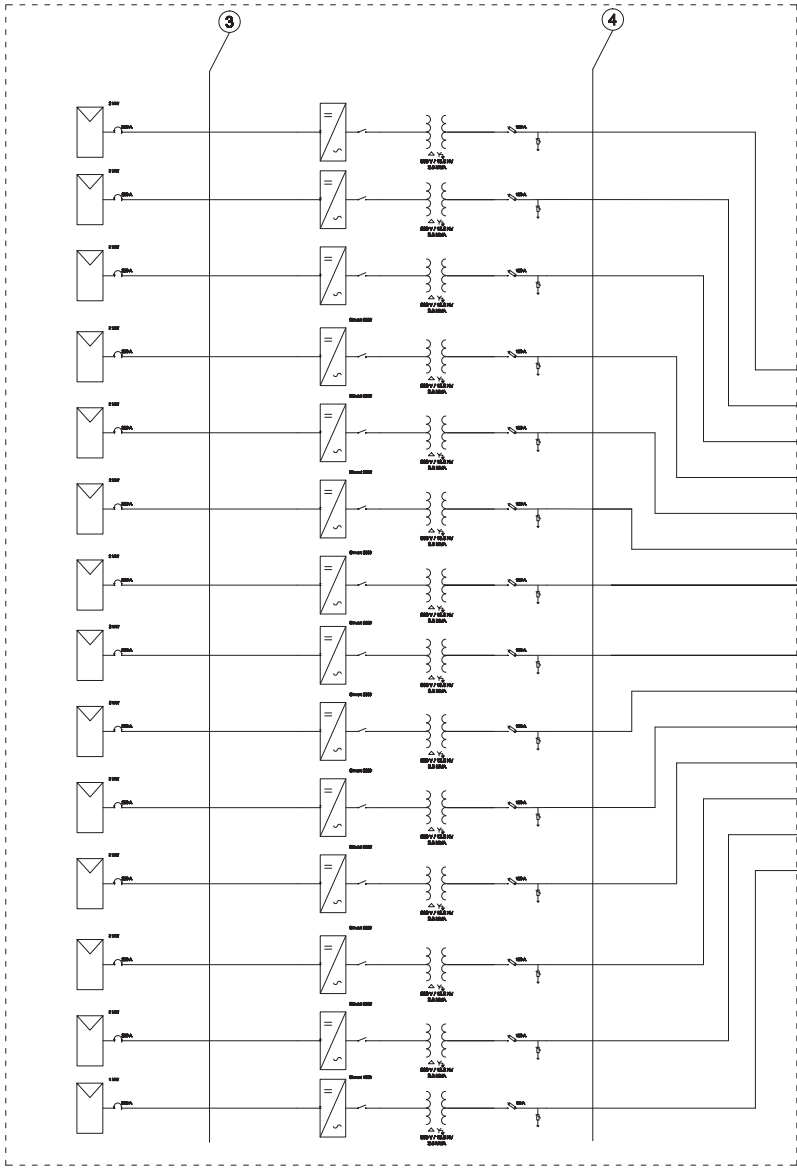
**Tabla 13-60. Datos Dimensionales para Bus de 38 kV Especificado hasta 104 kA Pico Momentáneo, 40 kA rms Simétrico Segundos**

Tipo de Alambre	Tensión Máxima Especificada kV <sup>7</sup>	Amperaje Continuo Especificado	No. de Distribución	Material del Gabinete		Tamaño de Gabinete (Pulgadas)			# de Barras Fase y Tamaño, Cu (Pulgadas) <sup>7</sup>	Espaciado de Bus Fase-Fase (Pulgadas)	Soportes Aislantes		Bus de Tierra Opcional, Cu (Pulgadas)	Peso Promedio Aproximado por Pie (Lbs.)	Listados		
				Estándar	Opcional	W	H	C			Estándar	Opcional			CSA	UL	
3	38	1200	13	Aluminio	—	40.25	21.50	10.23	(1) 0.25 x	10.50	Epoxi	—	—	0.25 x 2	61	Sí	No
					—	40.25	21.50	10.64	(1) 0.38 x	10.50	Epoxi	—	—			0.25 x 2	89
3	38	1200	13	—	Acero	40.25	21.50	10.23	(1) 0.25 x	10.50	Epoxi	—	—	0.25 x 2	88	No	No
					Acero	40.25	21.50	10.64	(1) 0.38 x	10.50	Epoxi	—	—			0.25 x 2	116

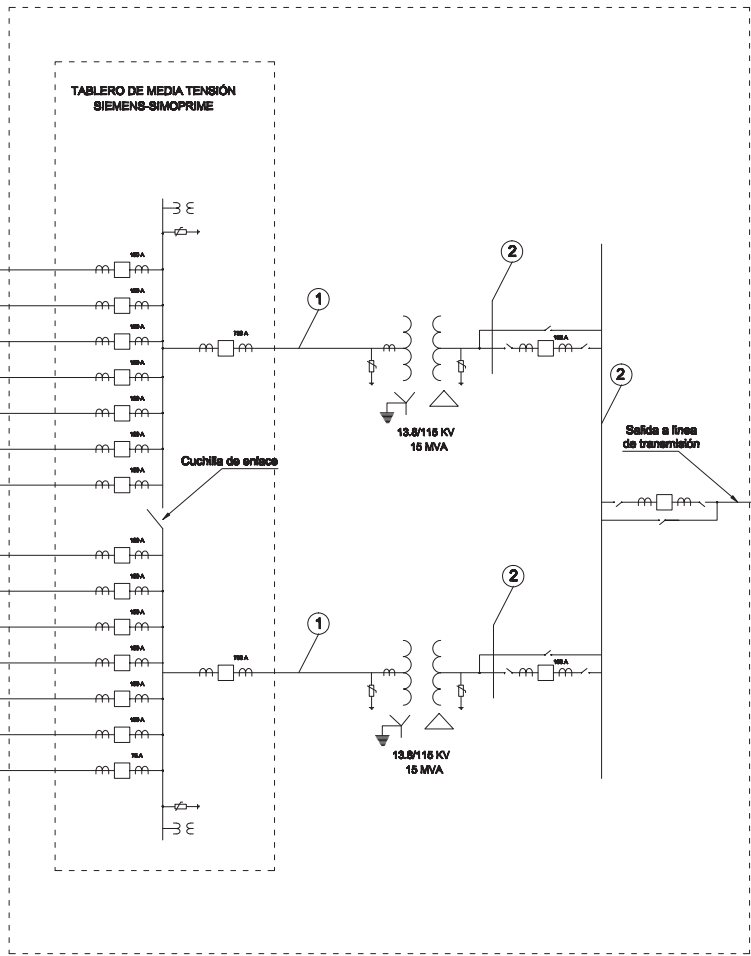
<sup>7</sup> Todos las barras bus para aplicaciones arriba de 600V están totalmente aisladas con revestimiento epóxico fluidificado para la tensión máxima especificada.

UL es una marca registrada de Underwriters Laboratories Inc.

### SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO



### SUBSTACION



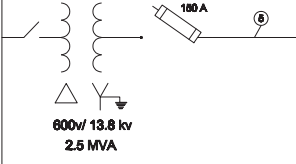
SIMBOLOGIA	
	Seccionador
	Interruptor termomagnético Indica la capacidad de operación del interruptor
	Transformador
	Interruptor de potencia
	Inversor Indica capacidad y capacidad del proceso en 100%
	Generador solar Fotovoltaico Indica la potencia en MW del campo solar fotovoltaico
	Proteccion contra sobrevoltajes
	Fusible Indica la corriente de operación del fusible
	Transformador de corriente
	Transformador de potencial

CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS		
	Numero y Designacion	Tuberia
1	3-ACBR 605 KCM con aislamiento de 15 KV	
2	3 ACBR 1/0 AWG	
3	3-1/0 AWG con aislamiento de 1000V	Un ducto de PVC de 08.8 de diametro para cada conductor
4	3-1/0 AWG con aislamiento de 15 KV	Un ducto de PVC de 08.8 de diametro para cada conductor

DOCUMENTOS DE REFERENCIA	
POB-0: DIAGRAMA LINEAL PARA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2 MW	
POB-1: DIAGRAMA LINEAL PARA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 100V	
POB-9: DIAGRAMA LINEAL SUBSTACION	

"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"	
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA DIAGRAMA LINEAL DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA	
SECC: EN ACOT: EN	POB-1

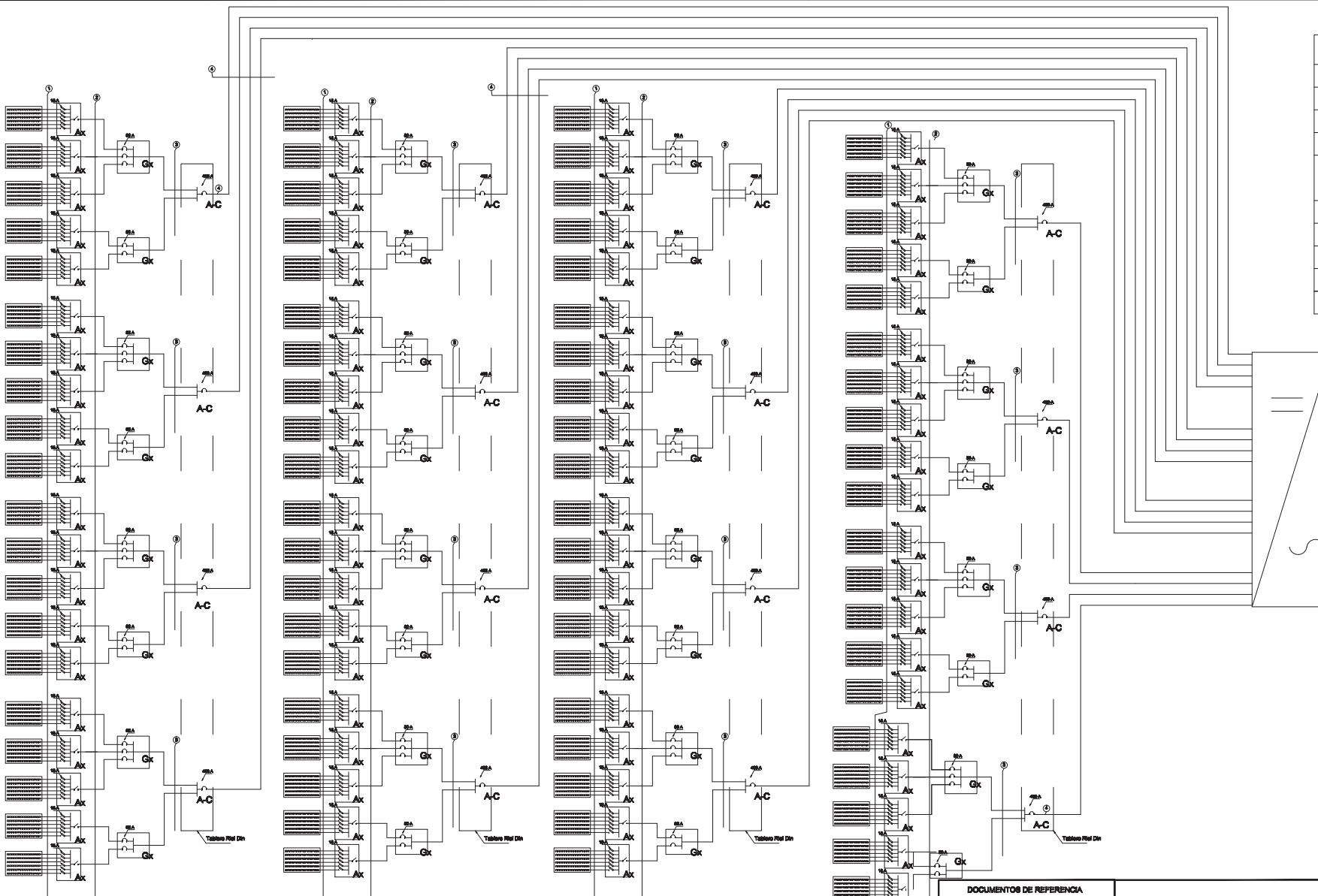
SIMBOLOGIA	
	Modulo solar fotovoltaico
	Seccionador
	Interruptor termomagnetico
	Fusible
	Inversor
	Transformador
Ax	Caja combinadora Ax
Gx	Caja combinadora Gx
A-C	Tablero Riel Din
?	Indice oculto de conductores



**CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS**

Numero y Designacion	Tuberia
1 2-10 AWG 1-14 AWG	Trapezoidal de conductor por ducto tamaño 10 (10) tubo para union subestacion
2 2- 4 AWG 1-8 AWG	Trapezoidal de conductor por ducto tamaño 10 (10) tubo para union subestacion
3 2- 2/0 AWG 1-4 AWG	Tubo corrugado PVC de 60.5 de diametro Tubo designacion 1/40 tubo para union subestacion
4 6- 3/0 AWG 1-4 AWG	Tubo designacion 1/20 tubo para union subestacion
5 2- 1/0 AWG	Un ducto de PVC de 60.5 de diametro para cada conductor

**NOTA**  
Todos los conductores tambien colorido para 1000V excepto el identificado con el numero 5 el cual tiene un aislamiento de 15 KV



**DOCUMENTOS DE REFERENCIA**

- POB-1: DIAGRAMA UNIPOLAR DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
- POB-2: DIAGRAMA UNIPOLAR SUBESTACION
- POB-3: PLANO DE PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2MW
- POB-11: PLANO DE CUARTO DE INVERSOR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2MW

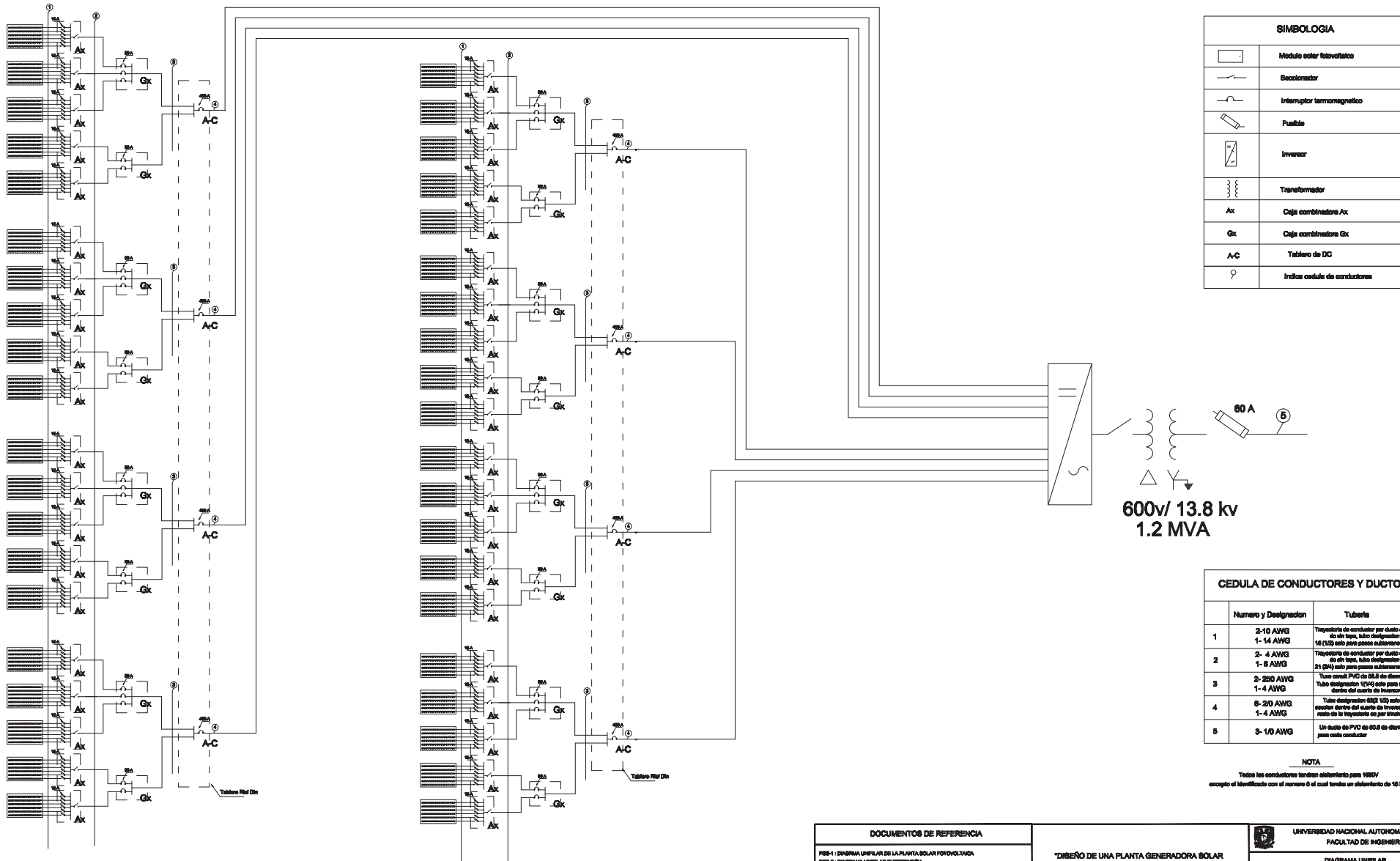
**"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA

DIAGRAMA UNIPOLAR  
GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2 MW

FEEL: BR  
ADOC: BR  
PAGE: 2





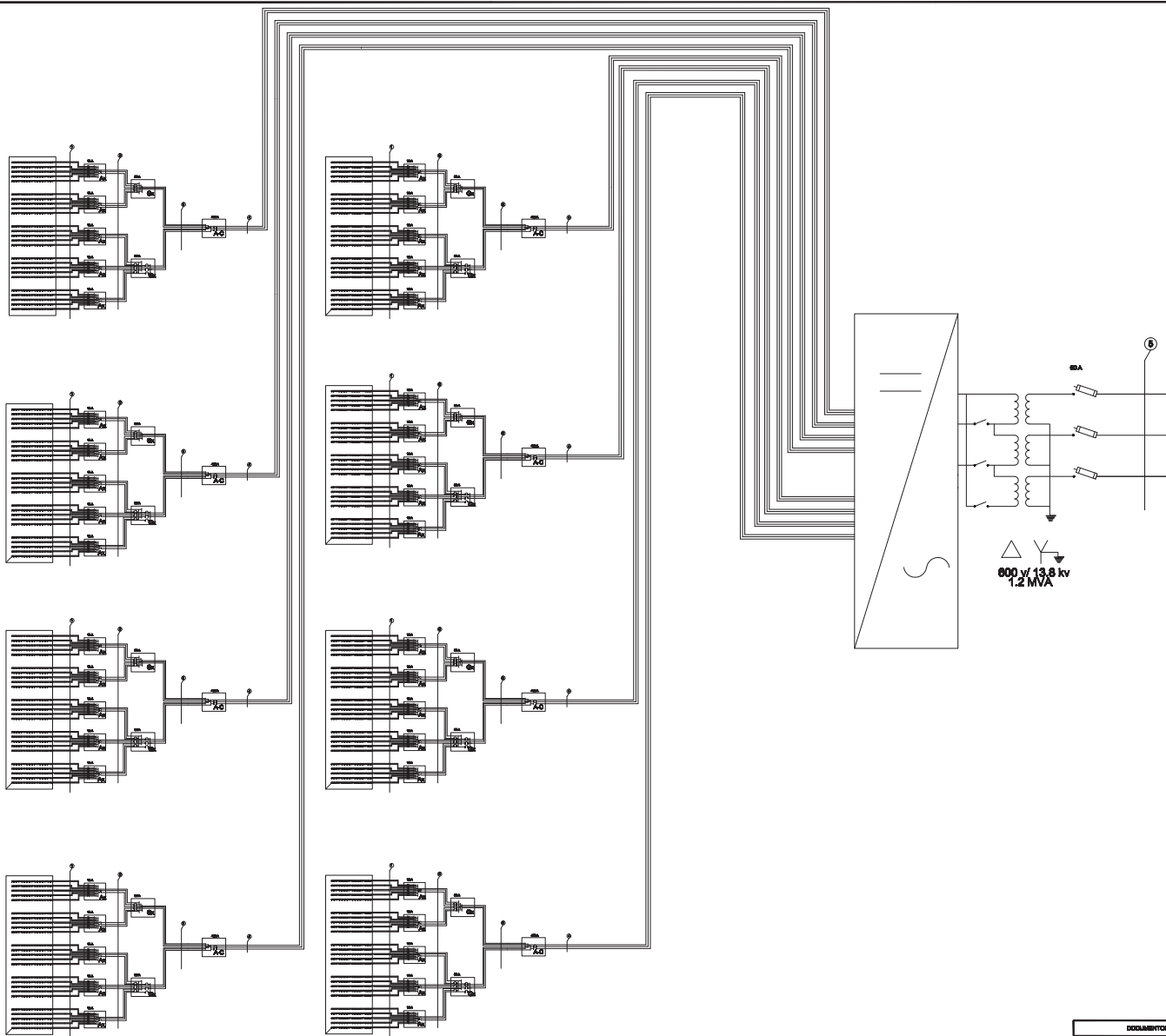
SIMBOLOGIA	
	Módulo solar fotovoltaico
	Seccionador
	Interruptor termomagnético
	Fusible
	Inversor
	Transformador
Ax	Caja combinadora Ax
Gx	Caja combinadora Gx
A-C	Tablero de DC
⊙	Indica celdula de estructuras

CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS		
Numero y Designacion	Tuberia	
1 2-10 AWG 1- 14 AWG	Trenectoria de conductor por ducto caudales de 40 mm, tubo designacion 18 (G2) solo para puesta a tierra	
2 2- 4 AWG 1- 8 AWG	Trenectoria de conductor por ducto caudales de 40 mm, tubo designacion 21 (G4) solo para puesta a tierra	
3 2- 250 AWG 1- 4 AWG	Tubo corrugado PVC de 62.5 de diametro Tubo designacion 1440 solo para seccion dentro del cuarto de transformacion	
4 6- 250 AWG 1- 4 AWG	Tubo designacion 652 (G2) solo para seccion dentro del cuarto de transformacion, el resto de la longitud en por estructura	
5 3- 10 AWG	Un ducto de PVC de 50.8 de diametro para cable conductor	

NOTA  
Todos los conductores tendrán aislamiento para 15KV excepto el identificado con el numero 5 el cual tendrá un aislamiento de 10 KV

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
P08-1 : DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA P08-2 : DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION P08-3 : PLANO DE PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 10 MW P08-10 : PLANO DE CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 10 MW

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
<b>"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"</b> DIAGRAMA UNIFILAR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 1 MW
P08-3 DISE: BR ADOF: BR



**CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS**

	Numero y Designacion	Tuberia
1	2-10 AWG 1- 14 AWG	Trequente de conductor por ducto esche- da de tipo, tubo designacion 10 (14) solo para pesos subterranos
2	2- 4 AWG 1- 8 AWG	Trequente de conductor por ducto esche- da de tipo, tubo designacion 21 (84) solo para pesos subterranos
3	2- 280 AWG 1- 4 AWG	Tubo conuL PVC de 80.8 de diametro Tubo designacion 414) solo para instalacion dentro del cuadro de transformacion
4	6- 210 AWG 1- 4 AWG	Tubo designacion 612 (41) solo para instalacion dentro del cuadro de transformacion, el resto de la trayectoria es por tirachinas
5	3- 140 AWG 1- 4 AWG	Un ducto de PVC de 80.8 de diametro para cada conductor

**SIMBOLOGIA**

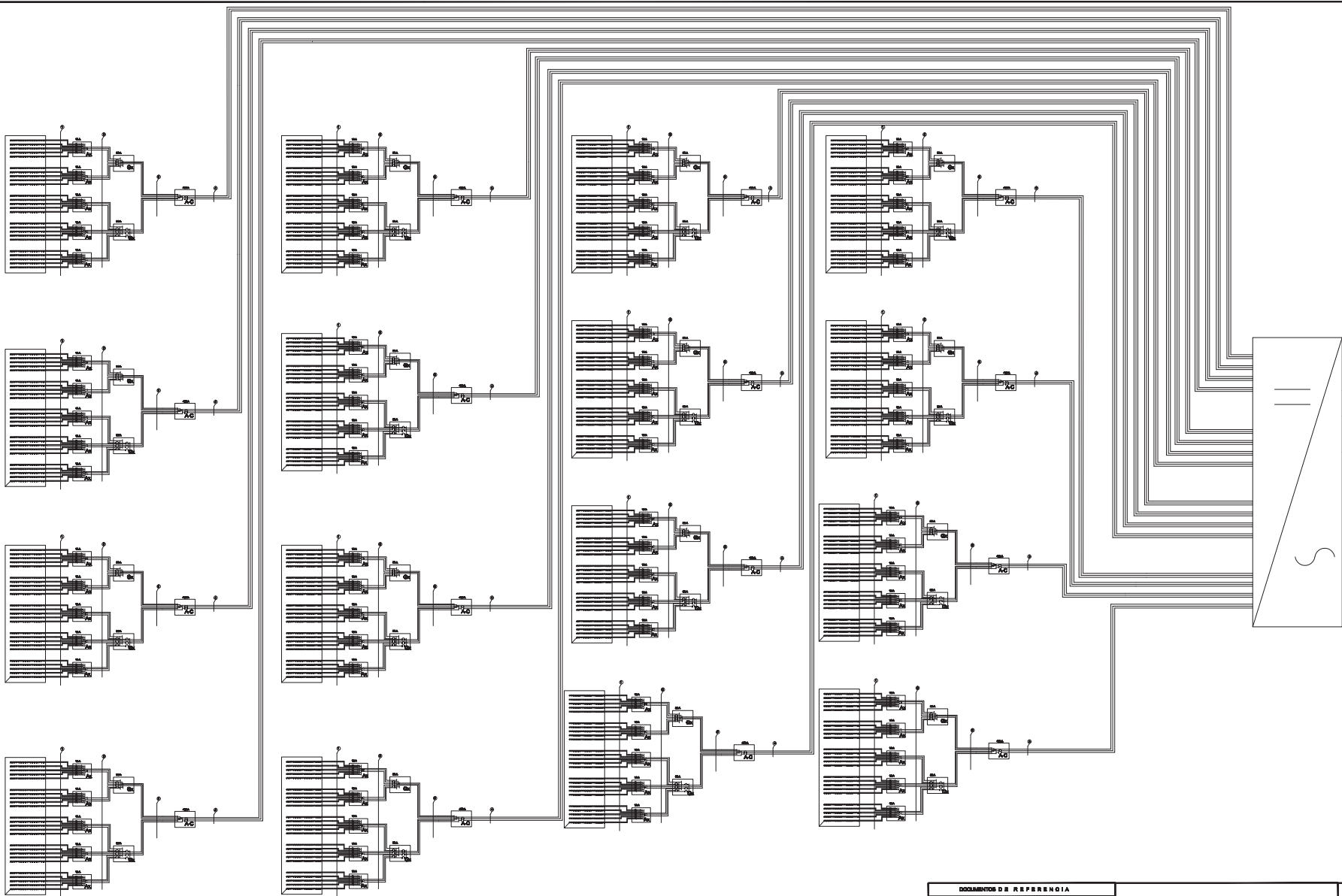
	Modulo solar fotovoltaico
	Seccionador
	Interruptor termomagnético
	Fusible
	Inversor
	Transformador
Ax	Caja combinadora Ax ( Array Junction box)
Gx	Caja combinadora Gx ( Generator Junction box)
A-C	Tablero Riel Din
	Indica la el circuito en la celda de cableado

DOCUMENTOS DE REFERENCIA  
 PGE-S DIAGRAMA UNIPOLAR GENERADOR 1MW

**DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR  
 FOTOVOLTAICA DE 20 MW**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
 FACULTAD DE INGENIERIA  
 DIAGRAMA BIPOLAR DEL ARREGLO DE MODULOS  
 FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A UN INVERSOR "INVERT" 1000 MS TL"  
 PERTENECIENTE A LA PLANTA GENERADORA SOLAR

DISEÑADOR: [ ]  
 ASESOR: [ ]

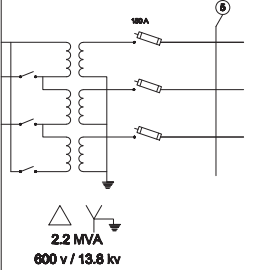


**CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS**

Numero y Designacion	Tablero
1 3-10 AWG 1-14 AWG	Transformador para subestacion de 2.2 MVA, 600/13.8 kV
2 3- 4 AWG 1- 8 AWG	Transformador para subestacion de 1000 VA, 120/240 V
3 3- 200 AWG 1- 4 AWG	Tablero de control de 20 inversores de 1000 VA, 120/240 V
4 3- 200 AWG 1- 4 AWG	Tablero de control de 20 inversores de 1000 VA, 120/240 V
5 3- 10 AWG 1- 4 AWG	Tablero de control de 20 inversores de 1000 VA, 120/240 V

**SIMBOLOGIA**

	Modulo solar fotovoltaico
	Interruptor
	Interruptor termomagnético
	Fusible
	Inversor
	Transformador 100/240 V
	Caja combinada An (Fusible Junction box)
	Caja combinada Cn (Generator Junction box)
	Tablero PDU DIN
	Indicador de estado en cable de-estacion



DOCUMENTOS DE REFERENCIA  
 PGB-2 : DIAGRAMA UNIPOLAR  
 GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW

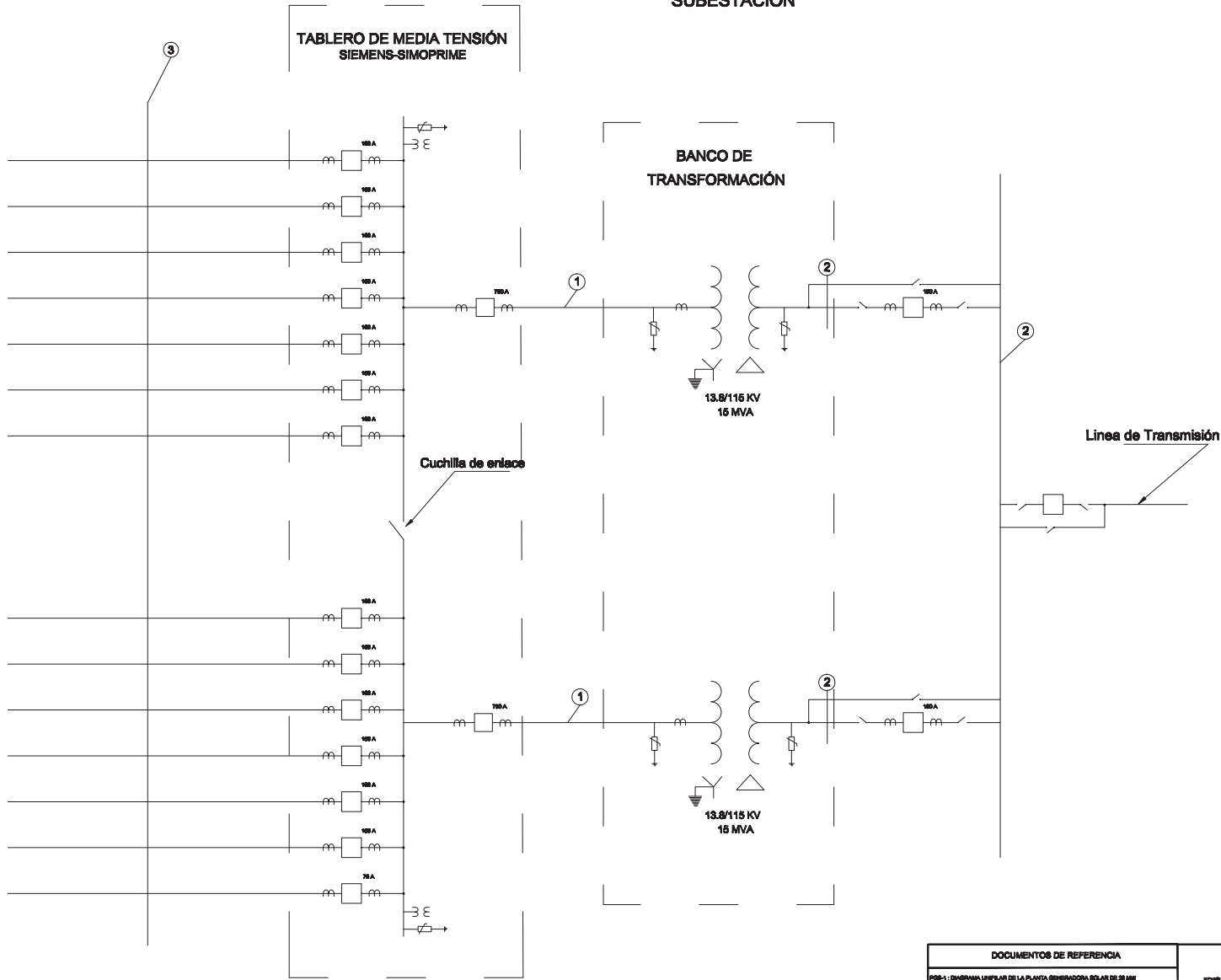
"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR  
 FOTOVOLTAICA DE 20 MW"

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
 FACULTAD DE INGENIERIA

DIAGRAMA UNIPOLAR GENERADOR 20W  
 PERTENECIENTE A LA PLANTA GENERADORA SOLAR

ISS: 001  
 AOUT: 004  
 PGB-6

## SUBESTACIÓN



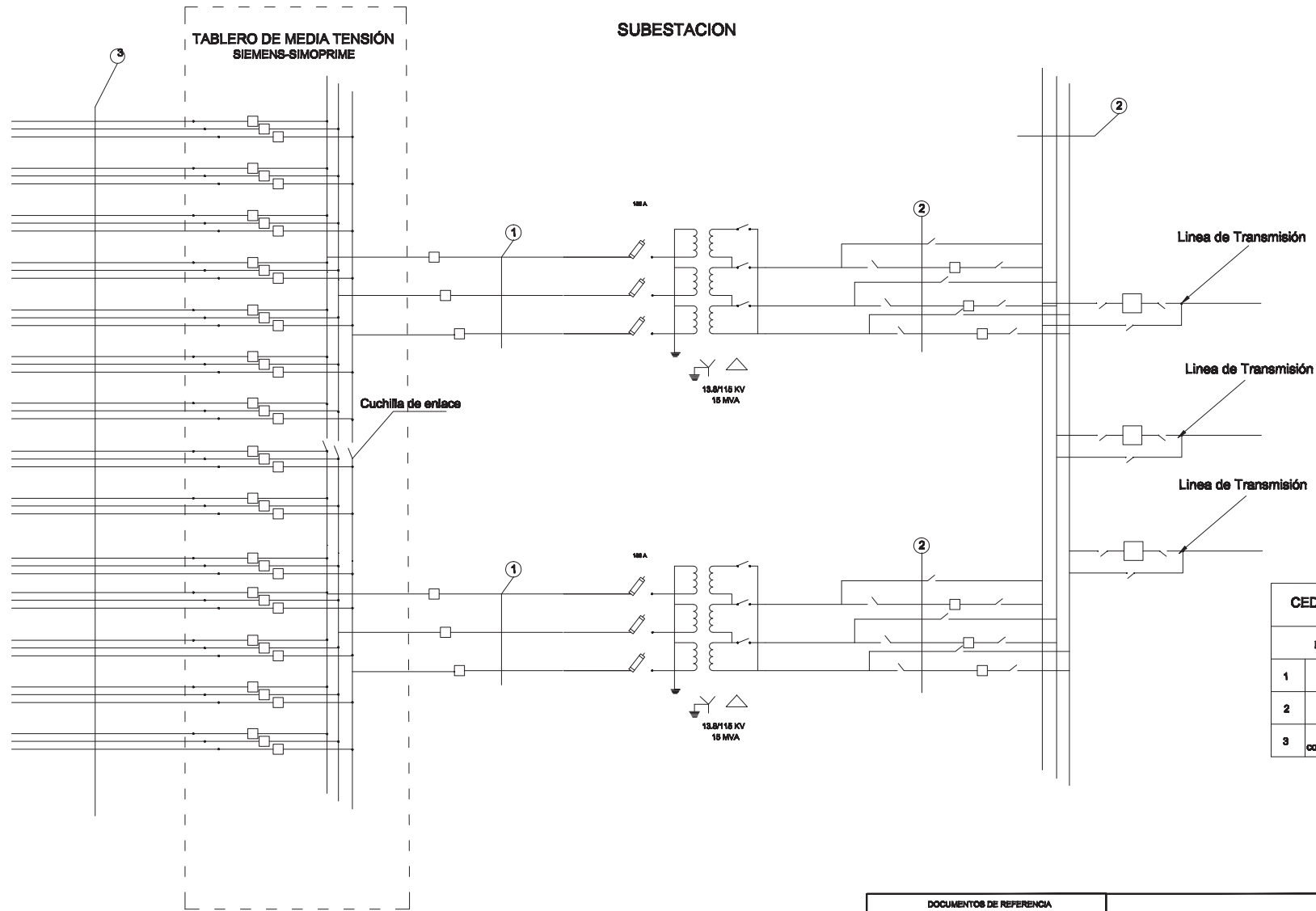
### SIMBOLOGIA

	<b>Seccionador</b>
	<b>Interruptor termomagnético</b> <small>Indica la corriente de operación del interruptor</small>
	<b>Transformador</b>
	<b>Interruptor de potencia</b>
	<b>Inversor</b> <small>Indica modelo y capacidad del Inversor en KW</small>
	<b>Generador solar Fotovoltaico</b> <small>Indica la potencia en MW del arreglo solar fotovoltaico</small>
	<b>Proteccion contra sobretensiones</b>
	<b>Fusible</b> <small>Indica la corriente de operación del fusible</small>
	<b>Transformador de corriente</b>
	<b>Transformador de potencial</b>

### CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS

Numero y Designación	Tubería
1 3- ACSR 566 KCM	
2 3 ACSR 1/0 AWG	
3 3- 1/0 AWG con aislamiento de 15 kv	Un ducto de PVC de 80.8 de diametro para cada conductor

<b>DOCUMENTOS DE REFERENCIA</b>	<b>UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO</b> FACULTAD DE INGENIERIA
PDB-1: ESQUEMA LINEAL DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR DE 20 MW PDB-7: ESQUEMA TRIFASAR SUBESTACION PDB-10: MUESTRA GENERAL DE PLANTA SUBESTACION PDB-11: PLANO DE DETALLES SUBESTACION	<b>"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"</b>
DISEÑO: BEN ADAPT.: BEN	<b>DIAGRAMA LINEAL DE SUBESTACION</b>  PCB-8



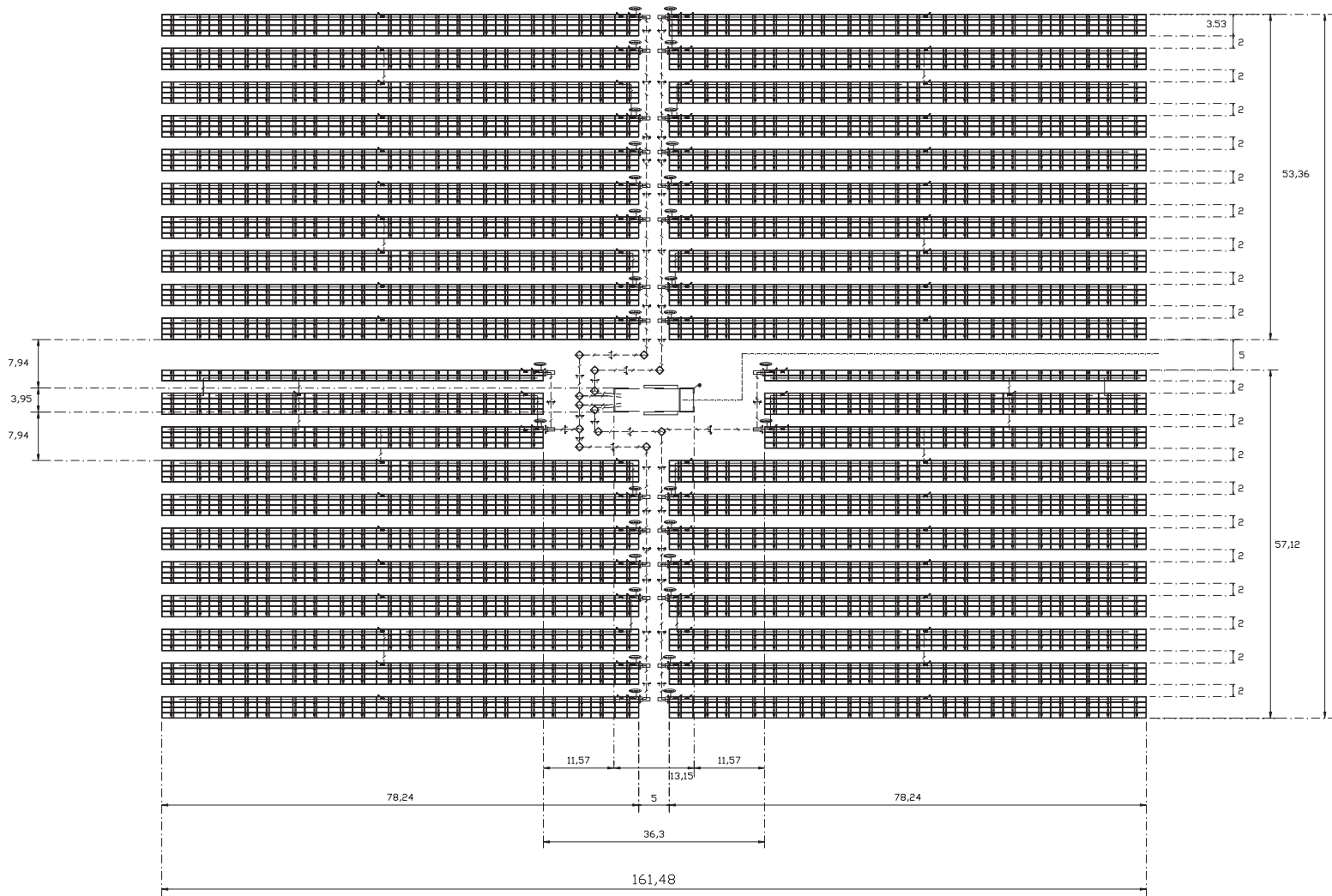
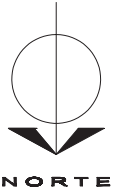
SIMBOLOGIA	
	Sectionador
	Interruptor termomagnético
	Transformador
	Interruptor de potencia
	Inversor
	Generador solar Fotovoltaico
	Carga
	Protección contra sobrevoltajes
	Protección diferencial
	Protección Magnetotérmica
	Equipo de medición

CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS		
Numero y Designación	Tubería	
1	3- ACSR 508 KCM	
2	3 ACSR 1/0 AWG	
3	3- 1/0 AWG con aislamiento de 15 kv	Un ducto de PVC de 50.8 de diametro para cada conductor

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PG8-1: DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
 FACULTAD DE INGENIERIA  
 DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACION

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACION
DISEÑ: BR ADOPT: BR	PG8-7



LISTA DE MATERIALES	
1	Caja combinadora Ax
2	Caja combinadora Gx
3	Cuarto de Inversores

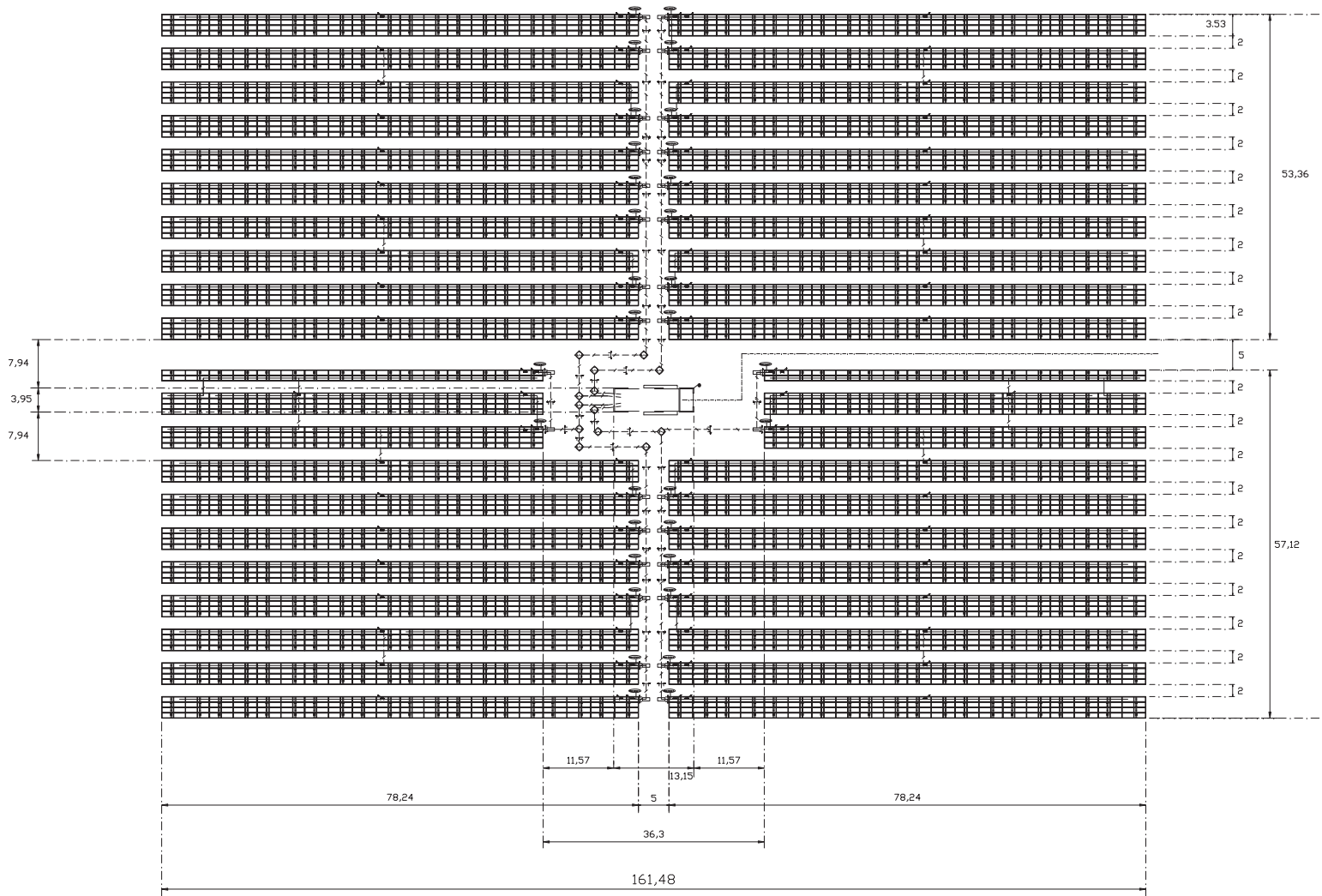
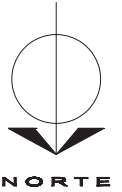
SIMBOLOGÍA	
	Modulo solar
	Registro
	Pozo de visita
	Línea subterránea de baja tensión
	Base para soportes de los módulos solares
	Soporte para cables

**NOTA**  
**DETALLES DE INSTALACION DE LO MODULOS**  
**VEASE PGS-13**

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PGS-9: DISEÑO UNIFILAR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW PGS-11: PLANO DE CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW

**"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR**  
**FOTOVOLTAICA DE 20 MW"**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA	
PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW	
DISE: EN ADOPT: México	PGS-8



LISTA DE MATERIALES	
1	Caja combinadora Ax
2	Caja combinadora Gx
3	Cuarto de Inversores

SIMBOLOGÍA	
	Modulo solar
	Registro
	Pozo de visita
	Indica que es un pozo de visita de modo tapan Indica el tipo de pozo
	Línea subterránea de baja tensión
	Base para soportes de los módulos solares
	Soporte para cables

**NOTA**  
**DETALLES DE INSTALACION DE LO MODULOS**  
**VEASE PGS-13**

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PGS-9: DISEÑO UNIFILAR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW PGS-11: PLANO DE CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW

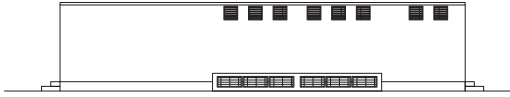
**"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR**  
**FOTOVOLTAICA DE 20 MW"**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA	
PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW	
DISE: EN ADOPT: México	PGS-8





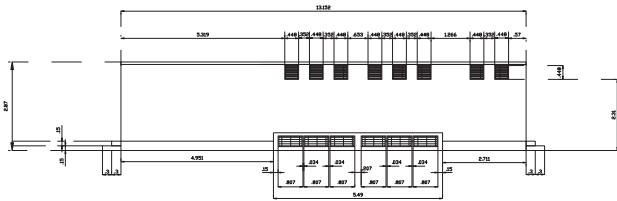
VISTA LATERAL SUR



VISTA PONIENTE



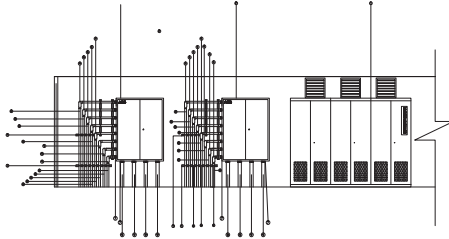
VISTA LATERAL NORTE



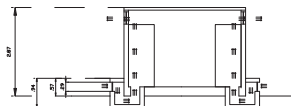
VISTA ORIENTE



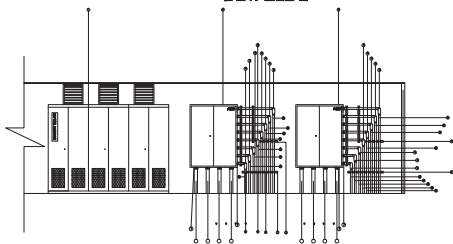
DETALLE 1



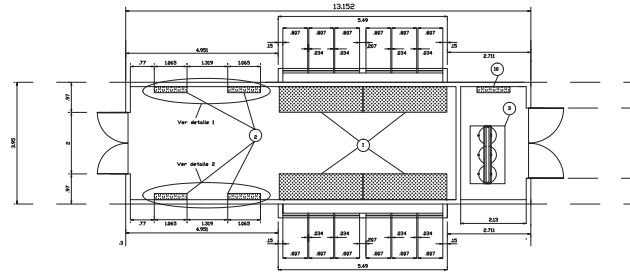
DETALLES DE VENTILACIÓN



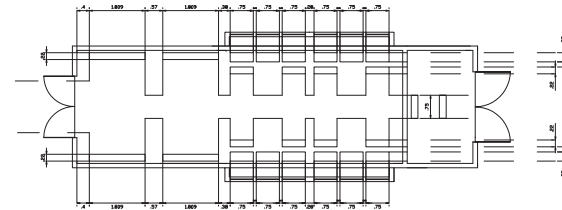
DETALLE 2



VISTA EN PLANTA



DUCTOS SUBTERRANEOS  
VISTA EN PLANTA



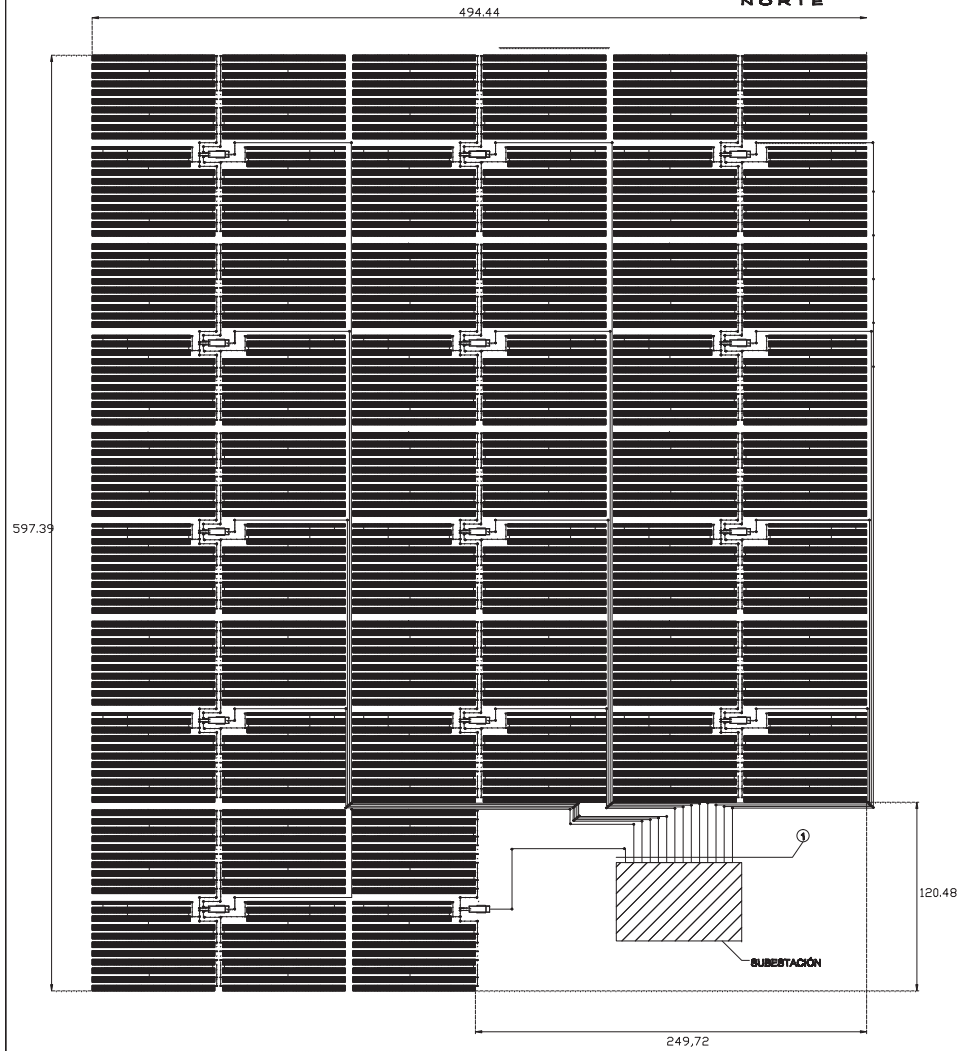
Simbología:

- Entrada/salida de conductores
- Ducto por debajo del nivel de suelo

LISTA DE EQUIPO Y MATERIAL	
1	Inversor
2	Tablero de DC
3	Transformador ABB 600 V/13.8 KV 2.5 MVA
4	Condulet estilo L
5	Carril de montaje MMC
6	Sistema de soporte de tubería MI UB (abercorr)
7	Tuerca de union UNY
8	Tubo conduit 36 (1-1/4)
9	Tubo conduit 63 (2-1/2)
10	Tablero desconector de media tensión

DOCUMENTOS DE REFERENCIA		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA
PGB-0: PLANO DE PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW PGB-1: DIMENSIONES Y PLANILAS GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW		
DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW		PLANO DE CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 15 MW
DISEÑ: PIEDRITA ACOT: METROS	PGB-11	

ÁREA APROXIMADA= 29.5 HECTAREAS



SIMBOLOGÍA	
	Módulo solar
	Registro
	Punto de vista
	Línea subestación de tipo simple
	Línea para registro de los módulos solares
	Registro para cables
	Línea subestación de media tensión
	Registro subestación de media tensión
	Cuarto de transformador
CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS	
Numero y Designación	Tuberia
1 S-18 AWG con aislamiento de 18 de	Los datos de PVC de 1/2 de diámetro con aislamiento de 18 de

DOCUMENTOS DE REFERENCIA

“DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR  
FOTOVOLTAICA DE 25 MW”

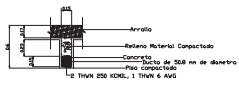
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA

VISTA GENERAL EN PLANTA  
DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA

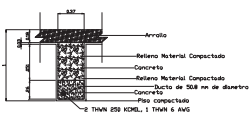
PROF. DR. JOSÉ LUIS  
ACOSTA MARTÍNEZ

PROF-12

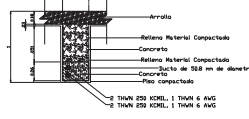
CORTE K K'



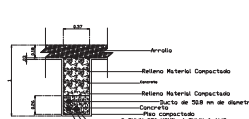
CORTE A A'



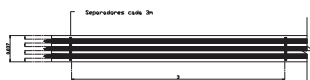
CORTE B B'



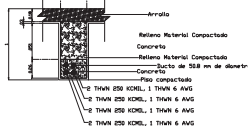
CORTE C C'



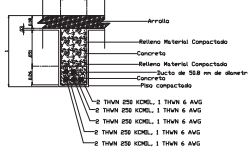
VISTA SUPERIOR DEL BANCO DE DUCTOS



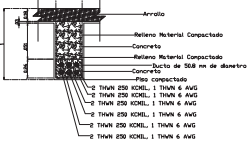
CORTE D D'



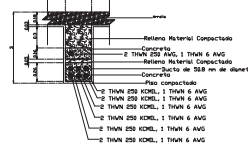
CORTE E E'



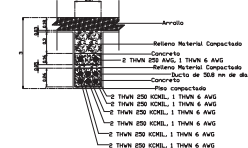
CORTE F F'



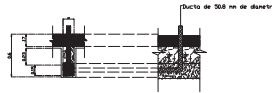
Corte G G'



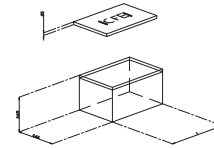
CORTE H H'



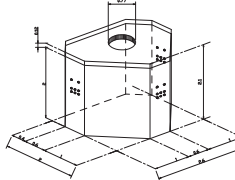
DETALLE 1: TRANSICIÓN



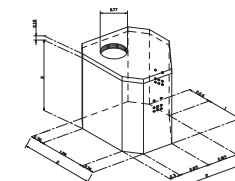
REGISTRO PARA BAJA TENSION EN ARROLLO TIPO 1



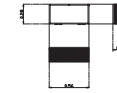
POZO DE VISITA BAJO ARROLLO TIPO T



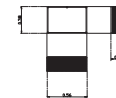
POZO DE VISITA BAJO ARROLLO TIPO L



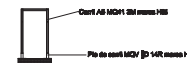
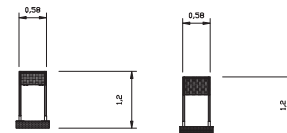
ARRAY JUNCTION BOX (AX)



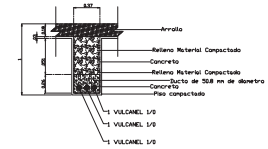
GENERATOR JUNCTION BOX (GX)



SOPORTES PARA GX Y AX

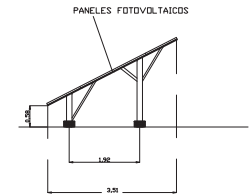


DETALLE DE CONDUCTOR CON TRAYECTORIA: CUARTO DE INVERSOSES-SUBESTACION CORTE M M'

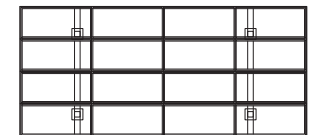


SOPORTE PARA MODULOS FOTOVOLTAICOS

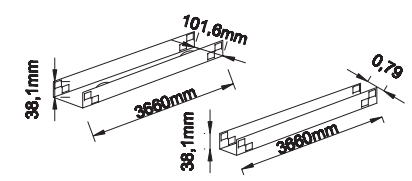
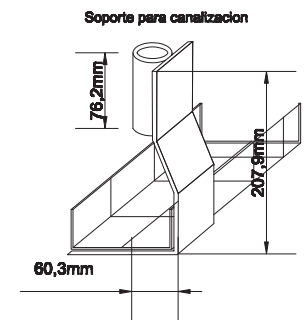
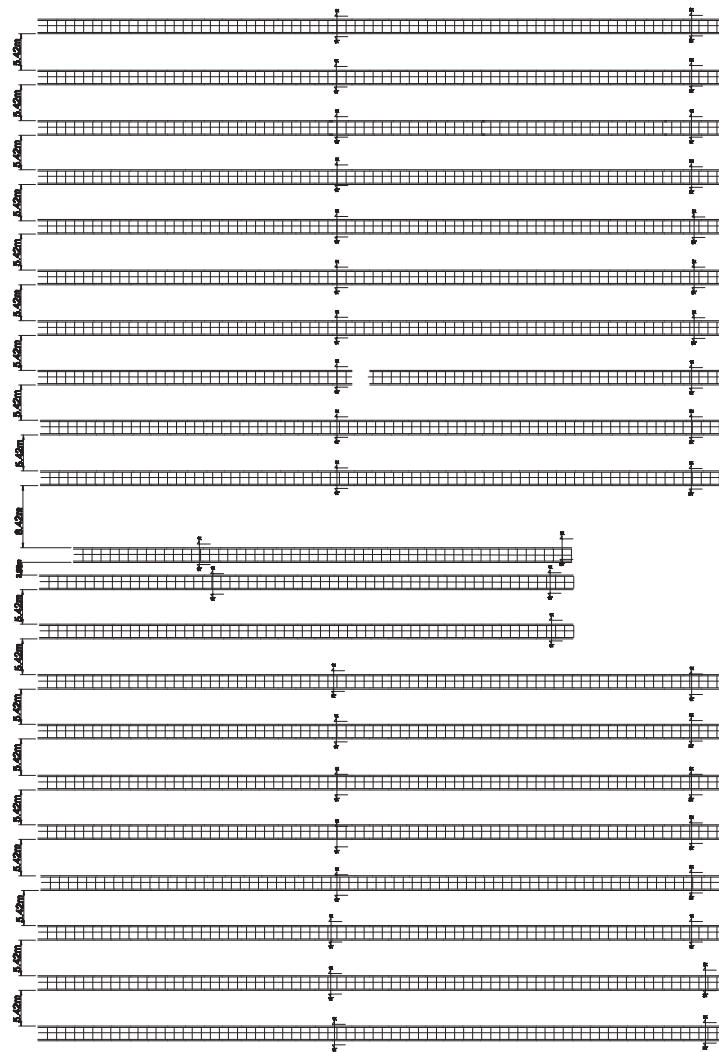
VISTA LATERAL



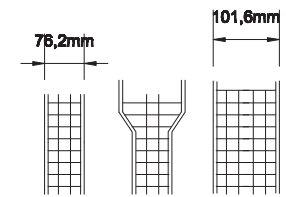
VISTA SUPERIOR



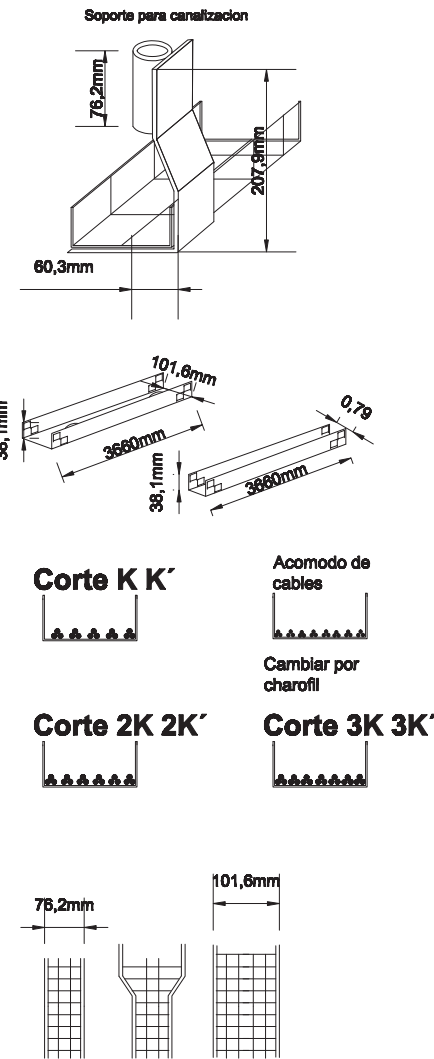
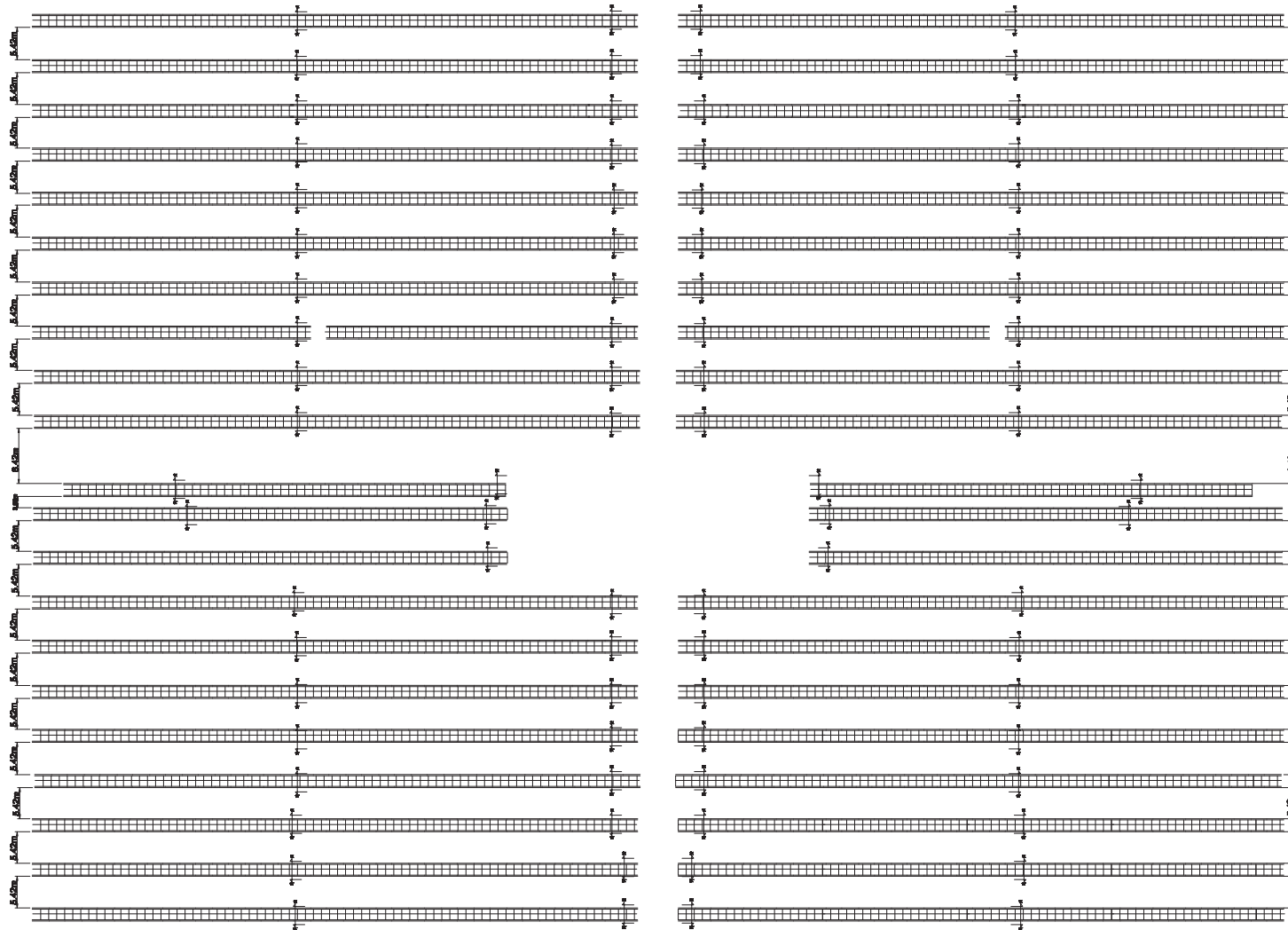
<p><b>DOCUMENTOS DE REFERENCIA</b></p> <p>PIB-04: PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 300W  PIB-05: PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 150W  PIB-06: VISTA GENERAL EN PLANTA DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA</p>	<p><b>"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"</b></p>	<p>UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  FACULTAD DE INGENIERIA</p>
<p>PIB-04: PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 300W  PIB-05: PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 150W  PIB-06: VISTA GENERAL EN PLANTA DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA</p>	<p><b>"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"</b></p>	<p>PLANO DE DETALLER Y CORTES SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO</p> <p>ESCALA: 1:100</p> <p>PROYECTISTA: [Nombre]</p> <p>FECHA: [Fecha]</p>



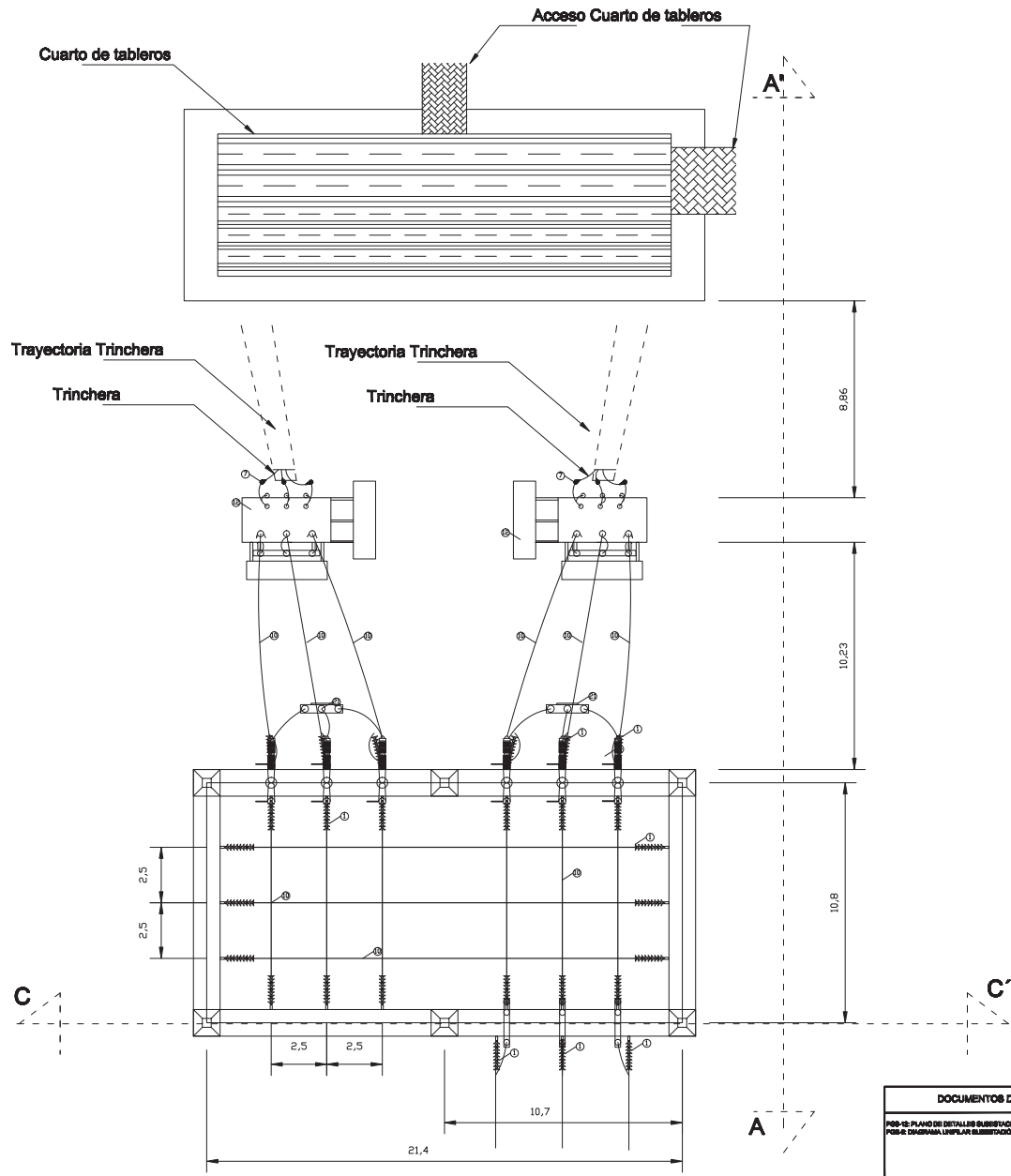
Cambiar por charofil



DOCUMENTOS DE REFERENCIA		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
PGB-8 : PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2MW	DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	DIAGRAMA CANALIZACIÓN CONDUCTORES SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO GENERADOR 2 MW
ESC: 0/1		PGB-14



DOCUMENTOS DE REFERENCIA	DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
PGB-8: PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2MW	DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	DIAGRAMA CANALIZACIÓN CONDUCTORES SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO GENERADOR 2 MW
ISS: 0N	PGB-14	



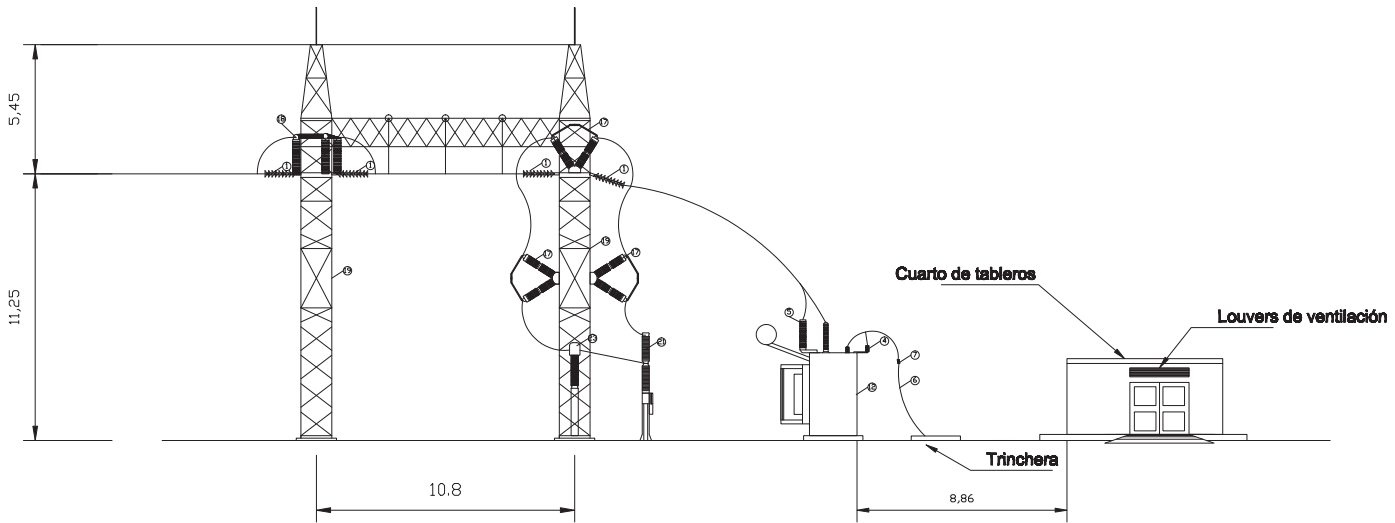
LISTA DE EQUIPO Y MATERIAL	
1	Altidor 278PC11
2	Altidor C-8-129 (columna 14.4 Kv)
3	Apertin Rayo clase Estación ASOM-12-E
4	Apertin Rayo clase Estación ASOM-09-E
5	Cable ACSR 1/0
6	Cable Vulcanel 35 KV 1/0
7	Terminal premoldeada MT
8	Cable 1/0 AWG Vulcanel 16 Kv
9	Cable de cobre desnudo 3/0
10	Cable ACSR 1/0
11	Cable ACSR 696 KCM
12	Transformador de potencia 118/13.8 KV 10 MVA OFIAP
13	Cruceles ARM
14	Cuchilla desconectadora tipo A, 16.5 Kv
15	Cuchilla desconectadora tipo A, 15.5 Kv
16	Cuchilla Monopolar tipo CSP
17	Cuchilla desconectadora tipo V 120 Kv
18	Cuchilla desconectadora tipo A 125 Kv
19	FE estilo columna 115
20	Interruptor de potencia tanque muerto
21	Interruptor de potencia tanque vivo
22	Tubo de Al 63mm
23	TC

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PDS-16: PLANO DE DETALLES SUBESTACION PDS-2: DIAGRAMA LINEAL SUBESTACION

DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR  
 FOTOVOLTAICA DE 20 MW

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA	
VISTA GENERAL EN PLANTA SUBESTACIÓN	
DISEÑ: EN ADOPT: METROS	PDS-16

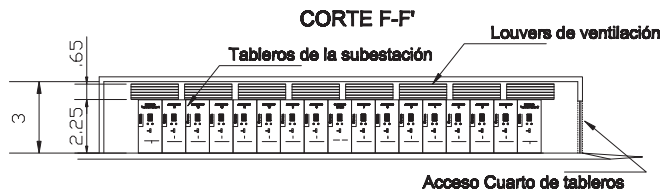
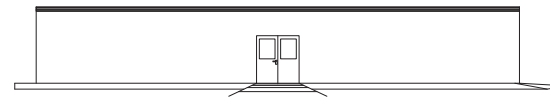
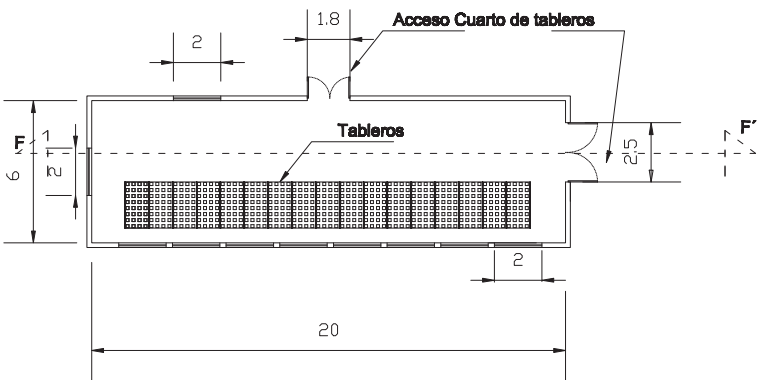
### CORTE A-A'



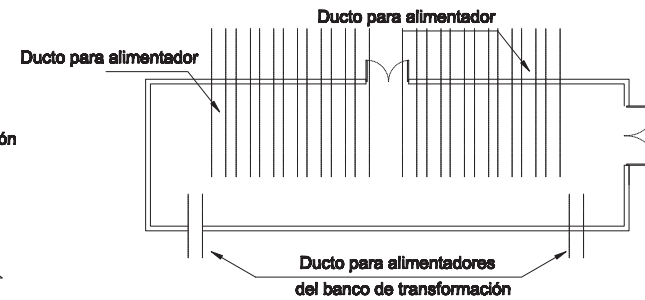
LISTA DE EQUIPO Y MATERIAL	
1	Alfiler Z7BPC11
2	Alfiler C-8-125 (columna 14.4 Kv)
3	Aperta Rayo clase Estación ASOM-12-E
4	Aperta Rayo clase Estación ASOM-09-E
5	Cable ACSB 1/0
6	Cable Vulcanel 35 KY 1/0
7	Terminal premoldada MT
8	Cable 1/0 Vulcanel 15 Kv
9	Cable de cobre desnudo 3/0
10	Cable ACSB 1/0
11	Cable ACSB 608 KCM
12	Transformador de potencia 115/13.8 KV 10 MVA OF/AF
13	Cruzeta AR4
14	Cuchilla desconectadora tipo A 15.5 Kv
15	Cuchilla desconectadora tipo A 15.5 Kv
16	Cuchilla Monopolar tipo CSP
17	Cuchilla desconectadora tipo V 125 Kv
18	Cuchilla desconectadora tipo A 125 Kv
19	FE estilo columna 115
20	Interruptor de potencia tanque muerto
21	Interruptor de potencia tanque vivo
22	Tubo de Al 63mm
23	TC

### VISTA EN PLANTA CUARTO DE TABLEROS SUBESTACIÓN

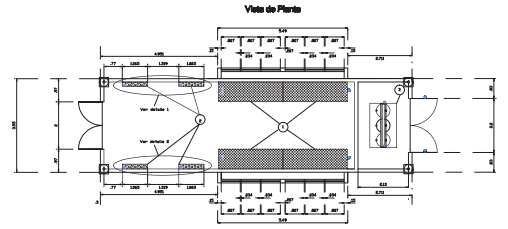
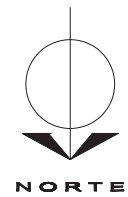
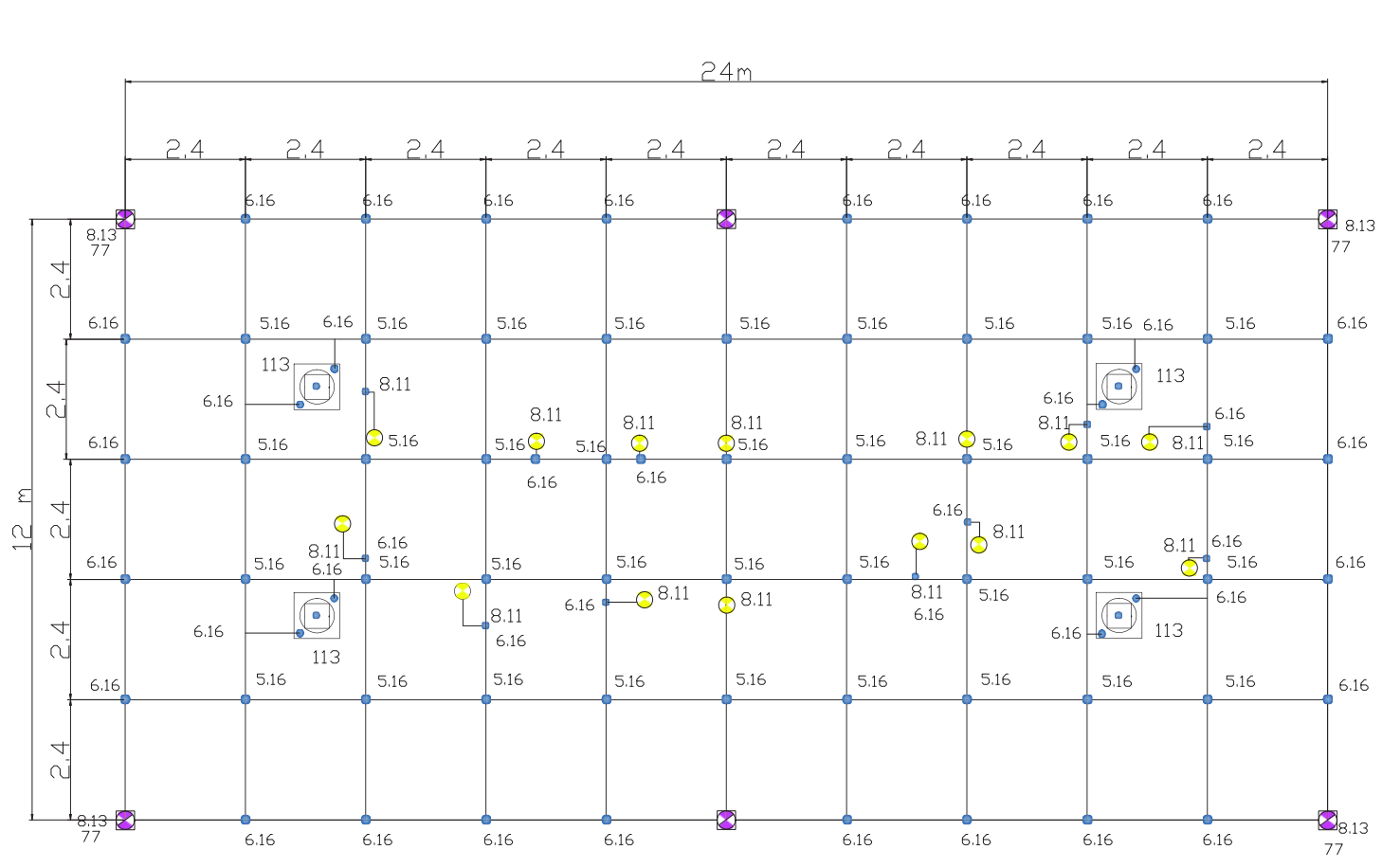
### VISTA SUR DEL CUARTO DE TABLEROS



### DETALLE DE DUCTOS PARA ALIMENTADORES



DOCUMENTOS DE REFERENCIA	DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA PLANO DE DETALLES SUBESTACIÓN
PGS-16: META GENERAL EN PLANTA SUBESTACIÓN		
SEAL: EN ACOT.: METROS	PGS-17	



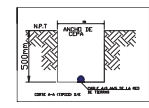
**LISTA DE EQUIPO Y MATERIAL**

CANTIDAD	DESCRIPCION
1	Inversor
2	Armario compatible ABB

**SIMBOLOGIA**

[Symbol]	CONEXION SOLDABLE EN X DE 4/0 A 4/0 AVG
[Symbol]	CONEXION SOLDABLE EN T DE 4/0 A 4/0 AVG
[Symbol]	CONECTOR MECANICO 'GAR' DE PASO A VARILLA 5/8" (15.9mm)
[Symbol]	VARILLA A TIERRA 5/8"
[Symbol]	ZAPATA SOLDABLE PARA CABLE 4/0 AVG TIPO GL
[Symbol]	REGISTRO PARA TOMA DE TIERRAS
[Symbol]	CONEXION DE PUNTA PARA PARARRAYOS DE 5m DE LONG. E HILO DE GUARDIA.

- 516 CONEXION SOLDABLE EN X DE 4/0 A 4/0 AVG  
 616 CONEXION SOLDABLE EN T DE 4/0 A 4/0 AVG  
 811 CONEXION SOLDABLE TIPO GY A VARILLA 5/8" (15.9mm)  
 813 CONECTOR MECANICO 'GAR' DE PASO A VARILLA 5/8" (15.9mm)  
 12 VARILLA A TIERRA 5/8"  
 204 ZAPATA SOLDABLE PARA CABLE 4/0 AVG TIPO GL  
 77 REGISTRO PARA TOMA DE TIERRAS  
 113 CONEXION DE PUNTA PARA PARARRAYOS DE 5m DE LONG. E HILO DE GUARDIA.



- NOTAS GENERALES:**
- EL CONDUCTOR GENERAL SERA CABLE CU. DESNUDO 250KCM TEMPLE SEMIDURO, TRENZADO TIPO B.
  - LA CONEXION DE EQUIPOS SE HARA CON CABLE DE CU. DESNUDO CAL. 4/0 AVG TEMPLE SEMIDURO, TRENZADO TIPO B, 19 HILOS.
  - LA PROFUNDIDAD DE ELECTRODO SERA 300mm PARA-JO DEL NIVEL DEL PISO TERMINADO Y ESTARA ALZADO EN EL TERRENO NATURAL, COMO SE MUESTRA EN EL DETALLE TIPICO.
  - LAS CONEXIONES ENTRE CONDUCTORES DE MALLA SERAN SOLDADAS CON MOLDES CADVELL.
  - EN LOS REGISTROS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE RED DE TIERRAS, LAS CONEXIONES DE CABLE DESNUDO A ELECTRODOS SE HARA CON CONECTORES MECANICOS.
  - EL ESPESOR DE LA CAPA SUPERFICIAL SERA DE 100mm (GRAVA).

**DOCUMENTOS DE REFERENCIA**

PGB-11: PLANO CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2 MW  
 PGB-10: PLANO CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 1 MW

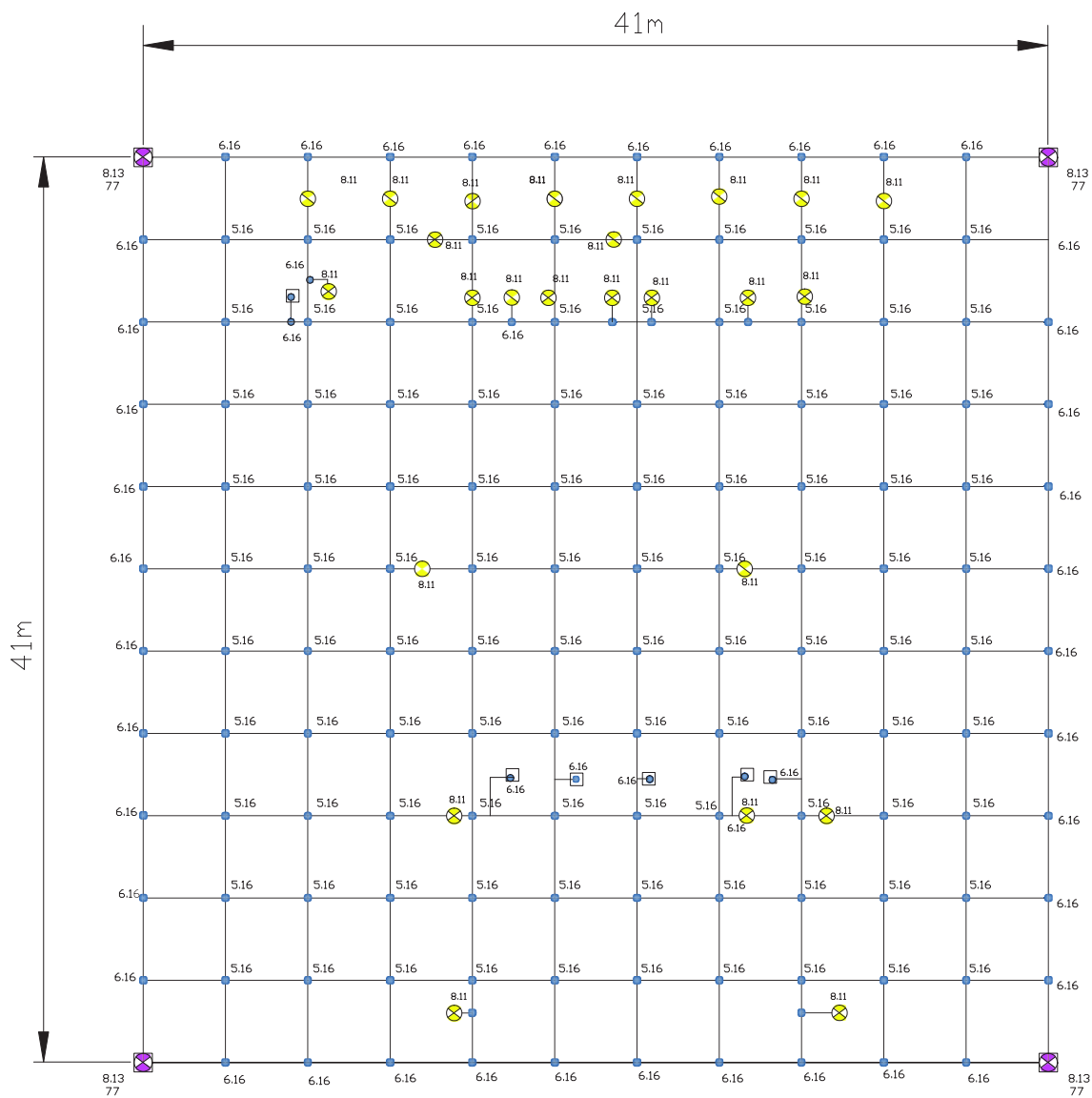
**DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW**

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**

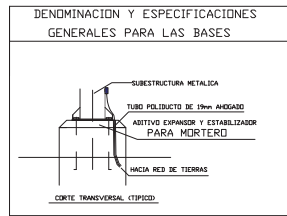
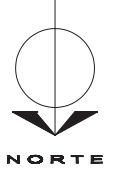
**PLANO RED DE TIERRAS SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO INVERSOR 2000 kW TL y 1000 kW TL PERTENECIENTE A LA PLANTA GENERADORA SOLAR**

FECHA: \_\_\_\_\_  
 ADOPTADO: METROS

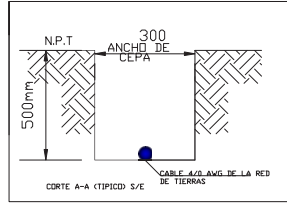




SIMBOLOGÍA	
	CABLE DE DESNUDO CAL. 4/0 AWG TEMPLE SEMIDURO TRENZADO TIPO B. 19 HILOS A INSTALAR.
	ELECTRODO DE TIERRAS CON REGISTRO
	ELECTRODO DE TIERRAS ENTERRADO, SIN REGISTRO.
	PLANTAS PARARRAYOS DE 5m DE LONGITUD
	CONEXION SOLDABLE A ESTRUCTURAS O EQUIPOS.



- 5.16 CONEXION SOLDABLE EN X DE 4/0 A 4/0 AWG
- 6.16 CONEXION SOLDABLE EN T DE 4/0 A 4/0 AWG
- 8.11 CONEXION SOLDABLE TIPO GY A VARILLA 5/8" (15.9mm)
- 8.13 CONECTOR MECANICO 'GAR' DE PASO A VARILLA 5/8" (15.9mm)
- 12 VARILLA A TIERRA 5/8"
- 20.4 ZAPATA SOLDABLE PARA CABLE 4/0 AWG TIPO 'DL'
- 77 REGISTRO PARA TOMA DE TIERRAS
- 113 CONEXION DE PUNTA PARA PARARRAYOS DE 5m DE LONG. E HILO DE GUARDA.



- NOTAS GENERALES:
1. EL CONDUCTOR GENERAL SERA CABLE Cu. DESNUDO 4/0 AWG TEMPLE SEMIDURO, TRENZADO TIPO B.
  2. LA CONEXION DE EQUIPOS SE HARA CON CABLE DE Cu. DESNUDO CAL. 4/0 AWG TEMPLE SEMIDURO, TRENZADO TIPO B, 19 HILOS.
  3. LA PROFUNDIDAD DE ELECTRODO SERA 500mm ABAJO DEL NIVEL DEL PISO TERMINADO Y ESTARA ALZADO EN EL TERRENO NATURAL, COMO SE MUESTRA EN EL DETALLE TIPICO.
  4. LAS CONEXIONES ENTRE CONDUCTORES DE MALLA SERAN SOLDADAS CON MOLDES CADWELD.
  5. EN LOS REGISTROS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE RED DE TIERRAS LAS CONEXIONES DE CABLE DESNUDO A ELECTRODOS SE HARA CON CONECTORES MECANICOS.

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PGB-18: VISTA GENERAL EN PLANTA SUBSTACION

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
RED DE TIERRAS SUBSTACION
DESIGNO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
RED DE TIERRAS SUBSTACION
DESIGNO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW