



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

*“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL
FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL
SEP”*

TESIS

Que para obtener el grado de

MAESTRO EN INGENIERÍA

**CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

AARÓN GONZALEZ TRUJILLO

Director de tesis:

DR. ISMAEL ALBINO PADILLA

Puebla, Pue. 30 de septiembre 2020



Resumen

En este trabajo se presenta un diseño y selección de los principales componentes de una planta de generación de 100 MW interconectada al Sistema eléctrico de potencia incluyendo el análisis de flujo de potencia y cortocircuito los cuales determinaran las características finales de los mismos.

Los estudios se realizaron en el programa computacional llamado ETAP 16.0 de la marca ETAP – Electrical Power System Analysis Software bajo la normativa IEC en el cual se permite modelar las características de los componentes y verificar la correcta selección del sistema propuestos.



Dedicatorias

Con cariño para mi familia, padres, hermanos y en especial para mi esposa Cindy, a mi hija Sofia y mis sobrinos Martina y Gabriel.



Agradecimientos

A la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, personal administrativo, maestros, compañeros y amigos por brindarme sus conocimientos y experiencias profesionales y personales.

Agradezco de manera especial a mi director de tesis al Dr. Ismael Albino Padilla, al Dr. Alejandro Bautista Hernández Secretario de Investigación y Estudios de Posgrado de la facultad de ingeniería de esta casa de estudios y a todos los maestros que a lo largo de mi vida como estudiante me han motivado a continuar aprendiendo y esforzándome para profundizar en los temas relacionados a esta rama de la ingeniería, así como también para aplicar y compartir los conocimientos obtenidos, mi respeto y admiración a todos ellos.

Gracias.



Contenido

RESUMEN I	
DEDICATORIAS	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VI
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
ACRÓNIMOS Y SIGLAS	IX
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN	2
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.	2
1.3.1 SOCIAL.....	2
1.3.2 TEÓRICA	2
1.3.3 METODOLÓGICA.	2
1.4 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.5 OBJETIVO ESPECÍFICO.	3
1.6 HIPÓTESIS.	3
1.7 VARIABLES	3
CAPITULO II MARCO DE REFERENCIA.	4
2.1 MARCO HISTÓRICO.....	5
2.2 MARCO TEÓRICO.....	10
2.2.1 EL SOL.....	10
2.2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO CELDA SOLAR.	12
2.2.3 RECURSO SOLAR EN MÉXICO.	15
2.3 MARCO METODOLÓGICO.....	16
CAPITULO III DISEÑO DEL SISTEMA.....	17
3.1 CRITERIOS DE DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO AL SEP.....	18
3.1.1 DATOS GEOLÓGICOS Y GEOFÍSICOS.....	19
3.1.2 DATOS CLIMATOLÓGICOS.....	20
3.1.3 SISTEMA EN DC.....	21
3.1.4 SISTEMA DE AC (MT).....	21
3.1.5 SISTEMA DE TIERRA.....	22
3.2 CARACTERÍSTICAS DE INVERSOR, PANEL Y ESTRUCTURA.	22
3.3 DISEÑO DEL SISTEMA COLECTOR EN DC Y AC.	26
3.3.1 TENSIÓN EN SISTEMA DC.....	26



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”

3.3.2 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA POR INVERSOR.....	27
3.3.3 SELECCIÓN DE CONDUCTOR DE STRING, CABLES DE POTENCIA EN DC Y CABLES AC.	
28	
3.3.3.1 CÁLCULO POR AMPACIDAD.....	28
3.3.3.1 SELECCIÓN DE PROTECCIÓN DE STRING.....	31
3.3.3.2 SELECCIÓN DE PROTECCIÓN EN CAJA COMBINADORA.....	31
3.3.3.3 CÁLCULO POR CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	32
3.3.3.4 CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN DE CIRCUITOS DE CORRIENTE DIRECTA.....	38
3.3.3.5 CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA.....	38
3.3.3.6 CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN CIRCUITOS DE CORRIENTE DIRECTA.....	40
3.3.3.1 CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA.....	40
3.3.4 SELECCIÓN DE CANALIZACIÓN PARA ENTRADA Y SALIDA DE CIMENTACIONES.....	43
3.4 DISEÑO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA FALLAS DE 60 HZ EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN (IEEE-80-2013).....	45
3.4.1 DETERMINACIÓN DE LA MÁXIMA CORRIENTE CIRCULANDO POR LA PUESTA A TIERRA	
45	
3.4.2 RESISTENCIA ELÉCTRICA DE TERRENO.....	46
3.4.3 CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LA MALLA.....	46
3.4.4 CÁLCULO DE CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA.....	47
3.4.5 CÁLCULO DE SECCIÓN MÍNIMA DE ELECTRODO DE TIERRA.....	48
3.4.6 CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS TOLERABLES.....	50
3.5 SELECCIÓN DE CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA PARA EQUIPOS DE BAJA TENSIÓN.	
53	
CAPITULO IV PLANOS Y DIAGRAMAS DEL PROYECTO.....	55
CAPITULO V ANÁLISIS DEL SISTEMA.....	56
3.6 ANÁLISIS DE ZANJAS DE BT Y MT.....	57
4.1 FLUJO DE POTENCIA.....	59
4.1.1 INVERSORES FOTOVOLTAICOS.....	60
4.1.2 TRANSFORMADORES.....	61
4.1.3 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	62
4.1.4 BUS COLECTORES.....	62
4.1.5 ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA.....	63
4.1.6 RESULTADOS.....	64
4.2 CORTOCIRCUITO.....	67
4.2.1 GENERALIDADES DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	67
4.2.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO.....	68



4.2.3 RESULTADOS	69
CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	71
CAPITULO VII REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.	73
MARCO NORMATIVO:	75
REFERENCIA:	75
BIBLIOGRAFÍA.....	75

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Capacidad Instalada fotovoltaica en el mundo. [1].....	6
Ilustración 2 Costo nivelado global de la electricidad a partir de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos, 2010-2017	7
Ilustración 3 Q1 2017 U.S. benchmark: utility-scale PV total cost (EPC + developer), 2017 USD/Wdc.....	8
Ilustración 4 Evolución Histórica de la energía Solar Fotovoltaica en México [4]	10
Ilustración 5 Pintura de Guilio Parigi. Representación del incendio de un barco romano utilizando un espejo ustorio durante el sitio de Siracusa (galería de los Uffzi, florencia).	11
Ilustración 6 Banda de energía de los materiales.....	12
Ilustración 7 Dopaje de material semiconductor tipo N.....	13
Ilustración 8 Dopaje de material semiconductor tipo P.....	13
Ilustración 9 Unión de materiales tipo P y tipo N.	14
Ilustración 10 Efecto fotoeléctrico en la unión de semiconductor d tipo P y tipo N.	14
Ilustración 11 Radiación Horizontal Mundial [9].....	15
Ilustración 12 Temperatura a 2 m del suelo promedio anual [9].....	16
Ilustración 13 Regionalización Sísmica de México.	19
Ilustración 14 Curva de capacidad de inversor Fotovoltaico.	26
Ilustración 15 Esquema de aportación de cortocircuito en un circuito de String.	32
Ilustración 16 Curva de pre-arco del fusible de Protección de String.....	33
Ilustración 17 Característica de tiempo de fusión de protección de String.....	34
Ilustración 18 Esquema de aportación de cortocircuito en una caja combinadora.	35



Ilustración 19	Curva de pre-arco del fusible de Protección de caja combinadora.....	36
Ilustración 20	Característica de tiempo de fusión de protección de caja combinadora.....	37
Ilustración 21	Ficha técnica ejemplo de canalización de cable de string.	44
Ilustración 22	Distribución de corriente de falla en sistemas con neutro corrido o conductor de puesta a tierra en la red de media tensión.....	45
Ilustración 23	Valores típicos de factor de Factor de Decremento.	48
Ilustración 24	Resultados de tensiones de Paso y contacto de la malla de Puesta a tierra.	51
Ilustración 25	tensiones de Paso y contacto del sistema de Puesta tierra.....	52
Ilustración 26	Tensiones de contacto del sistema de puesta tierra.	53
Ilustración 27	Tabla 250-122 de la NOM-001-SEDE-2012 para la selección del electrodo de puesta a tierra para equipos.....	54
Ilustración 28	Diagrama esquemático de circuito térmico [14].	57
Ilustración 29	Localización del parque fotovoltaico de 100 MW. [16].....	59
Ilustración 30	Curva de Capacidad inversor E 2.5 MVA.	60
Ilustración 31	valores nominales de generación del Inversor FV E2.5 GAMESA.	60
Ilustración 32	Valores de Potencia nominales de operación de Inversor E 2.5 GAMESA.	61
Ilustración 33	Características técnicas de los transformadores elevadores del sistema.	61
Ilustración 34	Ubicación de poste de alta tensión para la conexión del parque.....	62
Ilustración 35	Requerimiento de potencia de una central síncrona.	63

Índice de Ilustraciones

Tabla 1	Ampacidad de conductores IEC 60364.5.52.	29
Tabla 2	Factores de agrupamiento IEC-60364-5-52.	30
Tabla 3	Factores de corrección por Resistividad térmica de terreno.	30
Tabla 4	Factor de división de corriente.	48
Tabla 5	Condiciones de simulación de flujos de potencia.	63
Tabla 6	Resultados de Simulaciones.....	64
Tabla 7	Pérdidas eléctricas en los conductores.	65



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”

Tabla 8 Pérdidas eléctricas en los transformadores.....	66
Tabla 9 Resumen de corriente Inicial y corriente interruptiva trifásica en los buses de Media tensión del sistema colector.....	70
Tabla 10 Resumen de corriente Inicial y corriente interruptiva trifásica de los fusibles de protección de los transformadores elevadores.....	70



Acrónimos y Siglas

a-Si	Silicio amorfo
ANES	Asociación Nacional de Energía Solar
ASOLMEX	Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica, A.C.
BoS	Balance de Sistema (Balance of System por sus siglas en inglés)
c-Si	silicio cristalino
CELS	Certificados de Energías Limpias
CEMIE	Centro Mexicano de Innovación en Energía
CEMIE-Sol	Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
COFEMER	Comisión Federal de Mejora Regulatoria
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DAC	Doméstico de alto consumo
GIZ	Agencia de Cooperación Alemana
GW	Giga Watt
HCPV	Energía solar fotovoltaica de alta concentración
IEA	Agencia Internacional de Energía
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
IPC	Ingeniería, procura y construcción
IT	Inteligencia Tecnológica
kg	kilogramo
MRT	Mapa de Ruta Tecnológica
MW	Megavatio
MW-AC	Megavatio - corriente alterna
MW-DC	Megavatio - corriente directa
MWh	Megavatio hora
O&M	Operación y mantenimiento
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell, por sus siglas en inglés
Wp	Potencia Máxima de modulo fotovoltaico Wattpico (DC)
Isc	Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico
Voc	Voltaje de circuito Abierto
Vmp	Voltaje a máxima potencia
Imp	Corriente a máxima potencia
STC	Condiciones Estándar de prueba 1000 W/m ² , temperatura de Célula de 25C y AM 1.5
Effm	Eficiencia del módulo fotovoltaico
Gain	Ganancia de potencia por efecto de albedo en modulo bifacial.



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”

SCB	Solar combinar Box – Caja combinadora
MC4	Conector fotovoltaico tipo MC4
mm ²	Milímetros cuadrados
A	Ampere, unidad de corriente eléctrica
L	Longitud de conductor en metros
I	Corriente que circula en el conductor
e%	Caída de tensión en porciento
Tmax	Temperatura máxima de conductor
T	Temperatura nominal de trabajo
T2	Temperatura de referencia
s	Segundos
Ω	Resistencia eléctrica
R	Resistencia del conductor a la temperatura de trabajo (Ω/m).
Pcu	Resistividad del cobre (Ω·mm ² /m).
p20	Resistividad del material en corriente directa a 20°C (Ω·mm ² /m).
αCu	Coefficiente de variación de resistividad del cobre con la temperatura 0,00393 (°C ⁻¹).
αAl	Coefficiente de variación de resistividad del aluminio con la temperatura 0,004 (°C ⁻¹).
Nts	Número de String fotovoltaicos conectados a inversor.
Nsc	Número de String fotovoltaicos en caja combinadora.
°C*cm/W	Resistividad térmica de terreno
XLP	Aislamiento de conductor eléctrico Polietileno de alta densidad
Cu	Conductor electrolítico de Cobre.
Al	Conductor de Aluminio.
Tubería PAD	Tubería de Polietileno de alta densidad corrugado resistente a Rayos UV
Directamente Enterrado	Cable instalado al fondo de zanja
”	Diámetro de Tubería expresada en pulgadas



Capítulo I Introducción



1.1 Introducción

La generación eléctrica está en función de la demanda de consumidores los cuales transforman en trabajo dentro de los procesos productivos o en el ofrecimiento de un servicio como en el acondicionamiento térmico de espacios por medio de equipos de refrigeración o en la transformación a una fuerza mecánica rotatoria dentro de una línea de producción.

El consumo energético representa un indicador de crecimiento económico y de producción de un país o región. El gobierno de cada país hace una planificación estratégica que justifica las acciones de instalación de nuevos centros de generación y la modificación del Sistema Eléctrico Nacional.

1.2 Planteamiento del problema.

Actualmente en México se están en desarrollo proyectos de sistemas fotovoltaicos a gran escala para su venta de energía a través de las subastas a largo plazo o PPA. Su dimensionamiento, como su diseño se basan en normas nacionales e internacionales, así como en recomendaciones técnicas para asegurar el correcto funcionamiento y durabilidad de sus componentes.

Para este caso de estudio se establecerán las características de los componentes y los ajustes de las protecciones necesarias para hacer estos sistemas seguros y para evitar condiciones de riesgo que emanen de su operación y mantenimiento para el personal como para el mismo equipo.

1.3 Justificación.

Es importante para un proyecto que los componentes del sistema que lo conforman sean lo suficientemente robustos para soportar las condiciones más adversas a las que pueden ser sometidos durante su vida útil dentro del sistema, como asegurar que sean económicamente viables sin implicar un riesgo para el propio equipo como para el personal que lo opera y le da mantenimiento.

1.3.1 Social

La sociedad tendrá como beneficio el aseguramiento del suministro de energía fotovoltaica más segura, más confiable, capaz de operar el sistema con los esquemas de protecciones establecidos en el desarrollo del análisis para evitar riesgos al personal que trabaja en ella, así como para el propio sistema.

1.3.2 Teórica

Se cuenta con la información normativa tanto nacional como internacional, así como recomendaciones técnicas para el desarrollo y análisis de esta propuesta, este trabajo será base para el desarrollo de futuras propuestas.

1.3.3 Metodológica.

La información técnica de los equipos es proporcionada por el fabricante de conductores, transformadores, inversores y módulos fotovoltaicos.



1.4 Objetivo General.

- Establecer las características técnicas de los equipos que confirman la central Fotovoltaica y realizar el análisis de la central cumpliendo con las características técnicas que solicita CENACE para la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional.

1.5 Objetivo Específico.

- Dimensionamiento e implantación de generador Fotovoltaico.
- Determinar secciones transversales de los conductores por los criterios de ampacidad, caída de tensión y cortocircuito.
- Selección de conductores de baja tensión en base IEC 62738.
- Selección de conductores de Media Tensión en base a IEEE.
- Selección de conductor de Puesta a tierra para equipos y electrodo de puesta a tierra.
- Detalles constructivos de Instalación Fotovoltaica.
- Análisis de Flujo carga y perdidas eléctricas
- Análisis de cortocircuito.
- Presentación de resultados, conclusiones y recomendaciones

1.6 Hipótesis.

Verificar mediante el análisis del sistema que los elementos seleccionados en el diseño cumplen con las necesidades ante alguna falla del sistema permanente.

1.7 Variables

Las principales variables para el diseño de un sistema fotovoltaico son:

- Dependientes: voltaje, potencia, factor de potencia en el punto de acometida.
- Independientes: valor de potencia de cortocircuito en el punto de conexión, frecuencia.



CAPITULO II MARCO DE REFERENCIA.



2.1 Marco Histórico

En México, el Centro Nacional de Control de Energía CENACE representa un órgano público descentralizado de la administración pública federal, sectorizado a la Secretaría de Energía (SENER). A partir de la Reforma Energética decretada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2014 le da facultad a CENACE como un administrador del Mercado Eléctrico Mayorista para mantener el control operativo del suministro de electricidad asegurando el uso de la planta de menor costo. CENACE también está facultado para realizar la planeación de la expansión de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

La Reforma energética busca aprovechar los recursos energéticos del país de forma racional, sustentable y con apego a la eficiencia económica y bienestar social teniendo como finalidad atraer inversionistas y modernizar el sector energético.

Tradicionalmente las principales fuentes de generación de energía eléctrica eran las centrales de combustión interna, ciclo combinado, carbón, turbogas, dual (carbón – combustóleo) las cuales tienen un impacto negativo mayor al medio ambiente liberando gases de efecto invernadero.

Los combustibles fósiles han representado una base del desarrollo económico del mundo, sin embargo, a partir de la de los 80's cuando la Comisión Mundial del Medio Ambiente y del Desarrollo (CMMAD) de las Naciones Unidas presentó el informe “Nuestro Futuro Común”, conocido también como “Informe Braundtland” en el que se acuña el término del desarrollo sustentable.

En dicho informe se busca un desarrollo respetuoso del medio ambiente y un desarrollo que no sacrifique los derechos de las generaciones futuras.

Con el objetivo de reducir los riesgos inherentes a la dependencia de los hidrocarburos y la convicción de incorporar el concepto de sustentabilidad en las políticas y estrategias del sector energético, las acciones en materia de transición energética se agrupan en eficiencia energética y energías renovables.

Una de las tecnologías emergentes es la solar fotovoltaica, la cual aprovecha un recurso natural como la radiación solar para generar energía eléctrica mediante un proceso de movimiento de electrones a huecos dentro de un material semiconductor, esta tecnología hace unos 30 años era muy costosa, aunque fue identificada como tecnología potencial la cual fue apoyada en proyectos de investigación y desarrollo concentrándose en un avance tecnológico que permitió reducir costos de fabricación.

La International Renewable Energy Agency (IRENA) reporta en su sitio web que en el mundo se instalaron generadores solares fotovoltaicos con capacidad equivalente 91.905 GW en 2017, esto representa un crecimiento del 22.5% sobre las instalaciones realizadas durante el año anterior. Con este avance se ha logrado a nivel mundial llegar a una capacidad total instalada cercana a los 381.837 GW.

El país que más ha aportó durante 2017 fue China con 53.066 GW que representa el 13.89% de la capacidad mundial instalada en el mismo periodo. Este hecho ha posicionado a china como el líder mundial con sus 130.254 GW instalados.

Estados Unidos instalo 8.163 GW en 2017, Japón con 7.00 GW en tanto que en todo Europa se instalaron 5.926 GW. en México en 2016 y 2017 se instalaron 397 MW.

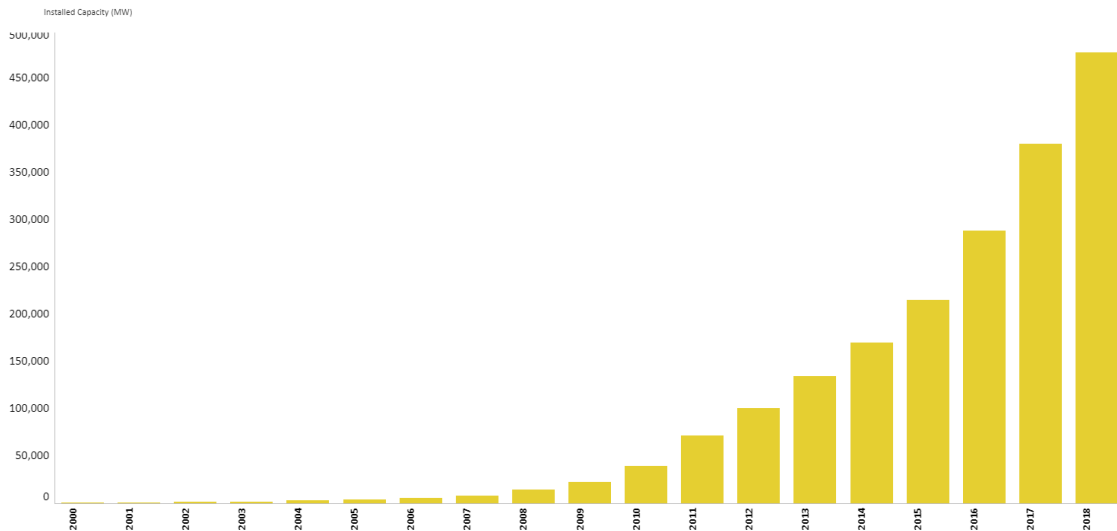


Ilustración 1 Capacidad Instalada fotovoltaica en el mundo. [1]

Una de las principales razones por la que este tipo de tecnología tenga un importante crecimiento a nivel mundial de 28% anual entre 2006 a 2016 que representa el 96% de la capacidad total instalada es el bajo costo que representa la tecnología que utiliza, basado en el reporte de U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017 del National Renewable Energy Laboratory (ENREL) [2], se muestra el estudio de mercado, el costo promedio de las instalaciones en escala de Utility con seguidor es de 1.11 \$USD/W_p, esto se ha logrado por los siguientes factores:

- Reducción en costo, aumento de eficiencia del Módulo Fotovoltaico e inversor
- Desarrollo de estándares y decremento de riesgo.
- Reducción de costos de BoS (Balance of System) Costo del sistema sin incluir los paneles fotovoltaicos
- Optimización de O&M, uso de herramientas en tiempo real para la programación de mantenimiento preventivo provocando la reducción del costo de generación y pérdidas.
- Bajos costos de capital.
- Desarrollo de marcos políticos de apoyo e incentivos fiscales.

De los más sobresalientes factores que han logrado la reducción de costos en las instalaciones fotovoltaicas son los módulos que representan el 31.8% del costo total del proyecto en la actualidad, mientras que en 2009 representaban el 52.5%.

El costo de la electricidad producida con instalaciones fotovoltaicas cayó 75% entre 2010 y 2017 aunque la tendencia es que continuará decreciendo, mientras que los costos de las turbinas eólicas tuvieron un decremento del 50% durante el mismo periodo sin embargo las instalaciones fotovoltaicas tienen como ventaja que pueden ser instaladas en grandes extensiones territoriales a nivel mundial.

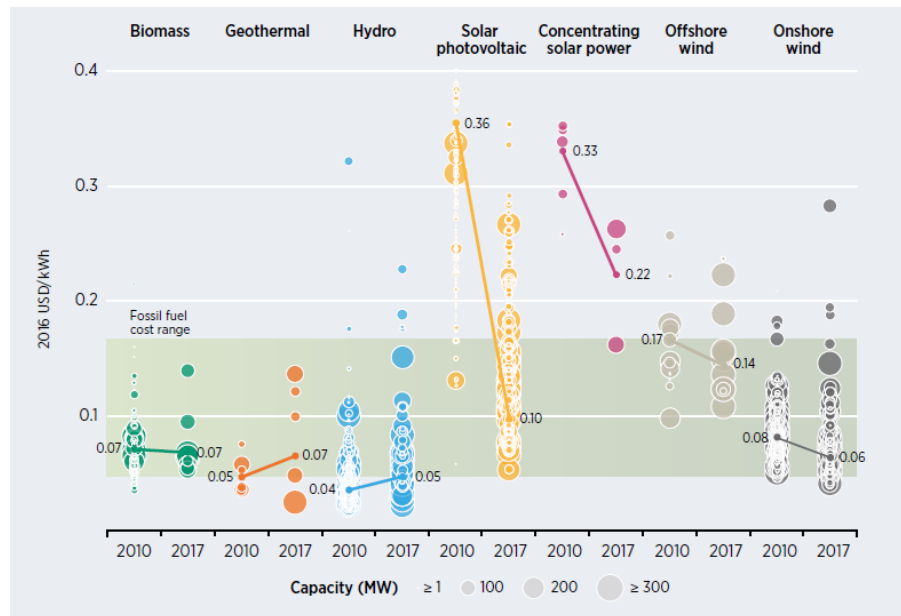


Ilustración 2 Costo nivelado global de la electricidad a partir de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos, 2010-2017

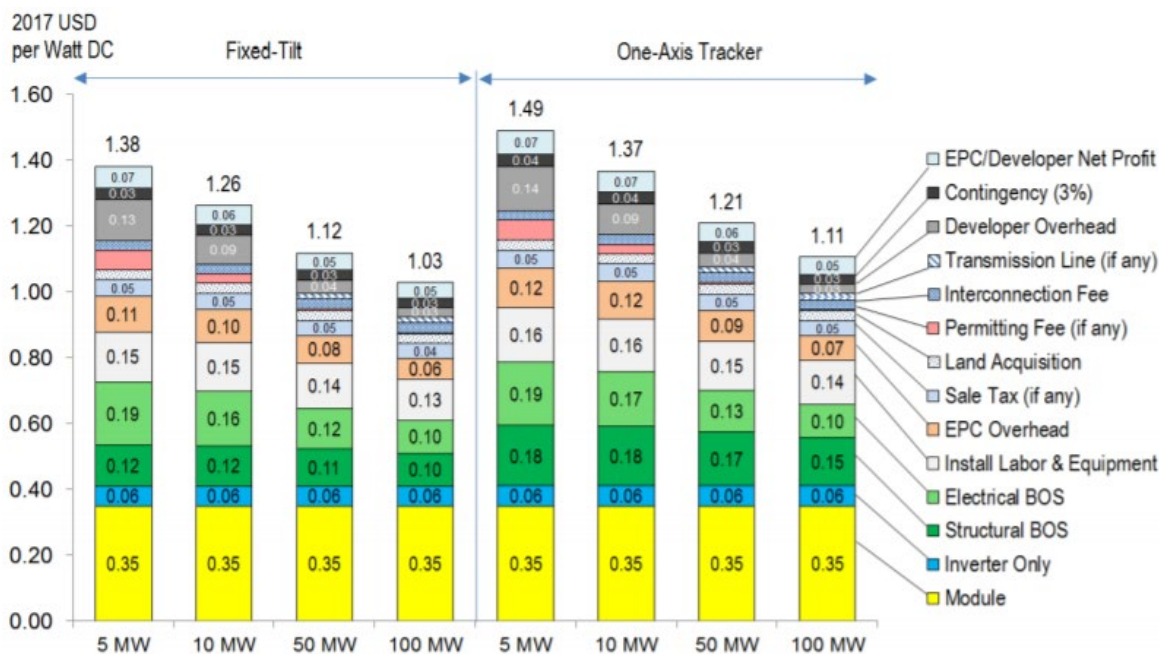


Ilustración 3 Q1 2017 U.S. benchmark: utility-scale PV total cost (EPC + developer), 2017 USD/Wdc

En el segundo semestre de 2016, México contaba con una capacidad de generación de 270.02 MW que representa menos de 0.38% de la capacidad total instalada a nivel mundial. Actualmente se tienen más proyectos de generación.

La generación fotovoltaica mexicana muestra uno de los crecimientos más dinámicos. En 2015 se contaba con una capacidad de 173 MW [1] y las proyecciones son que en 2021 se cuente con 5421 MW en capacidad instalada considerando las potencias adicionales de la primera y segunda subasta a largo plazo. 80% del crecimiento reportado se debe a la generación distribuida en 57,277 nuevos contratos duplicando la cantidad de 2016.

Las principales compañías ganadoras de primera subasta en México son:

- Enel Green Power (EGP), 2.250 GWh para cumplir con este compromiso esta compañía realizó la construcción de cuatro plantas fotovoltaicas en los estados de Coahuila y Guanajuato con un total de 992 MW-DC.
- Canadian Solar en asociación con Martifer, 63 MW en el estado de Aguascalientes.
- JinkoSolar que le fueron adjudicados proyectos fotovoltaicos que reúnen los 170 MW-AC. Se desarrollará un parque en el estado de Yucatán (70 MW-AC) y otro en Jalisco (100 MW-AC). Estos proyectos serán desarrollados por SolarCentury.

Las principales compañías ganadoras de segunda subasta son:



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP”

- Acciona en consorcio con la compañía mexicana Tuto Energy, 227 MW y adicionados a los 112 MW a través de contratos de energía a largo plazo (PPA).
- Green Energy, 30 MW en Guanajuato.
- Nouvelles, desarrollará el proyecto Bluemex Power de energía solar de 90 MW-AC en Guaymas Sonora.
- IEnova subsidiaria en México de la empresa estadounidense Sempra Energy reportó dos proyectos ganadores con un total de 141 MW, conformados por los proyectos solares: La Rumorosa de 41 MW en el estado de Baja California y Tepezala II de 100 MW en Aguascalientes, este último será desarrollado y construido en asociación con Trina Solar.

En tercera subasta las principales empresas fueron [3]:

- Canadian Solar Energy México Canadian Solar 298 MW
- Neoen International con 300 MW
- X-Elio Energy con 224 MW
- Engie Solar 475 MW
- Mitsui y Trina 80 MW

Actualmente estos últimos proyectos se encuentran en etapa de construcción y entre 2019 y junio de 2020 dichas centrales deberán entrar en operación. El gobierno Federal ha anunciado que las subastas a largo plazo se reactivarán por lo menos en 2021 de acuerdo a la afirmación de la secretaria de Energía Rocio Nahle durante su participación e México WindPower 2019, en el que expuso la oportunidad de la empresa del estado a participar en el desarrollo de su propia tecnología para competir con las transnacionales.

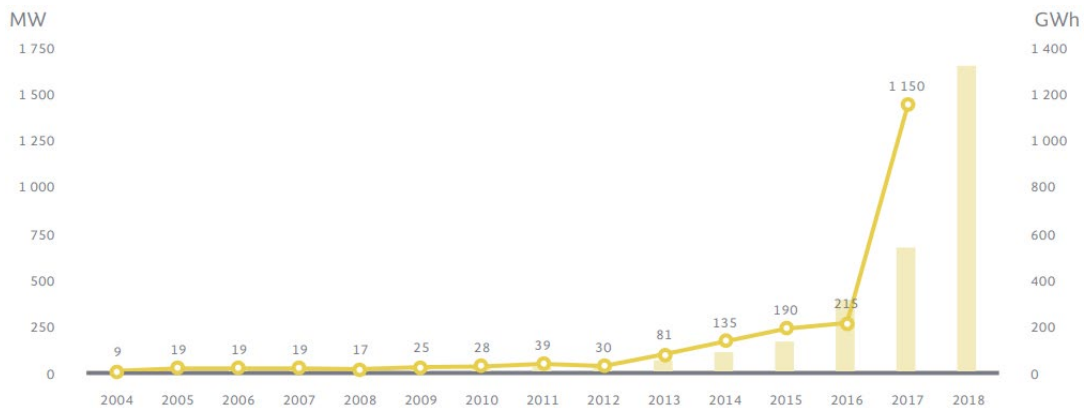


Ilustración 4 Evolución Histórica de la energía Solar Fotovoltaica en México [4]

2.2 Marco teórico.

2.2.1 El sol.

El Sol constituye la mayor fuente de radiación electromagnética del sistema planetario, es la estrella que pertenece a nuestro Sistema Solar. Su origen al igual que la Tierra fue un conjunto de gases incandescentes que al girar vertiginosamente provocó que los gases más pesados se fueran al centro y los más livianos al exterior. Su energía procede de la transformación constante en su núcleo que convierte átomos de hidrógeno a átomos de helio. El astro solar es una gigantesca bola de gas a la que la Tierra, al igual que el resto de cuerpos del Sistema Solar, se encuentra íntimamente ligada. Pequeños cambios en las propiedades físicas del Sol pueden tener, y de hecho han tenido, efectos enormes en el clima y la vida en nuestro planeta [5].

El sol se formó aproximadamente hace 4,650 millones de años y emite continuamente una potencia de 62 mil 600 Kilowatts por cada metro cuadrado de la superficie y se estima que continuará por otros 5 millones de años más.

Los primeros escritos de la utilización de la energía solar provienen de los antiguos griegos, romanos y chinos. Estos pueblos conocían el arte de prender fuego utilizando lentes y espejos “quemantes” como lo hizo Arquímedes utilizando un espejo de gran tamaño para concentrar en su foco los rayos solares para incendiar los barcos romanos de la flota de Marco Claudio Marcelo. [6]



Ilustración 5 Pintura de Giulio Parigi. Representación del incendio de un barco romano utilizando un espejo ustorio durante el sitio de Siracusa (galería de los Uffizi, florencia).

Características físicas

Diámetro	1,391,016 km ($\sim 1,4 \times 10^9$ m)
Diámetro relativo (d_s/d_r)	109
Superficie	$6,0877 \times 10^{12}$ km ²
Volumen	$1,4123 \times 10^{18}$ km ³
Masa	$1,9891 \times 10^{30}$ kg
Temperatura efectiva de la superficie	5778 K (5505 °C)
Temperatura máxima de la corona	$1-2 \times 10^5$ K ¹
Temperatura del núcleo	$\sim 1,36 \times 10^7$ K
Luminosidad (L_s)	$3,827 \times 10^{26}$ W

Hay diferentes aplicaciones en las que se puede aprovechar el recurso natural del sol para transformarlo en electricidad; una de ellas es la fototérmica que consiste en el calentamiento de un fluido a altas temperaturas para impulsar una turbina eléctrica con el vapor generado, siendo en escalas de producción de combustibles solares temperaturas de 500 a 2000 grados centígrados y en particular en el este documento abordaremos el fotovoltaico donde la energía que nos interesa conocer es la irradiancia solar designada con la letra G en el sistema Internacional de unidades, la cual representa energía por unidad de área por unidad de tiempo que atraviesa una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la onda. Como la energía es producto de la potencia por tiempo, la irradiancia estará dada por la potencia sobre el área

$$G = \frac{P}{S} \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

En la atmosfera de la tierra se dispersa una parte de la luz solar y el resto es absorbida por los objetos sobre la tierra experimentando un aumento de temperatura, debido al proceso de absorción, reflexión y dispersión, la irradiancia que llega a la tierra es menor que la del sol, es decir se atenúa hasta la superficie de la tierra.

El efecto fotovoltaico que consiste en la generación de una corriente eléctrica por efecto de la luz fue descubierto en 1839 por el fisico francés Alexandre Edmund Becquerel, siendo hasta la década de los años cincuenta del siglo XX que se empleó el silicio, el cual mejoraba el efecto fotovoltaico [7]. Sus estudios sobre el espectro solar, magnetismo, electricidad y óptica son el pilar científico de la energía fotovoltaica. La celda de Silicio que hoy en día se utiliza, proviene de la patente del inventor norteamericano Russell Ohl y fue construida en 1940 y patentada en 1946. Posteriormente en 1954 se fabricó la primera celda solar sobre silicio cristalino en los laboratorios Bell, la cual tenía una eficiencia del 6% actualmente llegado de valores de 22% con módulos de la mayor eficiencia.

2.2.2 Principio de funcionamiento celda solar.

Las celdas solares fotovoltaicas son dispositivos electrónicos que tienen la función de transformar la luz solar directamente en energía eléctrica, sin un proceso mecánico de por medio. Se obtiene de delgadas capas de material semiconductor, usualmente elaboradas de silicio dopado tipo P y tipo N las cuales tienen de forma controlada impurezas de cristal que alteran las bandas de energía.

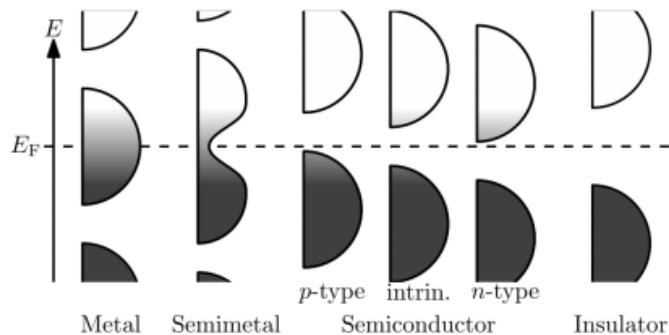


Ilustración 6 Banda de energía de los materiales.

El material tipo N cuenta con átomos pentavalentes proveniente de la impureza de fósforo hecha al silicio, uno de los electrones no queda bien integrado a la red lo que representa que éste puede ser removido del núcleo con baja aportación energética.

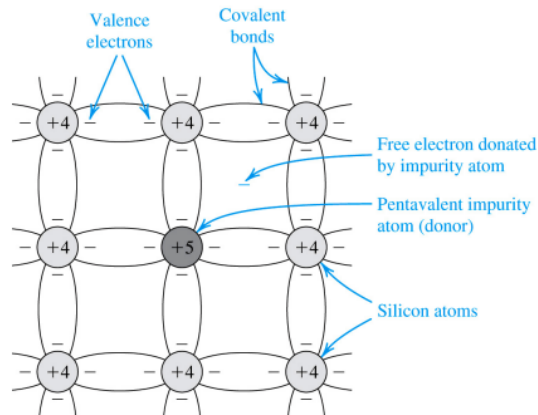


Ilustración 7 Dopaje de material semiconductor tipo N

El material tipo P es un material pentavalente dopado con átomos de Boro que tiene un enlace sin cubrir llamado hueco, la rotura de este enlace también se produce con baja aportación energética.

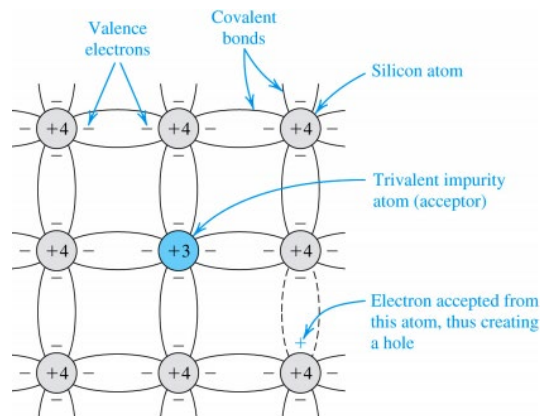


Ilustración 8 Dopaje de material semiconductor tipo P

Al unir un semiconductor tipo P con un material tipo N, se produce un desequilibrio generando una corriente de difusión de portadores mayoritarios que consiste en el movimiento de huecos desde el cristal tipo P al cristal tipo N, dejando iones con carga negativa y el movimiento de electrones desde el cristal tipo N al cristal tipo P, dejando iones con carga positiva.

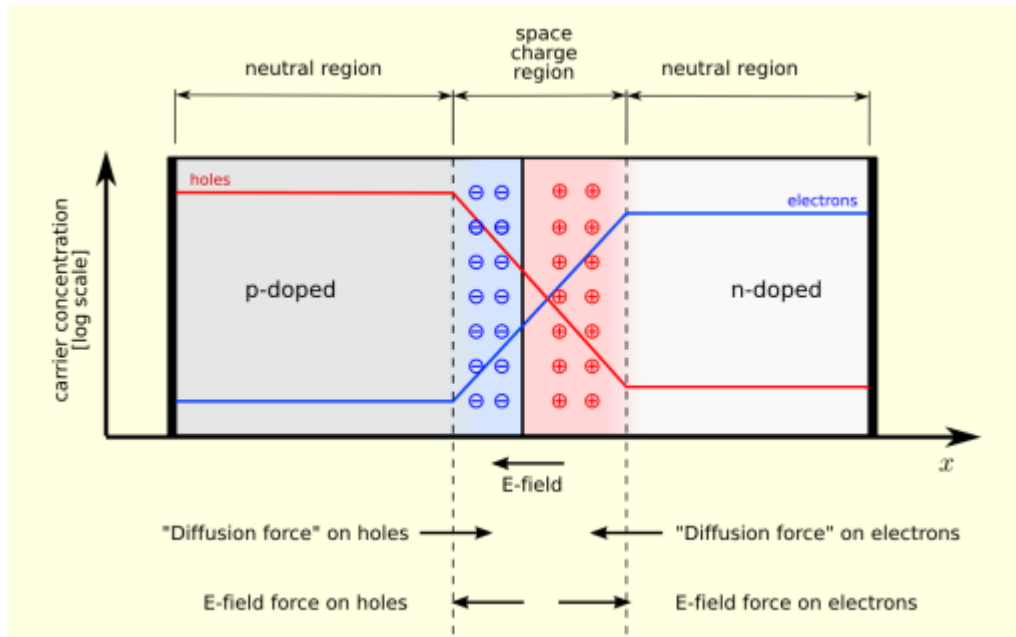


Ilustración 9 Unión de materiales tipo P y tipo N.

Cuando la luz solar incide sobre el semiconductor, los fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el material. Por cada electrón que se libera (carga negativa), aparece un hueco libre. Cuando en el semiconductor se generan pares electrón-hueco debido a la absorción de la luz, se dice que hay una fotogeneración de portadores de carga negativos y positivos, los que contribuyen a disminuir la resistencia eléctrica del material. Este es el principio básico de operación de las fotoresistencias.

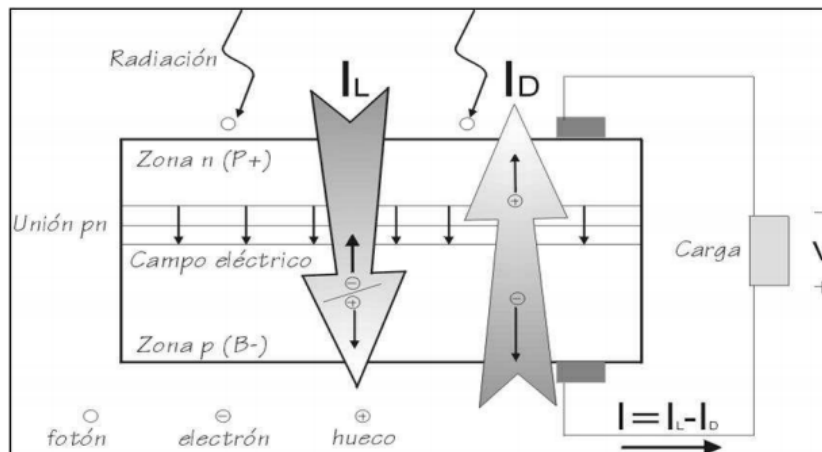


Ilustración 10 Efecto fotoeléctrico en la unión de semiconductor d tipo P y tipo N.

2.2.3 Recurso solar en México.

México cuenta con factores geográficos y climatológicos que lo hacen atractivo para el desarrollo de proyectos de tecnología fotovoltaica.

Entre los aspectos más destacados son [8]:

- Radiación horizontal media de 6.36 KWh/m² por día, mientras que el máximo de algunas zonas es de 7 KWh/m².
- Factores de Planta mayores entre 10% y 30%.
- Temperatura promedio anual se encuentra entre 14- 22°C

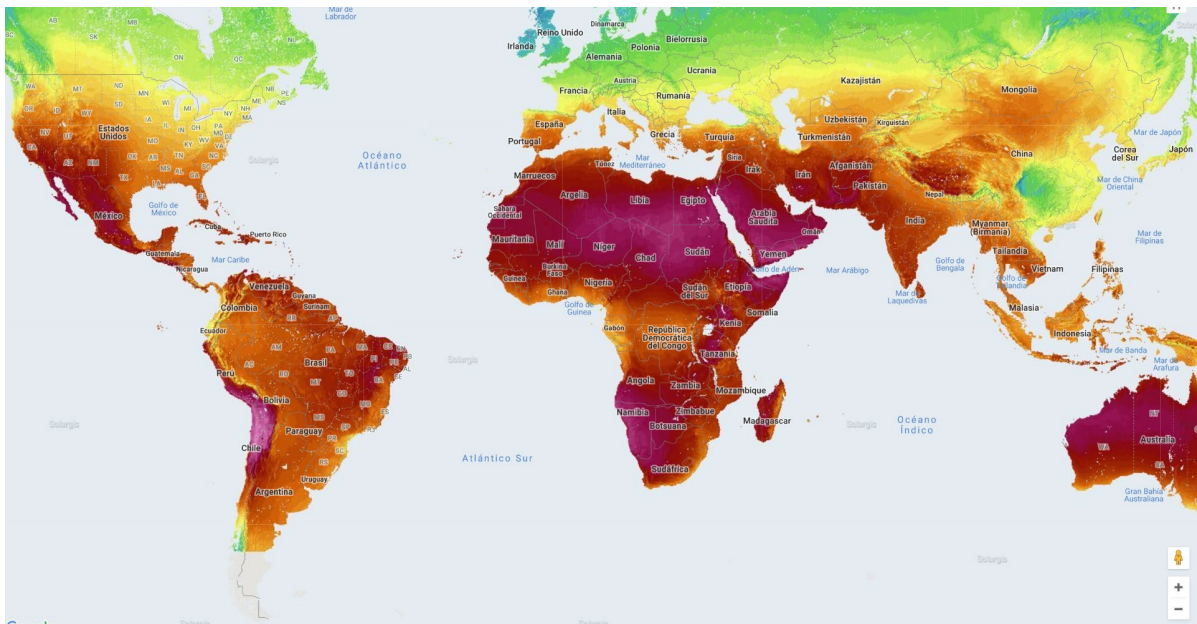


Ilustración 11 Radiación Horizontal Mundial [9].

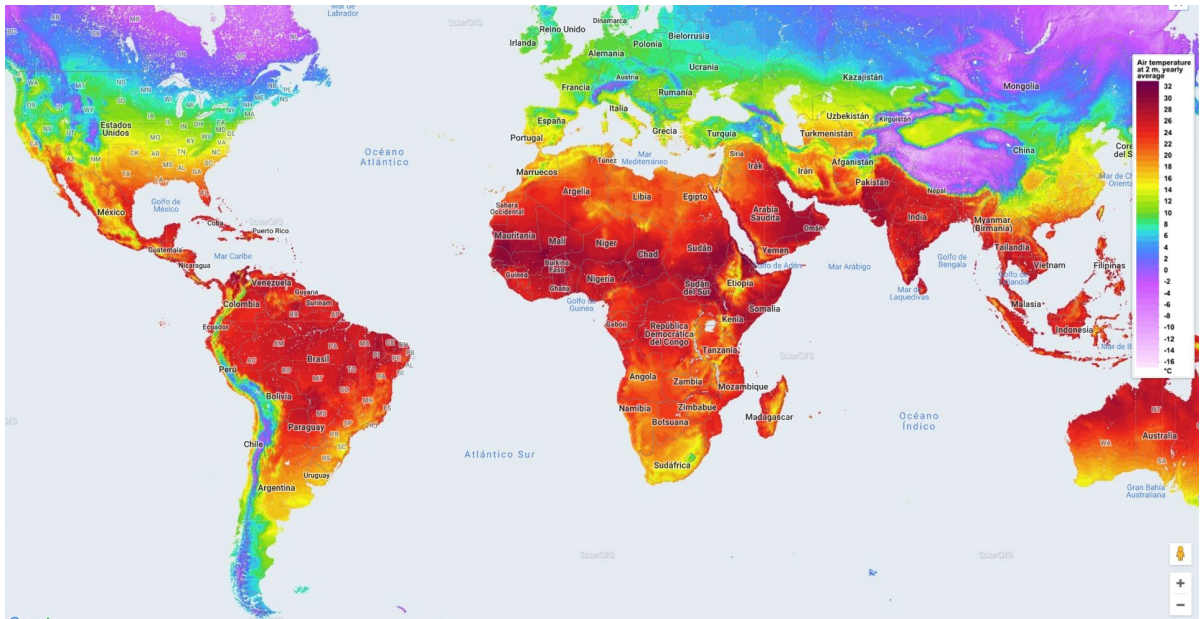


Ilustración 12 Temperatura a 2 m del suelo promedio anual [9]

2.3 Marco metodológico



CAPITULO III DISEÑO DEL SISTEMA



3.1 Criterios de diseño de sistema fotovoltaico interconectado al SEP

Se diseñará una instalación fotovoltaica que cumpla con las siguientes condiciones en el punto de entrega.

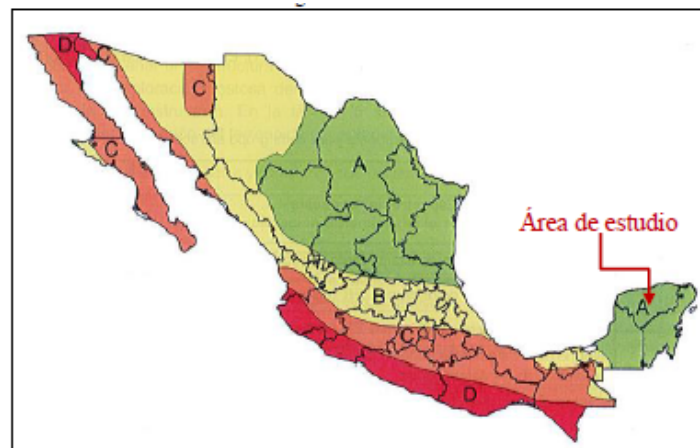
	Inversor Centralizado
	100 MW
Datos Generales	
Potencia MWdc	135.233
Potencia Máxima MWac (en punto de inyección) @25°C	100
Altura Geográfica [msnm]	30
Área Total Disponible [Ha]	212
Datos Conexión	
Tensión de evacuación [kV]	230
Transformadores principales	66/88/110 MVA ONAN/ONAF 34,5/230 kV
Cantidad de transformadores	1
Circuitos de Media tensión	4
Punto de Interconexión	Ticul I
Tipos de Línea de alta tensión	Circuito simple 230 kV
Longitud Línea de alta tensión	7.1 km
Datos Parque	
Trackers considerados	Soltec 2x42
Cantidad de Trackers	4,128
Número de tracker por inversor	288
Pitch [m]	10.12
GCR	0.41
Potencia Módulos [Wp]	390
Cantidad de Módulos	346,752
Tipo de Inversor	Gamesa E-2.5
Cantidad de Inversores	43
Cantidad de CU	21.5
Potencia de Cabinas [MW _{AC}]	5.00
Potencia Total de Cabinas [MW _{AC}] @25°C	107.5
Configuración String	28 mod
Cantidad de String	12,384.0
Cantidad de Stringbox (24 string)	516

3.1.1 Datos Geológicos y Geofísicos.

La geología regional esta descrita en la carta geológica minera de Mérida F16-10, esta carta comprende los municipios de Ticul, Tekax de Obregón, Izamal y Valladolid entre otros. El área de instalación está ubicada entre las coordenadas 20.48 de latitud norte y -89.68 de longitud oeste y se encuentra en un área denominada plataforma de Yucatán que comprende un paquete de rocas carbonatadas.

Esta área se caracteriza por tener una gran planicie con lomeríos y pendientes suaves con poca elevación haciendo este terreno viable para la instalación de seguidor solar para el aprovechamiento máximo de la zona, se caracteriza también por tener una abundante vegetación la cual será removida o reubicada de acuerdo al plan ambiental del proyecto.

El área de implantación tiene una elevación promedio de 30 m.s.n.m., y se encuentra en una zona tectónicamente estable sin embargo se han presentado sismos con epicentro en los estados cercanos en una magnitud de 3.9 a 5 grados Richter



Fuente: Manual de CFE- Diseño por sismo (2015).

Ilustración 13 Regionalización Sísmica de México.

Se considera que la resistividad del terreno al ser un suelo calizo ronda los $200 \text{ }^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$, se considera que la temperatura del suelo a los 0.9 m es de $32 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y tiene una resistencia eléctrica determinada por el método de Wenner de $300 \text{ } \Omega\text{m}$



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”

3.1.2 Datos Climatológicos

SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL

NORMALES CLIMATOLÓGICAS

ESTADO DE: YUCATAN PERIODO: 1981-2010

ESTACION: 00031009 DZAN LATITUD: 20°21'38" N. LONGITUD: 089°28'35" W. ALTURA: 26.0 MSNM.

ELEMENTOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
TEMPERATURA MAXIMA													
NORMAL	31.2	32.4	34.1	35.7	36.5	35.3	34.3	34.3	33.4	32.6	31.4	30.9	33.5
MAXIMA MENSUAL	38.1	35.3	36.5	39.2	40.0	37.1	36.5	36.4	36.3	35.4	35.4	35.2	
AÑO DE MAXIMA	2008	2002	1985	2009	2009	1987	2007	2001	2009	1988	2001	2001	
MAXIMA DIARIA	41.0	38.0	42.0	44.0	44.0	41.0	39.0	39.0	40.0	39.0	48.0	37.0	
FECHA MAXIMA DIARIA	11/2008	22/1998	27/2005	14/2009	05/2010	05/1982	06/1983	16/1987	07/2009	27/1988	29/2001	13/1987	
AÑOS CON DATOS	25	25	25	25	25	25	25	25	25	24	25	25	
TEMPERATURA MEDIA													
NORMAL	23.7	24.7	26.0	27.6	28.7	28.4	27.5	27.6	27.0	26.1	24.6	24.0	26.3
AÑOS CON DATOS	25	25	25	25	25	25	25	25	25	24	25	25	
TEMPERATURA MINIMA													
NORMAL	16.2	17.1	18.0	19.5	21.0	21.5	20.8	20.8	20.6	19.5	17.7	17.0	19.1
MINIMA MENSUAL	10.0	13.6	14.5	16.9	19.0	19.4	14.3	14.4	14.3	13.5	11.0	10.3	
AÑO DE MINIMA	1981	1981	2010	1981	1989	1998	2004	2004	2004	2002	2002	2002	
MINIMA DIARIA	3.5	5.0	2.0	7.0	13.0	17.0	13.0	12.0	11.0	10.0	2.0	5.0	
FECHA MINIMA DIARIA	26/1981	14/2006	01/2002	02/1987	18/2006	01/1991	01/2004	17/2004	01/2002	30/1987	11/2003	24/1989	
AÑOS CON DATOS	25	25	25	25	25	25	25	25	25	24	25	25	
PRECIPITACION													
NORMAL	36.5	31.7	44.3	50.6	113.5	195.8	166.3	198.6	270.8	149.9	61.5	44.1	1,363.6
MAXIMA MENSUAL	141.5	149.0	172.0	148.0	345.0	598.0	328.5	435.5	564.0	435.5	323.1	182.0	
AÑO DE MAXIMA	1998	2002	1995	2001	2007	1988	1990	1990	1991	1995	2009	1999	
MAXIMA DIARIA	95.3	85.5	72.4	85.0	133.5	152.0	91.5	105.0	120.0	110.5	76.4	95.8	
FECHA MAXIMA DIARIA	10/2006	11/2002	27/1983	27/1990	31/2007	09/1988	29/1989	31/1994	24/2002	01/1989	18/2003	03/1990	
AÑOS CON DATOS	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
EVAPORACION TOTAL													
NORMAL	113.8	112.1	163.1	181.1	203.0	170.5	167.4	166.1	142.3	137.9	127.9	120.9	1,806.1
AÑOS CON DATOS	20	20	20	20	20	20	20	20	21	21	21	21	
NUMERO DE DIAS CON LLUVIA													
NORMAL	2.8	2.6	3.0	2.9	5.4	10.3	11.3	12.6	13.6	8.7	4.6	3.6	81.4
AÑOS CON DATOS	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
NIEBLA													
NORMAL	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	1.5
AÑOS CON DATOS	26	27	27	27	27	27	27	27	27	26	27	27	
GRANIZO													
NORMAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AÑOS CON DATOS	26	27	27	27	27	27	27	27	27	26	27	27	
TORRENTA E.													
NORMAL	0.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.7	2.1
AÑOS CON DATOS	26	27	27	27	27	27	27	27	27	26	27	27	

La temperatura máxima normal es de 33.5 °C y una temperatura mínima normal de 19 °C.



3.1.3 Sistema en DC

- La tensión máxima del sistema será 1500 Vdc
- Las pérdidas de energía en el cableado hasta terminales de DC del Inversor serán como máximo 2.0%.
- La caída de tensión no deberá superar el 2.0% de la caja combinadora hasta el inversor
- Se debe considerar una protección fusible para cada uno de los polos con la capacidad adecuada al circuito.
- El conductor será de cobre para las secciones de string y aluminio para las salidas de las cajas seccionadoras a inversores, la normativa aplicable será IEC.
- El cableado de string deberá ser canalizado por tubería resistente a rayos UV y directamente enterrado para los conductores de cable de potencia.
- La profundidad de enterramiento de los conductores deberá ser igual a superior a lo permitido por la norma nacional NOM-001-SEDE-2012
- Se deberá utilizar cajas de combinación o String Box por cada 24 string para conexión hacia el inversor.
- La sección mínima para conductores de String será 4 mm²
- Todas las entradas y salidas de las cimentaciones de los inversores será con tubería PAD naranja con un porcentaje máximo de ocupación del cable del 40%.
- No se permitirá uniones o empalmes en cualquiera de las trayectorias en baja tensión.
- Todo el cableado eléctrico y de comunicaciones deberá ser identificado con una placa de identificación de circuito.
- Se deberá utilizar identificación de colores rojo y negro para los polos positivos y negativos del sistema fotovoltaico.
-

3.1.4 Sistema de AC (MT)

- La tensión del sistema será 34,500 Vac
- Las pérdidas de energía en el cableado hasta terminales de AC del Inversor serán de 1.5%
- La caída de tensión en terminales de celda de media tensión será 1.0% desde el inversor más alejado del del circuito.
- Se debe considerar una protección con interruptor para cada uno de los circuitos.
- El conductor será de cobre para las secciones de string y aluminio para las salidas de las cajas seccionadoras o cable de potencia, la normativa aplicable será IEC.
- El cableado de media tensión será directamente enterrado.



- La identificación de fases deberá ser en color rojo, negro y azul de acuerdo la secuencia positiva del voltaje.
- Se deberá utilizar una cinta de advertencia a los 30 cm de profundidad sobre cada circuito.
- La formación de los conductores al fondo de zanja deberá ser triangular.

3.1.5 Sistema de tierra

Se deberá diseñar un sistema de electrodo de puesta a tierra para el sistema de media tensión que acompañe a los circuitos a lo largo de toda su trayectoria, así como también seleccionar en base a la normativa mexicana el electrodo de puesta a tierra para equipos, cualquier estructura metálica del sistema fotovoltaico deberá se puesta a tierra de acuerdo a la NOM-001SEDE-2012.

El código de identificación de los electrodos de puesta a tierra deberá ser color verde con una identificación permanente a 10 cm por debajo del punto de conexión.

Todas las uniones a estructura de acero deberán ser con terminales bimetálicos.

Se debe evitar los contactos metálicos del cobre y el acero en cualquier parte del parque fotovoltaico para evitar la corrosión galvánica

3.2 Características de inversor, panel y estructura.

Para este caso de estudio se establece que el módulo fotovoltaico a utilizar es el de la marca JA modelo JAM72S10 -390/PR de tecnología monoPerc de media célula por ser un módulo de potencia estándar, el cual es comercializado para este tipo de plantas Utility Scale.

JA SOLAR

JAM72S10 390-410/PR Series

MECHANICAL DIAGRAMS	SPECIFICATIONS																
<p>Remark: customized frame color and cable length available upon request</p>	<table border="1"> <tr> <td>Cell</td> <td>Mono</td> </tr> <tr> <td>Weight</td> <td>22.7kg±3%</td> </tr> <tr> <td>Dimensions</td> <td>2015±2mm×996±2mm×40±1mm</td> </tr> <tr> <td>Cable Cross Section Size</td> <td>4mm²</td> </tr> <tr> <td>No. of cells</td> <td>144 (6×24)</td> </tr> <tr> <td>Junction Box</td> <td>IP68, 3 diodes</td> </tr> <tr> <td>Connector</td> <td>MC4 Compatible(1000V) QC 4.10-35(1500V)</td> </tr> <tr> <td>Packaging Configuration</td> <td>27 Per Pallet</td> </tr> </table>	Cell	Mono	Weight	22.7kg±3%	Dimensions	2015±2mm×996±2mm×40±1mm	Cable Cross Section Size	4mm ²	No. of cells	144 (6×24)	Junction Box	IP68, 3 diodes	Connector	MC4 Compatible(1000V) QC 4.10-35(1500V)	Packaging Configuration	27 Per Pallet
Cell	Mono																
Weight	22.7kg±3%																
Dimensions	2015±2mm×996±2mm×40±1mm																
Cable Cross Section Size	4mm ²																
No. of cells	144 (6×24)																
Junction Box	IP68, 3 diodes																
Connector	MC4 Compatible(1000V) QC 4.10-35(1500V)																
Packaging Configuration	27 Per Pallet																

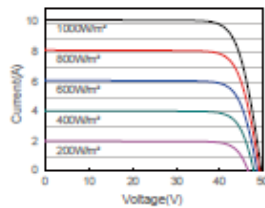
ELECTRICAL PARAMETERS AT STC					
TYPE	JAM72S10 -390/PR	JAM72S10 -395/PR	JAM72S10 -400/PR	JAM72S10 -405/PR	JAM72S10 -410/PR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	390	395	400	405	410
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.91	49.21	49.50	49.81	50.12
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	40.55	40.85	41.17	41.46	41.76
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.16	10.21	10.26	10.32	10.37
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	9.62	9.67	9.72	9.77	9.82
Module Efficiency [%]	19.4	19.7	19.9	20.2	20.4
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.051%/°C				
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.289%/°C				
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.
*For NexTracker installations static loading performance: front load measures 2400Pa, while back load measures 2400Pa.

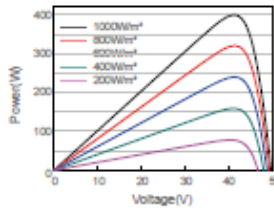
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT					OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM72S10 -390/PR	JAM72S10 -395/PR	JAM72S10 -400/PR	JAM72S10 -405/PR	JAM72S10 -410/PR	
Rated Max Power(P _{max}) [W]	289	292	296	300	303	Maximum System Voltage
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	45.04	45.30	45.56	45.81	46.06	1000V/1500V DC(IEC)
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	37.29	37.52	37.76	38.03	38.28	Operating Temperature
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	8.18	8.23	8.28	8.33	8.38	-40°C~+85°C
Max Power Current(I _{mp}) [A]	7.74	7.79	7.84	7.88	7.93	Maximum Series Fuse
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					20A
						Maximum Static Load,Front*
						5400Pa
						Maximum Static Load,Back*
						2400Pa
						NOCT
						45±2°C
						Application Class
						Class A

CHARACTERISTICS

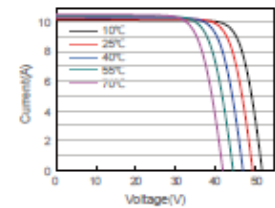
Current-Voltage Curve JAM72S10-400/PR



Power-Voltage Curve JAM72S10-400/PR



Current-Voltage Curve JAM72S10-400/PR

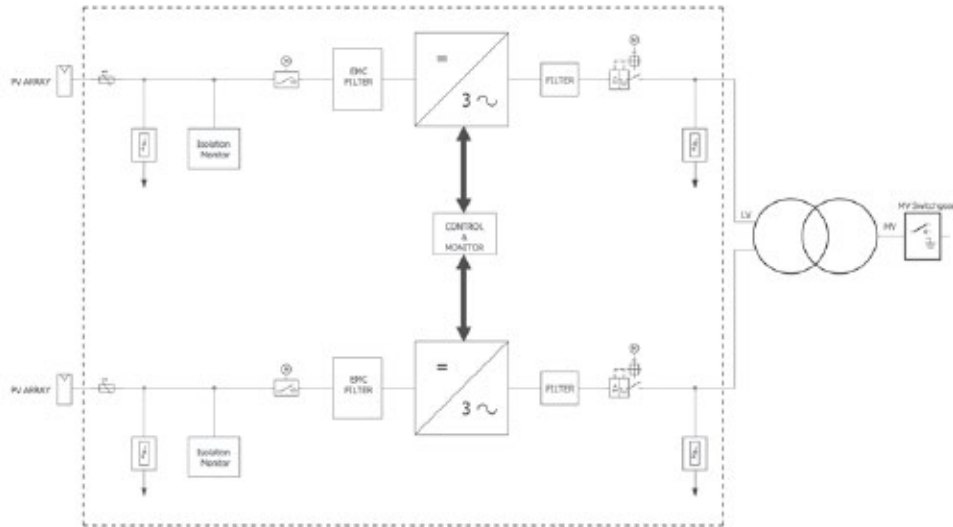


Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20190110A

El inversor utilizado es de la marca Gamesa modelo E 2.5 MVA SB-1-1500V por se un producto comercial de un fabricante de renombre con respaldo técnico

STANDARD CONFIGURATION





“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP”



**GAMESA E - 2.5MVA
-SB-I 1500V**

DC INPUT	
Recommended PV-Power	3250 kWp
Max. DC Current (50°C)	2823 A
Max. DC Current (40°C)	2880 A
Max. DC Current (25°C)	2936 A
Max. DC short-circuit Current	3600 A
DC Voltage range	900 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT	900 - 1300 V
Number of DC ports	Up to 24
Energy production from	0,5% Pn approx.
AC OUTPUT	
Number of phases	3
Nominal AC Power (50°C)	2500 kVA
Nominal AC Power (40°C)	2550 kVA
Nominal AC Power (25°C)	2600 kVA
Nominal AC Voltage	Up to 34.5 kV with external transformer
Voltage allowance range	-10% / +10%
Frequency Range	47,5...53/57...63 Hz
Power Factor	Any
THD of AC current	<3%@Sn
Maximum AC current	2300 A
EFFICIENCY	
Max. Efficiency	99,0%
Euro-efficiency	98,8%
Stand-by power consumption	< 200 W
OTHER FEATURES	
MPPT	1
LVRT/HVRT	Yes
Permissible ambient temperature	-20°C/+50°C (+60°C) (1)
Relative humidity	95% (without condensation)
Max. Altitude without derating	2000 m
Dimensions (width x height x depth)	2800 x 2230 x 975 mm
Weight	2150 kg
Protection	IP 20
Cooling	Liquid + Forced air

(1) With derating from +50 to +60°C

MAIN STANDARDS	
IEC 61000-6-2	EN 55011
IEC 62109-1	IEC 62109-2
IEC 62116	IEC 61683

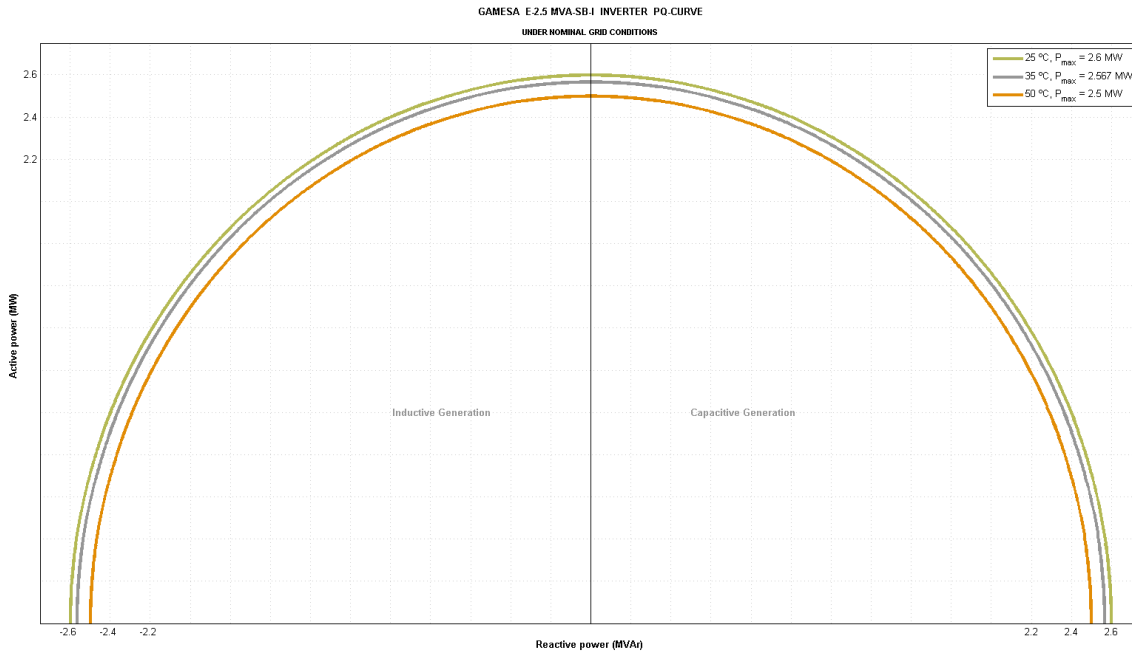


Ilustración 14 Curva de capacidad de inversor Fotovoltaico.

La estructura a utilizar es del tipo monofila de la marca Nextracker modelo 1x84 con sistema de seguimiento independiente y autoalimentado con una celda y una batería incorporada en cada estructura

3.3 Diseño del sistema colector en DC y AC.

3.3.1 Tensión en sistema DC

Para la verificación del número máximo de módulos por cadena que se puede utilizar en combinación con el inversor se debe comprobar de acuerdo con las siguientes formulas:

- $V_{oc}(T_{min}) = V_{oc} \times [1 + (T_{min} - T_{STC}) \times (T_{k_Voc}/100)] \times N_s$
- $V_{mpp}(T_{min}) = V_{mpp} \times [1 + (T_{min} - T_{STC}) \times (T_{k_Voc}/100)] \times N_s$
- $V_{mpp}(T_{max}) = V_{mpp} \times [1 + (T_{max} - T_{STC}) \times (T_{k_Voc}/100)] \times N_s$

Donde:

T_{k_Voc} es el coeficiente de temperatura de la célula fotovoltaica

V_{oc} es el Voltaje de circuito abierto.

T_{STC} es la temperatura en condiciones Standard Test Condition (STC)

N_s es el número de módulos en string

Resultado de evaluación

$$V_{oc}(T_{min}) = 48.91 \times [1 + (10 - 25 \text{ °C}) \times -0.289 \text{ \% / °C}] \times 28 = 1428.85 \text{ Vdc}$$



$$V_{oc}(T_{max}) = 48.91 \times [1 + (64.75 - 25) \times -0.289\%/^{\circ}C] \times 28 = 1212.16 \text{ Vdc}$$

$$V_{mpp}(T_{max}) = 40.55 \times [1 + (64.75 - 25) \times -0.289\%/^{\circ}C] \times 28 = 1004.97 \text{ Vdc}$$

Dichos resultados se ajustan a los parámetros de entrada del inversor fotovoltaico el cual tiene como voltaje de operación de 900-1500 Vdc, por cada una de las 24 entradas lo que significa que la configuración seleccionada de cantidad de módulos por cadena es la correcta.

3.3.2 Configuración eléctrica por inversor.

Es importante conectar la potencia de generación de manera equilibrada entre cada uno de sus componentes con la finalidad de tener arreglos estándar o tipo, los cuales ayudan a simplificar el proceso de construcción y fabricación de sus componentes, así como evitar daños prematuros o errores de conexión. Uno de los primeros pasos para la configuración de cada inversor es determinar el número de string por inversor para la corroborar la potencia máxima conectada en cada inversor.

$$\text{No. de String por inversor} = \text{Total de String} / \text{No. de inversores} = 11,808 / 41 = 288 \text{ string}$$

$$\begin{aligned} \text{Potencia conectada por inversor (Wp)} &= \text{No de string} \times \text{número de módulos por string} \times \text{potencia de modulo} \\ &= 288 \times 28 \times 390 = 3,144,960 \text{ Wp} \end{aligned}$$

$$\text{No de cajas combinadoras por centro de Inversor} = \text{No de string} / 24 = 288 / 24 = 12$$



3.3.3 Selección de conductor de string, cables de potencia en DC y cables AC.

Aunque existen diferentes normas de construcción de conductores eléctricos para la conexión de los sistemas fotovoltaicos en particular utilizaremos la norma internacional IEC 62930 Electric cables for Photovoltaic Systems with a Voltage Rating of 1.5 kV por ser un estándar internacional que se ajusta al nivel máximo de tensión similar al utilizado en nuestra configuración.

En dicha norma se establece que debe contar con las siguientes características para cables de String [10]:

- Cable de para sistemas de corriente directa con tensión hasta 1.5 kV entre conductores o entre conductor a tierra.
- Cable mono conductor con aislamiento de cadena cruzada con cubierta de cadena cruzada.
- Son cables diseñados para temperatura de operación normal continua de 90°C y permisible a temperatura máxima de conductor de 120°C limitado a 20 000 h.
- Cables libres de halógenos.
- La clase de construcción debe de ser clase 5 de acuerdo a IEC 60228 que corresponde a cables flexibles para sistemas fotovoltaicos.
- Cables Flexibles Clase 5 de acuerdo a 50363-5:2005 para instalación en seguidor de 1 eje Tracker de acuerdo a IEC 60228.

Cálculo de sección transversal de conductor String

Para determinar la sección del conductor de cobre para conexionado de string se establecerá

3.3.3.1 Cálculo por ampacidad.

La selección para conductores de String se hará de acuerdo a la norma IEC 60502 Power Cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV e IEC 62738

Formula:

$$I_n = I_{sc} \times 1.25 = 12.7 \text{ A} \quad \text{Corriente nominal del circuito}$$

$$I_{con} = I_{sc} \times 1.25 / (k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4)$$

Donde:

K1 factor de corrección por agrupamiento

K2 es el factor de corrección por temperatura








K3 factor de corrección por profundidad de enterramiento.

K4 factor de corrección por resistividad térmica de terreno para conductores en canalizaciones eléctricas.

$$I_{con} = 10.16 \times 1.25 / (0.65 \times 0.89 \times 0.6 \times 1.05) = 20.91 \text{ A}$$

Dicho resultado es buscado en la tabla de B.52.3 de la IEC 60364 que corresponde con la capacidad de conducción en amperes, que en este caso en particular se ha seleccionado el tipo de instalación D1 que corresponde con monoconductores de cobre en tubería. El conductor seleccionado es el 4 mm², el cual tiene una capacidad de conducción de 36 A a 90 °C instalado de en ductos.

**Table B.52.3 – Current-carrying capacities in amperes
for methods of installation in Table B.52.1 –
XLPE or EPR insulation, two loaded conductors/copper or aluminium –
Conductor temperature: 90 °C, ambient temperature: 30 °C in air, 20 °C in ground**

Nominal cross-sectional area of conductor mm ²	Installation methods of Table B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Copper							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	108	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502
Aluminium							
2,5	20	19,5	25	23	26	26	
4	27	26	33	31	35	33	
6	35	33	43	40	45	42	
10	48	45	59	54	62	55	
16	64	60	79	72	84	71	76
25	84	78	105	94	101	90	98
35	103	96	130	115	126	108	117
50	125	115	157	138	154	128	139
70	158	145	200	175	198	158	170
95	191	175	242	210	241	186	204
120	220	201	281	242	280	211	233
150	253	230	307	261	324	238	261
185	288	262	351	300	371	267	296
240	338	307	412	358	439	307	343
300	387	352	471	415	508	346	386

NOTE In columns 3, 5, 6, 7 and 8, circular conductors are assumed for sizes up to and including 16 mm². Values for larger sizes relate to shaped conductors and may safely be applied to circular conductors.

Tabla 1 Ampacidad de conductores IEC 60364.5.52.



Table B.52.15 – Correction factors for ambient ground temperatures other than 20 °C to be applied to the current-carrying capacities for cables in ducts in the ground

Ground temperature °C	Insulation	
	PVC	XLPE and EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Tabla 2 Factores de agrupamiento IEC-60364-5-52.

Table B.52.16 – Correction factors for cables buried direct in the ground or in buried ducts for soil thermal resistivities other than 2,5 K · m/W to be applied to the current-carrying capacities for reference method D

Thermal resistivity, K · m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Correction factor for cables in buried ducts	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Correction factor for direct buried cables	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Tabla 3 Factores de corrección por Resistividad térmica de terreno.

Para cajas combinadoras la selección del conductor se hará para bajo las normas IEC-60364-5-52

Formula:

$$I_{con} = 24 \times I_{sc} \times 1.25 = 304.8 \text{ A} \quad \text{Corriente nominal del circuito}$$

$$I_{con} = N_{sp} \times I_{sc} \times 1.25 / (k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4)$$

Donde:

K1 factor de corrección por agrupamiento

K2 es el factor de corrección por temperatura

K3 factor de corrección por profundidad de enterramiento.

K4 factor de corrección por resistividad térmica de terreno para cables directamente enterrados.



N_{sp} es la cantidad de String de una caja combinadora.

$$I_{con} = 24 \times 10.16 \times 1.25 / (0.7 \times 0.89 \times 0.6 \times 1.12) = 436.83 \text{ A}$$

Se ha consultado a uno de los principales proveedores de cables del sector sobre las capacidades de conducción del cable 400 y 500 mm² en las condiciones estándar que marca la norma IEC-60364-5-52, temperatura máxima de conductor 90 °C resistividad térmica de 2 K*m/W y temperatura de terreno de 20 °C.

Los resultados de su análisis son para 400 mm² tiene una capacidad 458.26 A y para 500 mm² tiene una capacidad 533.94 A, siendo este último la sección seleccionada para circuitos de cajas combinadoras a inversor.

3.3.3.1 Selección de protección de string

De acuerdo a la norma IEC 62738 el dispositivo de protección del circuito debe de ser de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$I_n > 1.5 \times I_{sc} \text{ y } I_n < I_{mod_max_ocpr}$$

Donde:

I_{sc} es la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones estándar ó STC.

$I_{mod_max_ocpr}$ protección máxima indicada en ficha técnica.

Sustituyendo en la formula

$$I_n > 1.5 \times 10.16 \text{ A y } I_n \leq 15 \text{ A}$$

$$I_n > 15.24 \text{ A y } I_n \leq 15 \text{ A}$$

Por lo que el tamaño del dispositivo de protección seleccionado es 15 A para un circuito de uso continuo

3.3.3.2 Selección de protección en caja combinadora

De acuerdo a la norma IEC 62738 el dispositivo de protección del circuito debe de ser de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$I_n > 1.5 \times I_{sc} \times 24 \text{ y } I_n < I_{cb_max_ocpr}$$

Donde:

I_{sc} es la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones estándar ó STC.

$I_{cb_max_ocpr}$ protección máxima indicada en ficha técnica.

Sustituyendo en la formula

$$I_n > 1.5 \times 10.16 \text{ A} \times 24 \text{ y } I_n \leq 400 \text{ A}$$

$$I_n > 365.76 \text{ A y } I_n \leq 400 \text{ A}$$

Por lo que el tamaño del dispositivo de protección seleccionado es 400 A para un circuito de uso continuo.

3.3.3.3 Cálculo por capacidad de corriente de cortocircuito.

La corriente de cortocircuito en el punto de protección del fusible es de acuerdo a la siguiente formula de acuerdo a IEC 62738 [11]:

$$I_{cc_String} = I_{maxString} \cdot (N_{sp} - 1)$$

La siguiente imagen representa una falla en el circuito de string en donde el fusible actúa por la aportación de cortocircuito del resto de los de los circuitos conectados al mismo bus de DC en un mismo inversor.

$$I_{cc_String} = 10.16 \cdot (288 - 1) = 2915.92 A$$

I_{cc_}String es la corriente de cortocircuito en el punto de protección del String.

I_{max} String es la corriente de cortocircuito del módulo.

N_{sp}-1 es el número de String en paralelo al String fallado.

Se observa que la corriente máxima de cortocircuito en cualquiera de las cajas combinadoras es menor a la capacidad de cortocircuito del fusible de protección de String, el cual es de 50 KA, esto asegura la correcta protección sin sufrir algún daño.

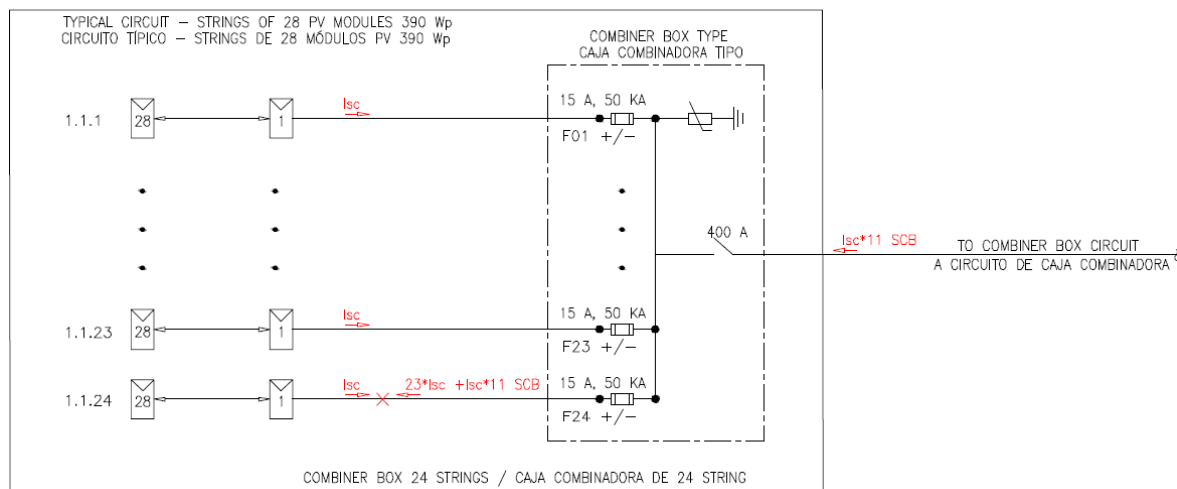


Ilustración 15 Esquema de aportación de cortocircuito en un circuito de String.

SPXV Time Current Curve (15-30 A)

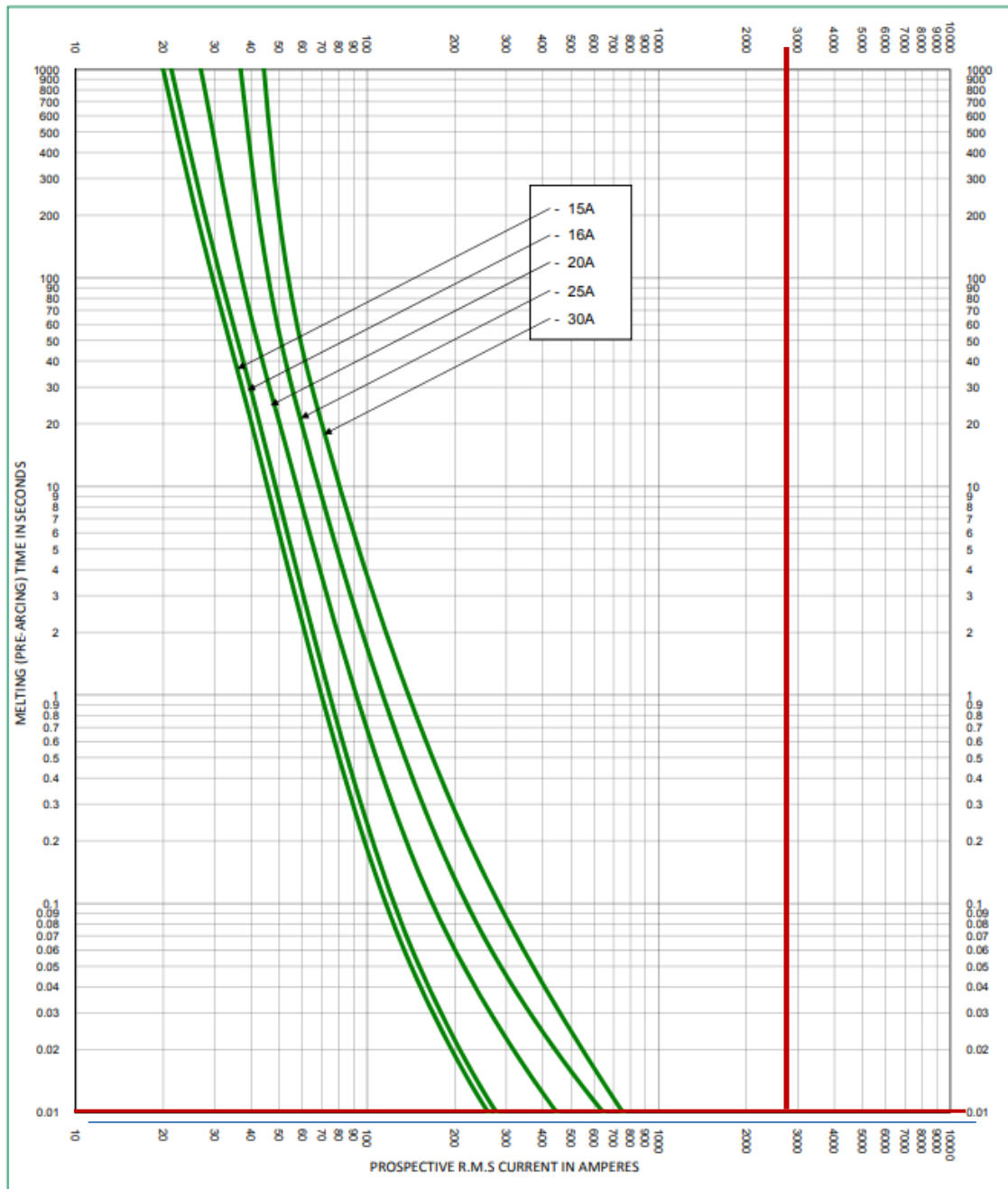


Ilustración 16 Curva de pre-arco del fusible de Protección de String.

De acuerdo con la curva tiempo corriente de la Ilustración 16 Curva de pre-arco del fusible de Protección de String., el tiempo de liberación de la falla para todas las configuraciones de cajas combinadoras será



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP”

calculado con los datos de tiempo de pre-arco 0.01 s más el tiempo de fusión de los fusibles de String, el cual se tomará para el cálculo de sección mínima requerida por intensidad de cortocircuito.

SERIES	AMPERAGE	VOLTAGE		INTERRUPTING RATING		NOM COLD RESISTANCE (ohm)	WATTS LOSS AT 100 % RATED CURRENT (W)	WATTS LOSS AT 80 % RATED CURRENT (W)	MELTING I ² t (A ² s) (1500 V dc)	TOTAL CLEARING I ² t (A ² s) 15 kA (1500 V dc)	TOTAL CLEARING I ² t (A ² s) 30 kA (1500 V dc)	TOTAL CLEARING I ² t (A ² s) 50 kA (1500 V dc)
		DC	DC	DC	DC							
SPXV	1	1500		50 kA*		0.9256	1.67	0.90	.27	0.48	-	-
SPXV	2	1500		50 kA*		0.2891	2.17	1.10	1.35	3.24	-	-
SPXV	2.25	1500		50 kA*		0.2492	2.43	1.21	1.59	4.44	-	-
SPXV	2.5	1500		50 kA*		0.2234	2.90	1.40	3.68	5.8	-	-
SPXV	3	1500		50 kA*		0.1587	2.91	1.41	6	12	-	-
SPXV	3.5	1500		50 kA*		0.1240	2.95	1.47	10	19	16	-
SPXV	4	1500		50 kA*		0.1229	2.96	1.65	14	24	-	-
SPXV	5	1500		50 kA*		0.0760	3.01	1.66	48	71	-	-
SPXV	6	1500		50 kA*		0.0576	3.05	1.71	49	75	-	-
SPXV	8	1500		50 kA*		0.0349	3.26	1.84	121	214	-	-
SPXV	10	1500		50 kA*		0.0223	3.25	1.82	407	509	-	-
SPXV	12	1500		50 kA*		0.0163	3.34	1.89	798	951	1154	-
SPXV	15	1500		50 kA*		0.0131	5.27	3.05	299	637	-	-

Ilustración 17 Característica de tiempo de fusión de protección de String.

El tiempo de liberación total se calcula con energía total hasta la liberación de la falla menos la energía de fusión del fusible

$$t = T_{premelting} + \frac{Total\ clearing - Melting}{i^2}$$

Donde:

t es el tiempo total hasta la liberación de la falla

Total clearing es la energía total hasta la liberación de la falla

Melting es la energía de que se requiere para la fusión del elemento de protección.

$$t = T_{premelting} + \frac{627 - 299}{2915.92^2} = 0.01039\ s$$

$$A = \sqrt{\frac{I_{cc\ String}^2 * t}{.0297 \log_{10} \left(\frac{T2 + 234}{T1 + 234} \right)}}$$

Donde:

A es el área del conductor en cmil, 1 Circular mil = 0,000 506 707 5 milímetro cuadrado [mm²]

I_{cc_ String} es la corriente de cortocircuito en el punto de protección del String.

T es el tiempo de liberación de la falla

T1 Temperatura inicial del conductor 90 C (se tomará la temperatura máxima de operación, siendo esta la condición más desfavorable)

T2 Temperatura máxima del conductor= 250 °C de acuerdo al tipo de aislamiento XLP

$$A = \sqrt[2]{\frac{2814.92^2 * 0.01}{0.0297 \log_{10} \left(\frac{250 + 234}{90 + 234} \right)}} = 3912.35 \text{ cmil} = 1.982 \text{ mm}^2$$

Por lo que para el conductor de String de 4 mm² es el conductor correctamente seleccionado.

Para los alimentadores de las cajas combinadoras la corriente de cortocircuito en el punto de protección del fusible se calcula con la siguiente formula de acuerdo a IEC 62738 [11]:

$$I_{cc_combiner} = I_{maxString} \cdot (N_{cp} - 24)$$

La siguiente imagen representa una falla en el circuito de caja combinadora en donde el fusible actúa por la aportación de cortocircuito del resto de los de los circuitos conectados al mismo bus de DC en un mismo inversor.

$$I_{cc_Combiner} = 10.16 \cdot (288 - 24) = 2682.24 \text{ A}$$

I_{cc_ String} es la corriente de cortocircuito en el punto de protección del String.

I_{max String} es la corriente de cortocircuito del módulo.

N_{cp}-24 es el número de String en paralelo a la caja combinadora con falla.

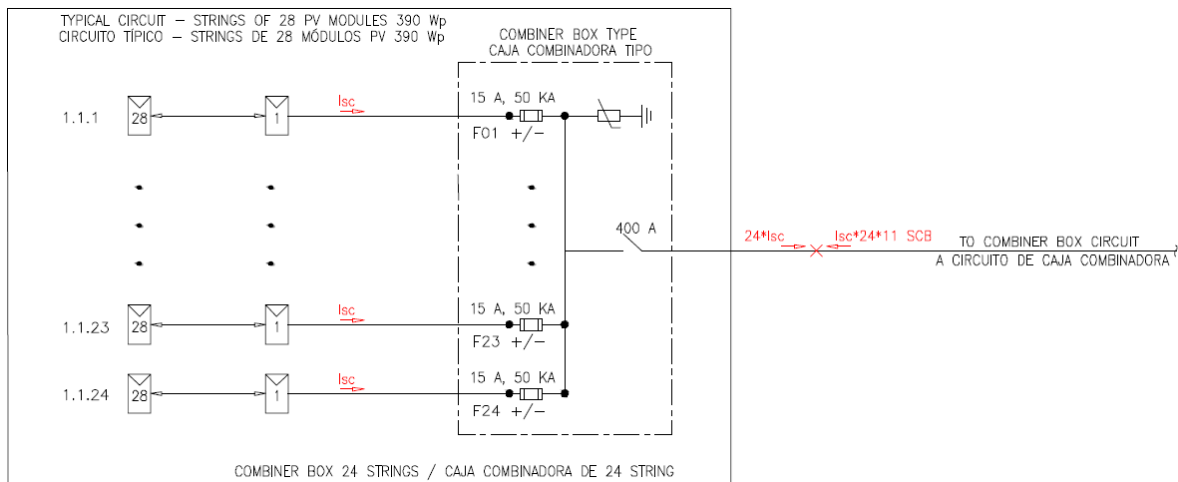


Ilustración 18 Esquema de aportación de cortocircuito en una caja combinadora.

Time Current Curve

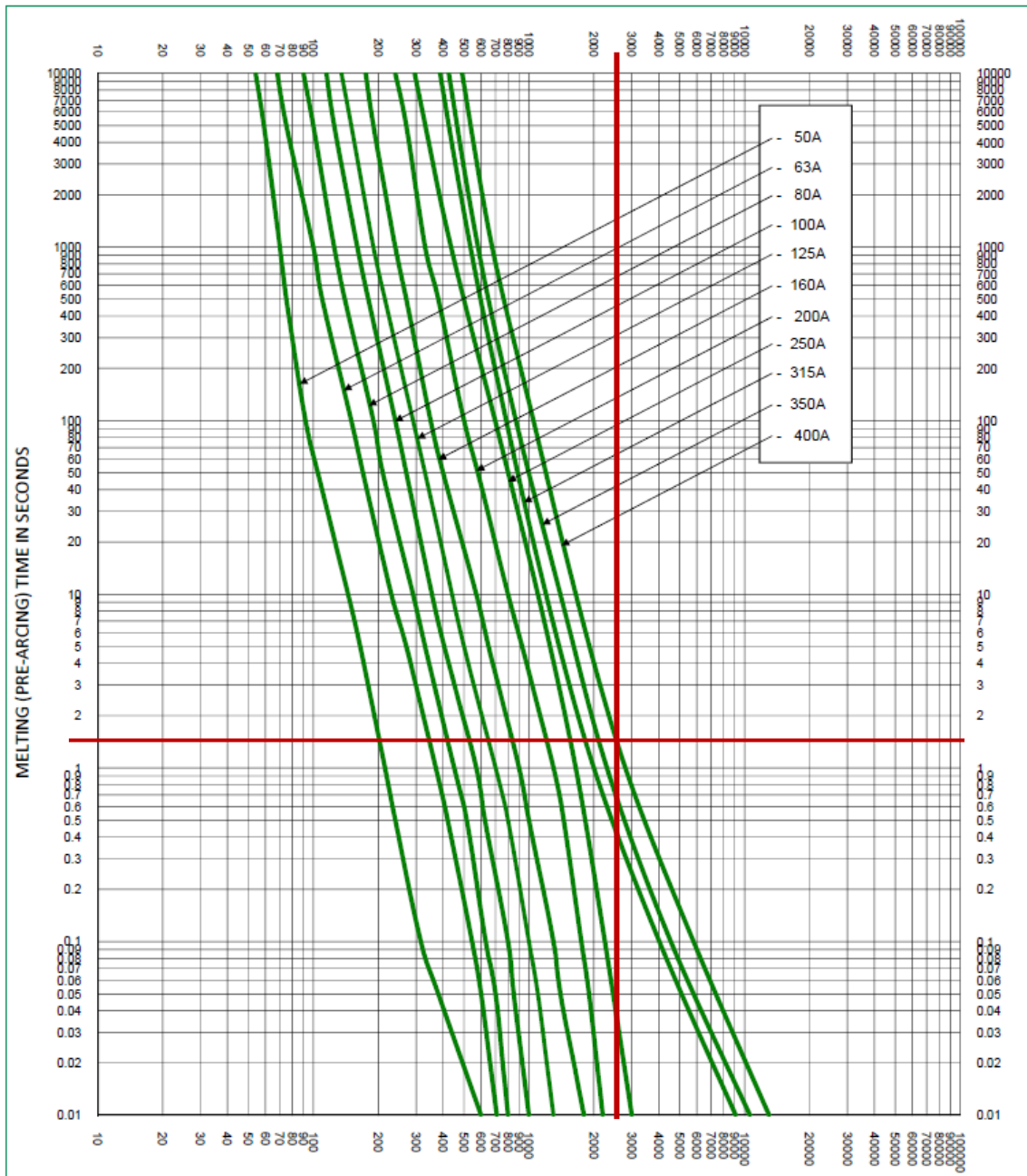


Ilustración 19 Curva de pre-arco del fusible de Protección de caja combinadora.

De acuerdo con la curva tiempo corriente Ilustración 19 Curva de pre-arco del fusible de Protección de caja combinadora., el tiempo de pre-arco de la falla para todas las configuraciones de cajas combinadoras será 1.5 s, el cual se tomará para el cálculo de sección mínima requerida por intensidad de cortocircuito.



Electrical Specifications

AMPERAGE RATING	VOLTAGE RATING	INTERRUPTING RATING	NOM COLD RESISTANCE (mΩ)	MELTING I ² t (30 kA) (1500 Vdc)	TOTAL CLEARING I ² T (A ² s) 30 kA (1500 Vdc)	WATTS LOSS AT 100% RATED CURRENT (W)	WATTS LOSS AT 70% RATED CURRENT (W)	SIZE		
	DC	DC								
50	1500	30 kA	3.95	800	3,500	14	6	1 XL		
63	1500	30 kA	2.96	1,500	6,000	14	6.2			
80	1500	30 kA	2.36	5,000	15,000	16	7			
100	1500	30 kA	1.47	10,000	26,000	19	8.3			
125	1500	30 kA	1.07	15,000	37,000	22	9.7			
160	1500	30 kA	0.85	19,000	48,000	30	13.2			
200	1500	30 kA	0.63	22,000	75,000	32.5	13.7	2 XL		
200	1500	30 kA	0.66	42,000	75,000	36	15.9			
250	1500	30 kA	0.51	73,000	132,000	44	19.3			
315	1500	30 kA	CONSULT FACTORY							3 L
350	1500	30 kA	0.33	75,000	350,000	61	23.7			
400	1500	30 kA	0.28	85,000	450,000	67	26.8			

Ilustración 20 Característica de tiempo de fusión de protección de caja combinadora.

El tiempo de liberación total se calcula con energía total hasta la liberación de la falla menos la energía de fusión del fusible

$$t = T_{premelting} + \frac{\text{Total clearing} - \text{Melting}}{i^2}$$

Donde:

t es el tiempo total hasta la liberación de la falla

Total clearing es la energía total hasta la liberación de la falla

Melting es la energía de que se requiere para la fusión del elemento de protección.

$$t = T_{premelting} + \frac{450,000 - 85,000}{2682.24^2} = 1.55 \text{ s}$$

$$A = \sqrt[2]{\frac{I_{cc \text{ combiner}}^2 * 1.55}{.0125 \log_{10} \left(\frac{T2 + 228}{T1 + 228} \right)}}$$

Donde:

A es el área del conductor en cmil, 1 Circular mil = 0,000 506 707 5 milímetro cuadrado [mm²]

I_{cc}_combiner es la corriente de cortocircuito que aporta el subconjunto en el punto de protección de cualquier caja combinadora del mismo inversor.

T es el tiempo de liberación de la falla

T1 Temperatura inicial del conductor 90 C (se tomará la temperatura máxima de operación, siendo esta la condición más desfavorable)



T2 Temperatura máxima del conductor= 250 °C de acuerdo al tipo de aislamiento XLP

$$A = \sqrt{\frac{2682.24^2 * t}{.0125 \log_{10} \left(\frac{250 + 228}{90 + 228} \right)}} = 31396.05 \text{ cmil} = 1.982 \text{ mm}^2$$

Por lo que para el conductor de String de 15.90 mm² es el conductor correctamente seleccionado.

3.3.3.4 Cálculo de caída de tensión de circuitos de corriente directa

Para el cálculo de caída de tensión se ha considera la siguiente formula:

$$e\% = \frac{2 * i_{mpp} * L * R'}{V_{mpp}} * 100$$

Donde

e% es la caída de tensión del circuito

Impp es la corriente en máxima potencia

Vmpp es el voltaje en máxima potencia

L es la longitud en km del circuito.

R' la resistencia del conductor corregida a temperatura de 90 °C

La resistencia corregida a temperatura de 90 °C es determinada por las fórmulas de la norma IEC 60228.

$$R' = R_o[1 + \alpha (T2 - 20)] \Omega/km$$

$$\alpha_{cu} = 0.00393 \quad ; \quad \alpha_{al} = 0.00403$$

Donde:

R_o es la resistencia del conductor en corriente directa a 20 °C (Ω/m).

Este valor es tomado de la IEC 60228.

T2 es la nueva temperatura a la que se desea saber el valor de resistencia.

α es el coeficiente de temperatura del conductor de aluminio y cobre.

3.3.3.5 Cálculo de caída de tensión para circuitos de corriente alterna

Para el cálculo de caída de tensión se ha considera la siguiente formula:

$$e\% = \frac{1.732 * i_n * L * ZT2}{V_{LL}} * 100$$

Donde



$e\%$ es la caída de tensión del circuito

I_n es la corriente en nominal del circuito

VLL es el voltaje de línea del circuito.

L la longitud en Km

R' la resistencia del conductor en corriente alterna

FP en el factor de potencia

$$R' = R_{dc}(1 + Y_s + Y_p)$$

Donde

R_{dc} es la resistencia en corriente directa

Y_s es el efecto skin del conductor

Y_p es el efecto de proximidad

Para fines de cálculo se considerará que $Y_s + Y_p = 0.02$

La resistencia y la reactancia son calculados de acuerdo a las características propias del cable proporcionadas por el fabricante.

$$R_2 = R' * [1 + \alpha(T_2 - 20)] \Omega/km$$

$$\alpha_{Cu} = 0.00393$$

$$\alpha_{AL} = 0.00407$$

Se calcula la resistencia aparente de los cables con pantallas unidas en ambos extremos de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$R_A = R_2 + \frac{X_m^2 * R_p}{X_m^2 + R_p^2} \Omega/km$$

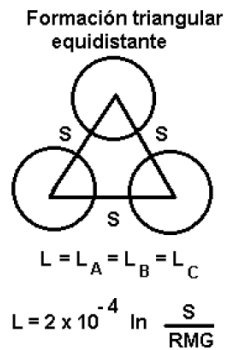
$$R_{A2} = R_A * Long. \Omega \text{ del circuito}$$

Donde

T_2 es la temperatura máxima de operación del circuito.

La inductancia del cable de media tensión será calculada de acuerdo a las siguientes fórmulas

$$X_L = 2 * \pi * f * L \Omega/km$$



Donde:

XL es la reactancia inductiva

L es la inductancia del cable de media tensión

S es la distancia de separación entre conductores

RMG Radio medio Geométrico = 0.758r @ 4/0 AWG, 0.768r @ 350-500 KCM, 0.772r @ 750 KCM-1250

KCM

r radio del conductor de aluminio

F es la frecuencia

Se calcula la resistencia aparente de los cables con pantallas unidas en ambos extremos de acuerdo a la siguiente formula.

$$XL_a = XL - \frac{Xm^3}{Xm^2 + Rp^2} \Omega/km$$

$$XL_2 = XL_a * Long. \Omega \text{ del circuito}$$

$$Z = (RA * FP + XL_2 * \text{sen}(\text{arc cos}(FP)))$$

3.3.3.6 Cálculo de pérdidas eléctricas en circuitos de corriente directa.

La Formula a Emplear es la siguiente:

$$P_{loss} = Impp^2 * R' * 2$$

Impp corriente de modulo FV a máxima potencia en condiciones STC

Ploss=Pérdidas eléctricas en e conductor por efecto Joule

R' es la resistencia del conductor corregida a temperatura de instalación.

3.3.3.1 Cálculo de pérdidas eléctricas en circuitos de corriente alterna.

La Formula a utilizada para el cálculo de las pérdidas totales en los circuitos de media tensión es la siguiente:



$$W_{tot} = W_c + W_d + W_p$$

Donde

W_{tot} son las pérdidas totales

W_c son las pérdidas en el conductor

W_d son las pérdidas en el aislamiento.

W_p son las pérdidas en la pantalla.

Pérdidas en el conductor

Se ha utilizado la siguiente fórmula para el cálculo de las pérdidas eléctricas en el conductor principal

$$W_c = 3 * I_n^2 * (R_{A2} * f_p + X_{L2} * \sin(\theta)) * L$$

W_c Pérdidas eléctricas en el conductor por efecto Joule

I_n es la corriente nominal del circuito

R_2 es la resistencia del conductor corregida a temperatura de instalación.

Pérdidas dieléctricas

Las pérdidas dieléctricas (W_d) son dependiente de la tensión y por lo tanto sólo se vuelve importante en los niveles de tensión relacionados con el material de aislamiento que se utiliza en el conductor.

La pérdida dieléctrica por unidad de longitud en cada fase está calculada por:

$$W_d = w * C * U_0^2 * \tan(\theta) * L$$

Donde

W_d son las pérdidas dieléctricas.

w es la frecuencia angular.

C es la capacitancia

E_r es la permitividad relativa del material aislante.

U_0 es la tensión del sistema de fase

$\tan(\theta)$ es el factor de pérdidas en el aislamiento a la frecuencia y la temperatura de operación.

$$C = \frac{0.0241 * E_r}{\log_{10}\left(\frac{d_a}{d_p}\right)} * 10^{-6} \text{ F/Km}$$

Donde



da es el diámetro del neutro concéntrico

dp es el diámetro del conductor de Aluminio

Pérdidas en la pantalla

Las pérdidas de potencia en la pantalla metálica se componen de las pérdidas causadas por las corrientes circulantes y las corrientes Eddy. De manera similar al conductor, las pérdidas en la pantalla o cubierta se deben al efecto Joule, es decir, son consecuencia del paso de la corriente inducida I_s por un elemento metálico que ofrece una resistencia R_s , lo cual se expresa

$$W_p = I_p^2 * R_p$$

W_p son las pérdidas en la pantalla

R_p es la resistencia de la pantalla

I_p es la corriente en la pantalla

$$W_p = \left(\frac{E_p}{R_p}\right)^2 * R_p$$

$$E_p = X_m * I_n * L$$

$$X_m = 2 * \pi * f * M$$

Donde

X_m es la reactancia mutua entre el conductor y la pantalla

I_n es la corriente nominal del circuito

f es la frecuencia

M es la inductancia mutua entre el conductor y la pantalla, en Henry/km

$$M = 2 \times 10^{-4} * \ln(S/r_0)$$

Donde

S es la separación entre centros de los cables en mm

r_0 Radio medio de la pantalla en mm



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”

3.3.4 Selección de canalización para entrada y salida de cimentaciones.

La selección de la canalización se realiza tomando en cuenta un área disponible del 40% de la totalidad del área del tubo, la cual será considerada como el área de ocupación del cable.

Cálculo de Sección transversal de Tuberías								
Tipo de Tubería	Conduit							
Material de construcción	Polietileno de Alta Densidad							
Diámetro nominal del tubo (in)	1 1/4	3	4	6	8			
Diámetro interior del tubo (mm)	35	77	101	153	200			
Área Disponible mm ²	935.48	4,693.54	8,090.32	18,432.00	31,415.93			
Porcentaje de Ocupación máxima Permitida	31%	31%	31%	40%	40%			
Ocupación Máxima en tubo	290.00	1,455.00	2,508.00	7,372.80	12,566.37			
Datos del Conductor								
Tipo de Cable instalado	Solar Cable	Cable de Potencia	Cable de M.T.					
Modelo de Conductor instalado	1x4,0	1x400	1x500	4/0 AWG	350 KCM	500 KCM	750 KCM	1250 KCM
Diámetro del conductor sobre el aislamiento (mm)	5.6	30.2	34	40	45	48	53	60
Sección transversal por cable (mm ²)	24.63	716.31	907.92	1256.64	1590.43	1809.56	2206.18	2827.43
Diámetro nominal del tubo (in) seleccionado	1 1/4	3	4	6	6	6	8	8
Cantidad Máxima de cables por tubo	6	2	2	3	3	3	3	3
Sección transversal Total del Cable (mm²)	147.78	1,432.63	1,815.84	3,769.91	4,771.29	5,428.67	6,618.55	8,482.30
Porcentaje de ocupación del cable en tubo	16%	31%	22%	20%	26%	29%	21%	27%
Cumplimiento con Artículo 353	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

FICHA TÉCNICA

Clave	P-PADTRF114R-300	Línea: <u>PAD</u>
Descripción	PAD POLIFLEX 1 1/4" TRANSICIÓN CON PROTECCIÓN UVY RETARDANTE DE FLAMA ROLLO DE 300 M	
Diámetro Nominal	32	Tipo: <u>BICAPA TIPO S</u>
Normas de Referencia:	<i>ESPECIFICACIÓN CFE DF110-23 2015</i> <i>NMX-E-242/1-ANCE-CNCP-2005</i>	CLASIFICACIÓN: <u>V2 (UL 94)</u>
Metodos de Prueba:	<i>NMX-E-004-CNCP-2004</i> <i>NMX-E-CNCP-2004</i>	<i>NMX-E-208-CNCP-2004</i> <i>NMX-E-CNCP-2004</i> <i>UL94</i> <i>NMX-E-021-SCFI</i>

PROPIEDADES		
Propiedad	Especificación	Unidad
<i>Color</i>	<i>NEGRO</i>	<i>N.A.</i>
<i>Materia Prima</i>	<i>Poliétileno de Alta Densidad</i>	<i>N.A.</i>
<i>Diámetro Interior</i>	<i>31.5 - 33.5</i>	<i>mm</i>
<i>Diámetro exterior</i>	<i>40.0 - 41.5</i>	<i>mm</i>
<i>Resistencia al Aplastamiento</i>	<i>Sin Rotura ni fractura cuando se somete a una deformación del 20%</i>	<i>860 N a 907 N</i>
<i>Rigidez</i>	<i>> 345 KPa</i>	<i>Kpa (≥ 3.52kgf/cm²)</i>
<i>Resistencia al Impacto</i>	<i>No se fractura cuando se somete a 98.1</i>	<i>Joules (1 J = 0.102kg/1.0 m)</i>
<i>Ovalidad</i>	<i>≤ 5%</i>	<i>%</i>
<i>Contracción</i>	<i>MAX. 2%</i>	<i>%</i>
<i>Radio de Curvatura</i>	<i>12.0</i>	<i>cm</i>
<i>Hermeticidad</i>	<i>No presenta fugas a 0.03 Mpa / 10 min</i>	<i>N.A.</i>
<i>Resistencia al Agrietamiento por esfuerzo ambiental</i>	<i>No agrietamiento</i>	<i>N.A.</i>
<i>Contenido Negro de Humo</i>	<i>2.0-3.0 %</i>	<i>%</i>
<i>Adhesión entre capas</i>	<i>Sin desprendimiento de capasMAX. 2%</i>	<i>N.A.</i>
<i>Desviación en longitud</i>	<i>1 % con Respecto a la Etiqueta</i>	<i>%</i>
<i>Prueba de Flama</i>	<i>Retarda la Flama 30 segundos</i>	<i>seg.</i>

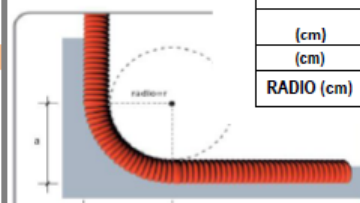

PRESENTACIÓN	DIAGRAMA DE INSTALACIÓN (CURVATURA MÁXIMA)												
Rollo Empleado y con Etiqueta de identificación.	<p style="text-align: center;">Cambio de Dirección</p> <p style="font-size: small;">Solo si el método constructivo permite cambios de dirección con la tubería se podrán hacer respetando el siguiente diagrama:</p> 												
APLICACIÓN													
Instalaciones eléctricas Expuestas a radiación solar.													
DIMENSIONES EN ROLLO	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">Recomendaciones</th> <th style="width: 30%;">Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ancho zanja</td> <td>0.8 ± 1.0 m</td> </tr> <tr> <td>Profundidad</td> <td>0.50 ± 1.0 m</td> </tr> <tr> <td>(cm) a =</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>(cm) b =</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>RADIO (cm) r =</td> <td>12</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right; font-size: small;">Referencia:</p>	Recomendaciones	Valor	Ancho zanja	0.8 ± 1.0 m	Profundidad	0.50 ± 1.0 m	(cm) a =	18	(cm) b =	18	RADIO (cm) r =	12
Recomendaciones	Valor												
Ancho zanja	0.8 ± 1.0 m												
Profundidad	0.50 ± 1.0 m												
(cm) a =	18												
(cm) b =	18												
RADIO (cm) r =	12												
 <p style="margin-left: 20px;">ANCHO 0.86</p> <p>DIÁMETRO (m): 1.0</p>													

Ilustración 21 Ficha técnica ejemplo de canalización de cable de string.



**HOJA DE CALCULO DE CABLES Rev. 0A
100 MW FV Project - 1500 VDC.**

PROYECTO:	100 MW FV Project
UBICACIÓN:	Yucanilón
T Max Med Amb.	33.5
T Min Med	10

PANEL											
Modelo	Potencia: [W]	Isc:	Voc:	Imp:	Vmpp:	TK Voc:	Irradiación (G):	T noct:	Constante de temp:	Constante de irradiación:	Temp de Célula (TC):
Ja 390 Wp	390	10.16	48.91	9.62	40.55	-0.289	1000	45	20	800	64.75

STRING COMBINER BOX							CALCULO DE VOLTAJE		
Configuración	Tipo de modulo	Conector F	# de SCB	Modulos por string	Entradas por SCB	Módulos Tot	Voc a Temp Prom	Voc a Temp Min	Vmpp Total
SCB 1	Ja 390 Wp	NO	12	28	24	8,064	1,212.16	1,428.85	1,004.97

[Datos meteorológicos de la república mexicana](#)

POLO	TAG	CONFIGURACION DE CB	Imp [A]	Isc [A]	Isc *1.25 [A]	Vmpp [V]	LONGITUD [m]	COND. EN TUBERIA	PROFUNDIDAD DE CIRCUITO [m]	RESISTIVIDAD TERMICA DEL CIRCUITO	FACTORES DE CORRECCION IEC 60364-5-52				Isc *1.25 / (K1 * K2 + K3 * K4) [A]	Isc *1.5 [A]	CALIBRE	TIERRA	AMPACIDAD DEL CABLE 90C	AMPACIDAD DEL CABLE CORREGIDA	% CARGA	HILOS X FASE	MATERIAL (CU / AL)	TIPO DE AISLAMIENTO	Caida de Tension e %	PERDIDAS [W]	PERDIDAS TOTALES %	I PROTECCION [A]	PROTECCION POLOS x A	Icc KA	TOTAL TIME CLEARANCE FAULT (s)	Icc MAX. EN CABLE KA	TIPO DE CANALIZACION	DIAMETRO mm	AREA TOTAL mm²	MEDIDA DE CANALIZACION	ols / cable @ 90C																				
											F.A. K2	F.T. K1	F.Profundidad K3	R.TERRENO [K² m/W] K4																						TUBERIA	R																				
Cableado de string a String Box tipo SCB 1 (21 String con Módulo de 430 Wp) – sección 1																														MAX PERMISIBLE =	1.50	Total																									
																								PROMEDIO	0.27	667	0.23%																														
1,2	STR-01	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	12	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.13	13	0.11%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.069																				
1,2	STR-02	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	12	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.13	13	0.11%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.069																				
1,2	STR-03	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	12	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.13	13	0.11%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.069																				
1,2	STR-04	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	12	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.13	13	0.11%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.069																				
1,2	STR-05	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	22	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.25	24	0.20%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.130																				
1,2	STR-06	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	22	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.25	24	0.20%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.130																				
1,2	STR-07	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	22	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.25	24	0.20%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.130																				
1,2	STR-08	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	22	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.25	24	0.20%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.130																				
1,2	STR-09	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	25	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.28	27	0.22%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.144																				
1,2	STR-10	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	25	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.28	27	0.22%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.144																				
1,2	STR-11	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	25	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.28	27	0.22%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.144																				
1,2	STR-12	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	25	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.28	27	0.22%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.144																				
1,2	STR-13	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	25	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.28	27	0.23%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.147																				
1,2	STR-14	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	25	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.28	27	0.23%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.147																				
1,2	STR-15	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	25	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.28	27	0.23%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.147																				
1,2	STR-16	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	25	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.28	27	0.23%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.147																				
1,2	STR-17	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	35	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.39	38	0.31%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.204																				
1,2	STR-18	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	35	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.39	38	0.31%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.204																				
1,2	STR-19	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	35	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.39	38	0.31%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.204																				
1,2	STR-20	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	35	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.39	38	0.31%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.204																				
1,2	STR-21	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	35	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.40	38	0.32%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.207																				
1,2	STR-22	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	35	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.40	38	0.32%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.207																				
1,2	STR-23	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	35	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.40	38	0.32%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.207																				
1,2	STR-24	SCB 1	9.62	10.16	12.70	1004.97	35	6	0.80	2.00	0.65	0.89	1.00	1.05	20.91	15.24	4 mm2	30	18.22	56%	1	CU	XLP	0.40	38	0.32%	15.24	2	15	2915.9	0.01	5.68	TUBERIA PAD	IT-1 1/4"	148	IT-1"	0.207																				
1,2	SALIDA	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97																																																			



HOJA DE CALCULO DE CABLES Rev. 0A
100 MW FV Project - 1500 VDC.

POLO	TAG	CONFIGURACION DE CB	Impp [A]	Isc [A]	Isc *1,25 [A]	Vmp [V]	LONGITUD [m]	COND. EN TUBERIA	PROFUNDIDAD DE CIRCUITO [m]	RESISTIVIDAD TERMICA DEL CIRCUITO	FACTORES DE CORRECCION IEC 60364-5-52				Isc *1,25 / (K1 * K2 * K3 * K4) [A]	Isc *1,5 [A]	CALIBRE	TIERRA	AMPACIDAD DEL CABLE IEC	AMPACIDAD DEL CABLE CORREGIDA	% CARGA	HILOS X FASE	MATERIAL [CU / AL]	TIPO DE AISLAMIENTO	Caída de Tensión e %	PÉRDIDAS [W]	PÉRDIDAS TOTALES %	I PROTECCION [A]	PROTECCION POLOS x A	Icc A	TOTAL TIME CLEARANCE FAULT (s)	Icc MAX. EN CABLE [A]	TIPO DE CANALIZACION	DIAMETRO mm	AREA TOTAL mm²	MEDIDA DE CANALIZACION		ols / cable @ 90°C													
											F.A. K2	F.T. K1	F.Profundidad K3	R.TERRENO [K* m/W] K4																						TUBERIA	R'														
Cableado de String Box a Inversor - seccion 2																												MAX. PERMISIBLE =	2.00	Pérdidas Totales del circuito (mchoye las de al caja de String)																					
																												PROMEDIO	0.56	46,536	0.77%																				
1,2	SCB.01A.01	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	244	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.87	2.686	1.06%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.019													
1,2	SCB.01A.02	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	204	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.73	2.354	0.93%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.016													
1,2	SCB.01A.03	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	164	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.58	2.020	0.80%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.013													
1,2	SCB.01A.04	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	163	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.58	2.015	0.80%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.013													
1,2	SCB.01A.05	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	203	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.72	1.682	0.67%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.016													
1,2	SCB.01A.06	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	243	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.87	2.681	1.06%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.019													
1,2	SCB.01A.07	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	156	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.56	1.961	0.78%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.012													
1,2	SCB.01A.08	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	116	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.41	1.630	0.64%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.009													
1,2	SCB.01A.09	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	76	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.27	1.296	0.51%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.006													
1,2	SCB.01A.10	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	75	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.27	1.291	0.51%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.006													
1,2	SCB.01A.11	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	116	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.41	1.625	0.64%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.009													
1,2	SCB.01A.12	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	156	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.56	1.956	0.77%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.012													
1,2	SCB.01A.13	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	148	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	400 mm2	35 mm2	458.26	319.76	95%	1	AL	XLP	0.68	2.238	0.89%	365.76	2	400	2682.24	1.55	29.84	ENTERRADO	1T-3"	1,433	1T-3"	0.015													
1,2	SCB.01A.14	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	108	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.38	1.557	0.62%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.008													
1,2	SCB.01A.15	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	67	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.24	1.223	0.48%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.005													
1,2	SCB.01A.16	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	67	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.24	1.218	0.48%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.005													
1,2	SCB.01A.17	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	107	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.38	1.552	0.61%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.008													
1,2	SCB.01A.18	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	147	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.52	1.884	0.74%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.011													
1,2	SCB.01A.19	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	235	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.84	2.613	1.03%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.018													
1,2	SCB.01A.20	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	195	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.70	2.281	0.90%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.015													
1,2	SCB.01A.21	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	155	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.55	1.948	0.77%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.012													
1,2	SCB.01A.22	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	154	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.55	1.942	0.77%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.012													
1,2	SCB.01A.23	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	195	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.69	2.276	0.90%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.015													
1,2	SCB.01A.24	SCB 1	230.88	243.84	304.80	1004.97	235	2	0.80	2.00	0.70	0.89	1.00	1.12	436.83	365.76	500 mm2	35 mm2	533.94	372.56	82%	1	AL	XLP	0.84	2.608	1.03%	365.76	2	400	2682.24	1.55	37.29	ENTERRADO	1T-4"	1,816	1T-4"	0.018													



HOJA DE CALCULO DE CABLES de M.T. Rev. 0A
100 MW FV Project

POTENCIA [kW]	4,750	CARGA [KVA]	TENSION [V]	F.P.	FASES	HILOS	In [A]	LONGITUD [m]	COND. EN TUBERÍA	PROFUNDIDAD DE CIRCUITO [m]	Resistividad de terreno C-em/W	FACTORES				Ico [A]	CALIBRE SELECCIONADO	ELECTRODO DE TIERRA	HILOS X FASE	TIPO DE CONDUCTOR	Caida de Tensión Acumulada [e%]		PÉRDIDAS CONDUCTOR [W]	PÉRDIDAS DIELECTRICAS [W]	PÉRDIDAS PANTALLA [W]	PÉRDIDAS TOTALES [W]	PÉRDIDAS %	POTENCIA KW [FASES]			TIPO DE CANALIZACION	AREA mm²	MEDIDA DE CANALIZACION	SELECCIÓN DE CONDUCTOR					*Prysmian		
	SIMBOLO											POTENCIA [KVA]	11	11	11						Aprox	Total time clearance Fault						Z (Ω)													
																												11	11	11				Aprox	0.50 s	R	XL				
																																						mm2	mm2	mm2	mm2
A	B	C	TUBERIA	mm2	mm2	mm2	mm2	cmil	mm2																																
Circuito 1																																									
Alimentador PCS-05	1	5,000	34,500	0.95	3	3	88.08	250	3	1	180	1.00	0.987	1.00	0.78	114.36	4/0 AWG	1/0 AWG	1	XLP-AL	107.2 mm2	0.052	2,469	17.14	74.80	2,561	0.05%	1,667	1,667	1,667	ENTERRADO	3,823	1T-6"	53.5	53.5	3.9	5.3	54,118.40	27.47	0.112	0.037
Alimentador PCS-04	2	10,000	34,500	0.95	3	3	176.16	250	3	1	180	1.00	0.987	1.00	0.78	228.72	4/0 AWG	1/0 AWG	1	XLP-AL	107.2 mm2	0.156	9,874	17.14	299.22	10,191	0.10%	3,333	3,333	3,333	ENTERRADO	3,823	1T-6"	107.2	107.2	7.8	8.4	54,118.40	27.47	0.112	0.037
Alimentador PCS-03	3	15,000	34,500	0.95	3	3	264.23	250	3	1	180	1.00	0.987	1.00	0.78	343.08	500 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	253.0 mm2	0.229	9,416	22.81	266.95	9,705	0.06%	5,000	5,000	5,000	ENTERRADO	5,482	1T-6"	253.0	253.0	11.7	13.3	54,118.40	27.47	0.047	0.033
Alimentador PCS-02	4	20,000	34,500	0.95	3	3	352.31	250	3	1	180	1.00	0.987	1.00	0.78	457.45	750 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	380.0 mm2	0.300	11,145	17.14	1,196.88	12,359	0.06%	6,667	6,667	6,667	ENTERRADO	6,672	1T-6"	380.0	380.0	15.7	21.2	54,118.40	27.47	0.032	0.031
Alimentador PCS-01 - Principal	5	25,000	34,500	0.95	3	3	440.39	327	3	1	180	0.896	0.987	1.00	0.74	672.67	1500 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	760.0 mm2	0.362	10,233	26.35	2,446.12	12,706	0.05%	8,333	8,333	8,333	ENTERRADO	12,268	1T-8"	507.0	760.0	25.6	33.6	54,118.40	27.47	0.019	0.034
Circuito 2																																									
Alimentador PCS-10	1	5,000	34,500	0.95	3	3	88.08	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	129.96	4/0 AWG	1/0 AWG	1	XLP-AL	107.2 mm2	0.052	2,469	17.14	74.80	2,561	0.05%	1,667	1,667	1,667	ENTERRADO	3,823	1T-6"	53.5	53.5	3.9	5.3	54,118.40	27.47	0.112	0.037
Alimentador PCS-09	2	10,000	34,500	0.95	3	3	176.16	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	259.91	250 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	127.0 mm2	0.127	6,739	22.81	118.64	6,880	0.07%	3,333	3,333	3,333	ENTERRADO	4,825	1T-6"	107.2	127.0	7.8	8.4	54,118.40	27.47	0.076	0.038
Alimentador PCS-08	3	15,000	34,500	0.95	3	3	264.23	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	389.87	500 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	253.0 mm2	0.200	9,416	25.85	251.68	9,693	0.06%	5,000	5,000	5,000	ENTERRADO	5,482	1T-6"	253.0	253.0	11.7	13.3	54,118.40	27.47	0.047	0.033
Alimentador PCS-07	4	20,000	34,500	0.95	3	3	352.31	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	519.82	1000 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	507.0 mm2	0.251	7,301	30.25	451.08	7,783	0.04%	6,667	6,667	6,667	ENTERRADO	8,536	1T-8"	380.0	507.0	15.7	21.2	54,118.40	27.47	0.021	0.031
Alimentador PCS-06 -Principal	5	25,000	34,500	0.95	3	3	440.39	700	3	1	180	0.896	0.987	1.00	0.74	672.67	1500 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	760.0 mm2	0.386	21,906	89.52	1,917.65	23,913	0.10%	8,333	8,333	8,333	ENTERRADO	12,268	1T-8"	507.0	760.0	54.8	67.4	54,118.40	27.47	0.040	0.074
Circuito 3																																									
Alimentador PCS-15	1	5,000	34,500	0.95	3	3	88.08	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	129.96	4/0 AWG	1/0 AWG	1	XLP-AL	107.2 mm2	0.052	2,469	17.14	74.80	2,561	0.05%	1,667	1,667	1,667	ENTERRADO	3,823	1T-6"	53.5	53.5	3.9	5.3	54,118.40	27.47	0.112	0.037
Alimentador PCS-14	2	10,000	34,500	0.95	3	3	176.16	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	259.91	250 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	127.0 mm2	0.127	6,739	22.81	118.64	6,880	0.07%	3,333	3,333	3,333	ENTERRADO	4,825	1T-6"	107.2	127.0	7.8	8.4	54,118.40	27.47	0.076	0.038
Alimentador PCS-13	3	15,000	34,500	0.95	3	3	264.23	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	389.87	500 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	253.0 mm2	0.200	9,416	25.85	251.68	9,693	0.06%	5,000	5,000	5,000	ENTERRADO	5,482	1T-6"	253.0	253.0	11.7	13.3	54,118.40	27.47	0.047	0.033
Alimentador PCS-12	4	20,000	34,500	0.95	3	3	352.31	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	519.82	1000 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	507.0 mm2	0.251	7,301	30.25	451.08	7,783	0.04%	6,667	6,667	6,667	ENTERRADO	8,536	1T-8"	380.0	507.0	15.7	21.2	54,118.40	27.47	0.021	0.031
Alimentador PCS-11 -Principal	5	25,000	34,500	0.95	3	3	440.39	1080	3	1	180	0.896	0.987	1.00	0.74	672.67	1500 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	760.0 mm2	0.458	33,798	138.11	2,958.67	36,895	0.15%	8,333	8,333	8,333	ENTERRADO	12,268	1T-8"	507.0	760.0	84.6	85.0	54,118.40	27.47	0.061	0.114
Circuito 4																																									
Alimentador PCS-20	1	5,000	34,500	0.95	3	3	88.08	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	129.96	4/0 AWG	1/0 AWG	1	XLP-AL	107.2 mm2	0.052	2,469	17.14	74.80	2,561	0.05%	1,667	1,667	1,667	ENTERRADO	3,823	1T-6"	53.5	53.5	3.9	5.3	54,118.40	27.47	0.112	0.037
Alimentador PCS-19	2	10,000	34,500	0.95	3	3	176.16	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	259.91	250 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	127.0 mm2	0.127	6,739	22.81	118.64	6,880	0.07%	3,333	3,333	3,333	ENTERRADO	4,825	1T-6"	107.2	127.0	7.8	8.4	54,118.40	27.47	0.076	0.038
Alimentador PCS-18	3	15,000	34,500	0.95	3	3	264.23	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	389.87	500 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	253.0 mm2	0.200	9,416	25.85	251.68	9,693	0.06%	5,000	5,000	5,000	ENTERRADO	5,482	1T-6"	253.0	253.0	11.7	13.3	54,118.40	27.47	0.047	0.033
Alimentador PCS-17	4	20,000	34,500	0.95	3	3	352.31	250	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	519.82	1000 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	507.0 mm2	0.251	7,301	30.25	451.08	7,783	0.04%	6,667	6,667	6,667	ENTERRADO	8,536	1T-8"	380.0	507.0	15.7	21.2	54,118.40	27.47	0.021	0.031
Alimentador PCS-16 -Principal	5	25,000	34,500	0.95	3	3	440.39	1500	3	1	180	0.896	0.987	1.00	0.74	672.67	1500 kCM	1/0 AWG	1	XLP-AL	760.0 mm2	0.539	46,942	191.82	4,109.26	51,243	0.20%	8,333	8,333	8,333	ENTERRADO	12,268	1T-8"	507.0	760.0	117.5	127.0	54,118.40	27.47	0.085	0.158
Circuito 4																																									
Alimentador PCS-22	1	2,500	34,500	0.95	3	3	44.04	635	3	1	180	0.88	0.987	1.00	0.78	64.98	4/0 AWG	1/0 AWG	1	XLP-AL	107.2 mm2	0.066	1,568	43.54	47.50	1,659	0.07%	833	833	833	ENTERRADO	3,823	1T-6"	53.5	53.5	5.0	5.3	54,118.40	27.47	0.284	0.094
Alimentador PCS-21-Principal	1.5	7,500	34,500	0.95	3	3	132.12	350	3	1	180	0.896	0.987	1.00	0.74	201.80	4/0 AWG	1/0 AWG	1	XLP-AL	107.2 mm2	0.109	7,776	44.76	86.29	7,907	0.11%	2,500	2,500	2,500	ENTERRADO	3,823	1T-6"	53.5	85.0	8.2	8.4	54,118.40	27.47	0.156	0.052

Total	107,500	KVA
Total	102,125	KW

Máximas	0.539	46,942	191.82	4,109.26	51,243	0.20%
Totales	0.539	223,557	808	15,958	240,323	0.22%

3.4 Diseño de la malla de puesta a tierra para fallas de 60 Hz en la red de media tensión (IEEE-80-2013).

3.4.1 Determinación de la máxima corriente circulando por la puesta a tierra

El proyecto Fotovoltaico de 100 MW cuenta con seis arreglos radiales en media tensión que salen de la subestación e interconectan los Power Bocks, las interconexiones en media tensión se realizarán con cable de potencia 35 KV apantallado y cable desnudo al fondo de la zanja que cumple las funciones de neutro corrido hasta el punto de interconexión con la subestación elevadora.

Cada una de las estaciones de conversión cuentan con un transformador en conexión Delta-Estrella-Estrella no aterrizada en tensión de 34.5 KV/ 660 V / 660 V.

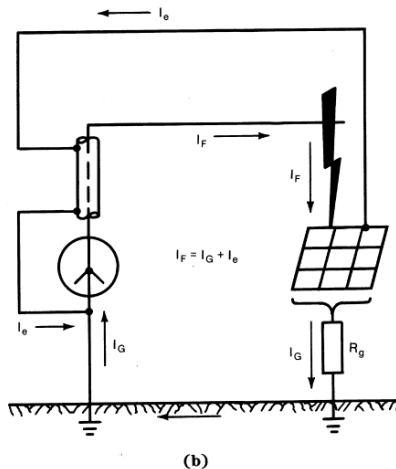


Ilustración 22 Distribución de corriente de falla en sistemas con neutro corrido o conductor de puesta a tierra en la red de media tensión

“If a shield wire, neutral wire, gas-insulated bus, or underground cable feeder, etc., is used, a part of the fault current returns through this metallic path directly to the source. Since this metallic link provides a low impedance parallel path to the return circuit, the rise of local ground potential is ultimately of lesser magnitude [see Figure 2(b) (Figura 1)].” [12]

“Si se utiliza un alambre de blindaje, un cable neutro, un bus aislante de gas o un alimentador de cable subterráneo, etc., una parte de la corriente de falla retorna a través de este camino metálico directamente a la fuente. Dado que este enlace metálico proporciona una trayectoria paralela de baja impedancia al circuito de retorno, el aumento del potencial de tierra local es en última instancia de menor magnitud [véase Figura 2 (b) (Figura 1)].” [12]



Por esta condición, el presente documento se centra en mostrar cómo se puede controlar las tensiones de paso y contacto del conductor de tierra así como el valor de resistencia de puesta a tierra considerando que la mayor proporción de corriente circulará a través del conductor de puesta a tierra que acompaña la red de media tensión y de la pantalla de los conductores XLPE, condición que adicionalmente está contemplada en el PEC de la NOM-001-SEDE-2012, en el cual se establece que con la existencia del neutro corrido no se requiere diseño del sistema de puesta a tierra.

3.4.2 Resistencia eléctrica de terreno.

El valor de resistividad eléctrica del terreno del proyecto de 100 MW que se ha considerado en este estudio, es tomado de los valores geológicos y geofísicos indicados en el Capítulo III

El modelo consta de 3 capas, la primera es la superficial con una resistencia eléctrica de 100 Ω m, la segunda es la capa en donde se encuentra nuestro sistema de puesta a tierra con una resistencia de 300 Ω m y la tercera es la capa que se encuentra después de los 5 m de profundidad con la misma resistencia que la anterior.

3.4.3 Cálculo de resistencia de puesta a tierra de la malla.

Para determinar la resistencia total de un sistema de puesta a tierra en un suelo homogéneo que consta de electrodos horizontales y varillas verticales que se entrecruzan se utilizará el modelo matemático de Schwarz [12]

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

Donde:

R_1 es la resistencia de tierra de los conductores en Ω

R_2 es la resistencia de tierra de todas las varillas de tierra Ω

R_m es la resistencia mutua entre el grupo de conductores de la cuadrícula de tierra, R_1 y el grupo de varillas de tierra, R_2 en Ω .

La resistencia de la cuadrícula es:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 \times L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right]$$

Donde

ρ es la resistividad del suelo en Ω -m

L_c es la longitud total de todos los conductores de la cuadrícula conectados en m

a' es raíz ($a \times 2h$) para los conductores enterrados a la profundidad h en m, o



a' es a para el conductor en la superficie del suelo en m

$2a$ es el diámetro del conductor en m

A es el área cubierta por los conductores en m²

k_1, k_2 son los coeficientes

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_R L_r} \left[\ln\left(\frac{4L_r}{b}\right) - 1 + \frac{2k_1 \times L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right]$$

Donde

L_r es la longitud de cada varilla en m

$2b$ es el diámetro de la varilla en m

n_R es el número de varillas colocadas en el área A

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln\left(\frac{2L_c}{L_r}\right) + \frac{k_1 \times L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right]$$

3.4.4 Cálculo de corriente máxima de malla.

El valor de corriente máxima que circulará a través del sistema de puesta a tierra está determinado por los siguientes factores:

$$IG = Df * IF * Sf * Cp$$

Donde:

IG es la corriente máxima que circula en la malla

IF es la corriente de falla a tierra monofásica de 8.502 KA,

Df es el factor de decremento

Sf es el factor de división de corriente.

Cp es el factor de crecimiento futuro.

Para fines de estudio se considerará la relación X/R es igual 5.22, por lo que se tomará el factor típico de X/R =10 de la IEEE-80-2013 para el tiempo de liberación de falla es de 0.5 s.

Table 10—Typical values of D_f

Fault duration, t_f		Decrement factor, D_f			
Seconds	Cycles at 60 Hz	$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
0.008 33	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Ilustración 23 Valores típicos de factor de Factor de Decremento.

El factor de división de corriente representa la fracción de corriente que circula por el conductor de tierra de todas las conexiones paralelas, debido a que el sistema cuenta con 5 buses colectores del sistema fotovoltaico

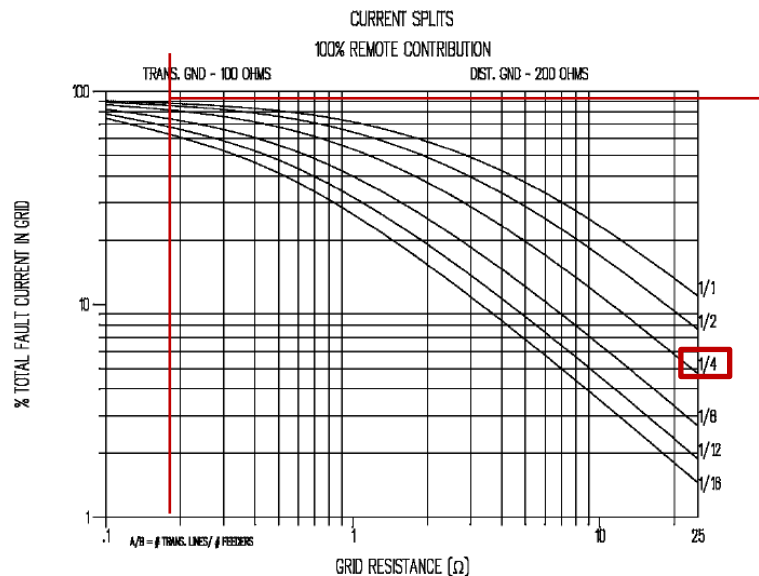


Figure C.2—Curves to approximate split factor S_f

Tabla 4 Factor de división de corriente.

Para fines de cálculo se considera que toda la corriente fluirá a través del conductor de tierra por lo que se toma el valor de 1.

3.4.5 Cálculo de sección mínima de electrodo de tierra.

La sección de toma de tierra se calculará con la fórmula de IEEE-80-2013, considerado un conductor de cobre comercial.



$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)} \quad (37)$$

where

- I is the rms current in kA
 A_{mm^2} is the conductor cross section in mm^2
 T_m is the maximum allowable temperature in $^{\circ}C$
 T_a is the ambient temperature in $^{\circ}C$
 T_r is the reference temperature for material constants in $^{\circ}C$
 α_o is the thermal coefficient of resistivity at $0^{\circ}C$ in $1/^{\circ}C$
 α_r is the thermal coefficient of resistivity at reference temperature T_r in $1/^{\circ}C$
 ρ_r is the resistivity of the ground conductor at reference temperature T_r in $\mu\Omega\text{-cm}$
 K_o $1/\alpha_o$ or $(1/\alpha_r) - T_r$ in $^{\circ}C$
 t_c is the duration of current in s
 $TCAP$ is the thermal capacity per unit volume from Table 1, in $J/(cm^3 \cdot ^{\circ}C)$ (further defined in 11.3.1.1)

Table 1—Material constants

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_0 at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	TCAP thermal capacity [J/(cm ³ ·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod ^b	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

^aFrom ASTM standards.

^bCopper-clad steel rods based on 0.254 mm (0.010 in) copper thickness.

^cStainless-clad steel rod based on 0.508 mm (0.020 in) No. 304 stainless steel thickness over No. 1020 steel core.

3.4.6 Cálculo de tensiones de paso y contacto máximas tolerables.

El cálculo de tensiones se determina utilizando las siguientes formulas

$$E_{step50} = (1000 + 6C_s \times \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{touch50} = (1000 + 1.5C_s \times \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s \times \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5C_s \times \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$



$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \qquad K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s}$$

Donde:

Estep es la tensión paso.

Etouch es la tensión contacto.

Cs es el decremento por factor de capa superficial del terreno

K es el factor de reflexión tomado de las capas con diferente resistividad en el terreno.

Ps es la resistividad eléctrica de la capa de suelo.

P es la resistividad del terreno.

hs es el espesor de la capa de mayor resistividad.

Resultados del modelado del sistema de tierras

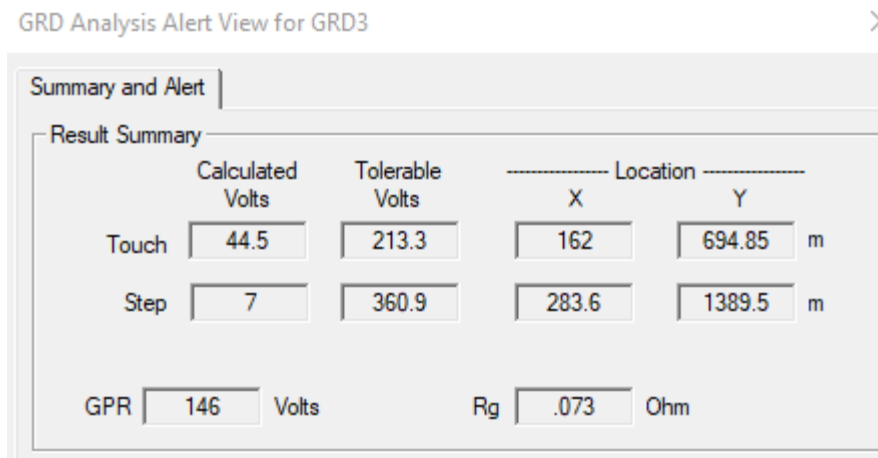


Ilustración 24 Resultados de tensiones de Paso y contacto de la malla de Puesta a tierra.

GRD PLOT

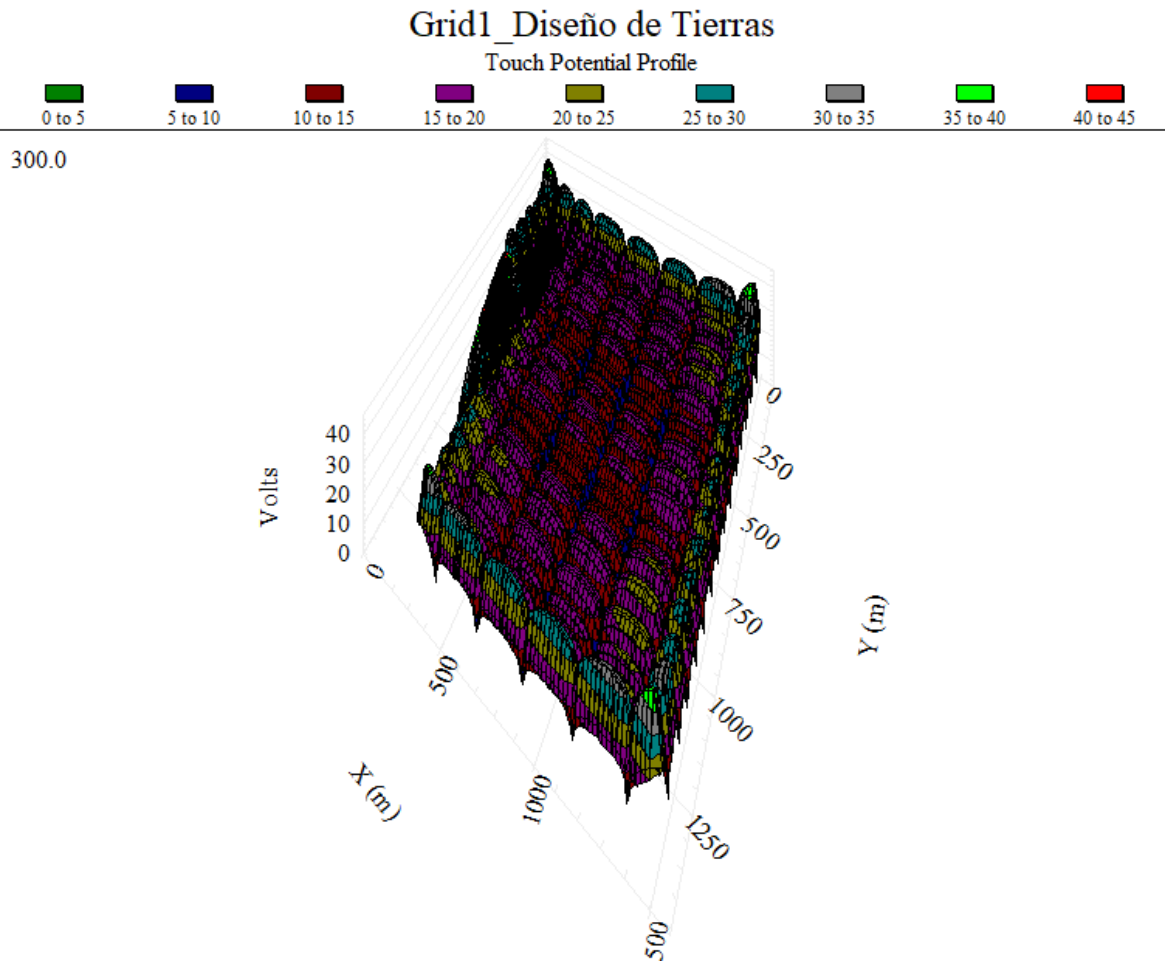


Ilustración 25 tensiones de Paso y contacto del sistema de Puesta tierra.

GRD PLOT

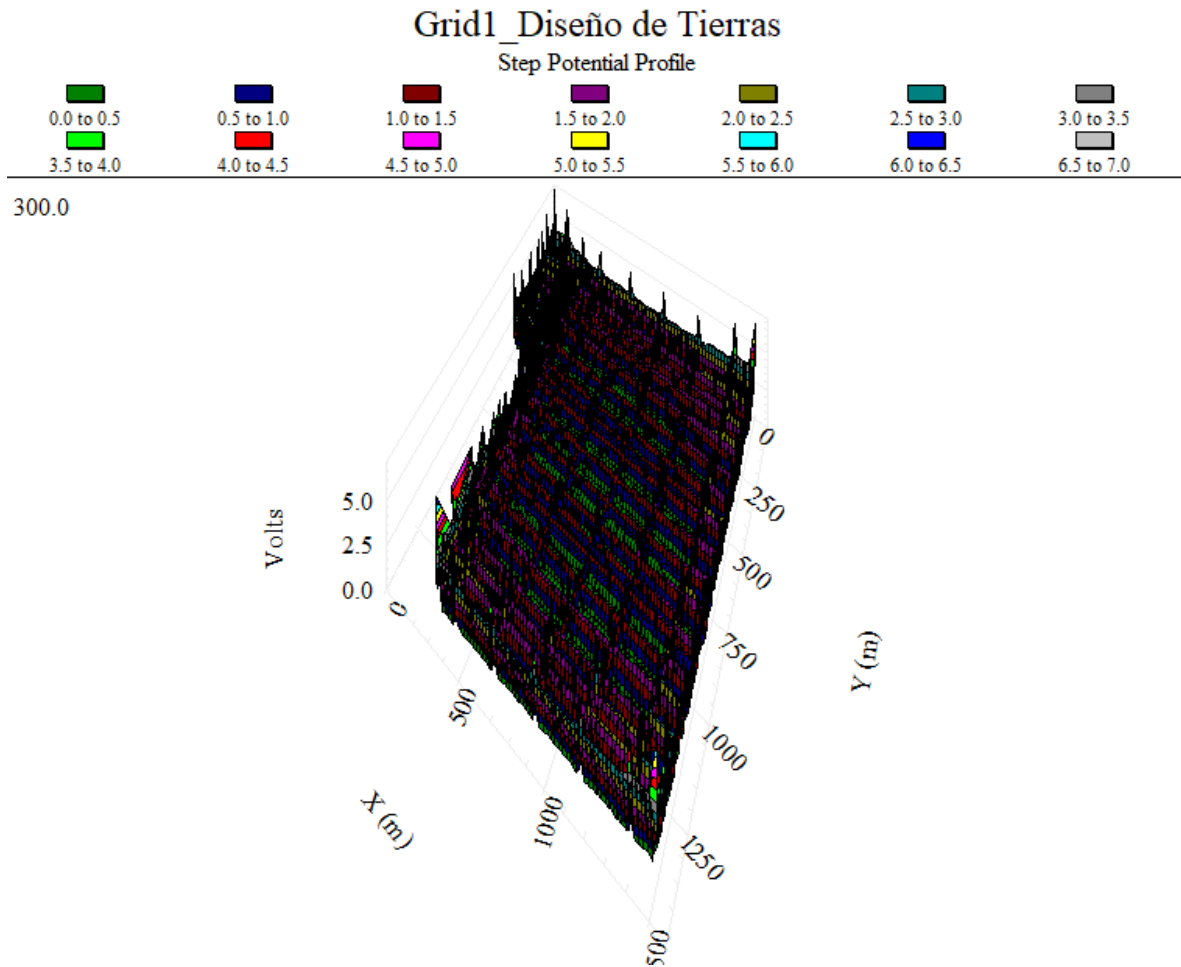


Ilustración 26 Tensiones de contacto del sistema de puesta tierra.

3.5 Selección de conductor de puesta a tierra para equipos de baja tensión.

El conductor de puesta a tierra para equipos se ha dimensionado de acuerdo a la Tabla 250-122 de la NOM-001-SEDE-2012 [13] la cual se muestra a continuación.

Ya que el dispositivo de protección de mayor capacidad es el de las cajas combinadoras de 400 A, el cable de puesta a tierra para equipo se ha dimensionado para esa capacidad, siendo este un conductor de cobre de tamaño 2 AWG equivalente a 33.6 mm² el cual acompaña a los circuitos de DC en una zanja.

Para la conexión de las pilas de cada fila de tracker se ha utilizado un conductor de cobre de calibre 2 AWG, así como también para dar continuidad eléctrica entre todas las partes metálicas del sistema.



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP”

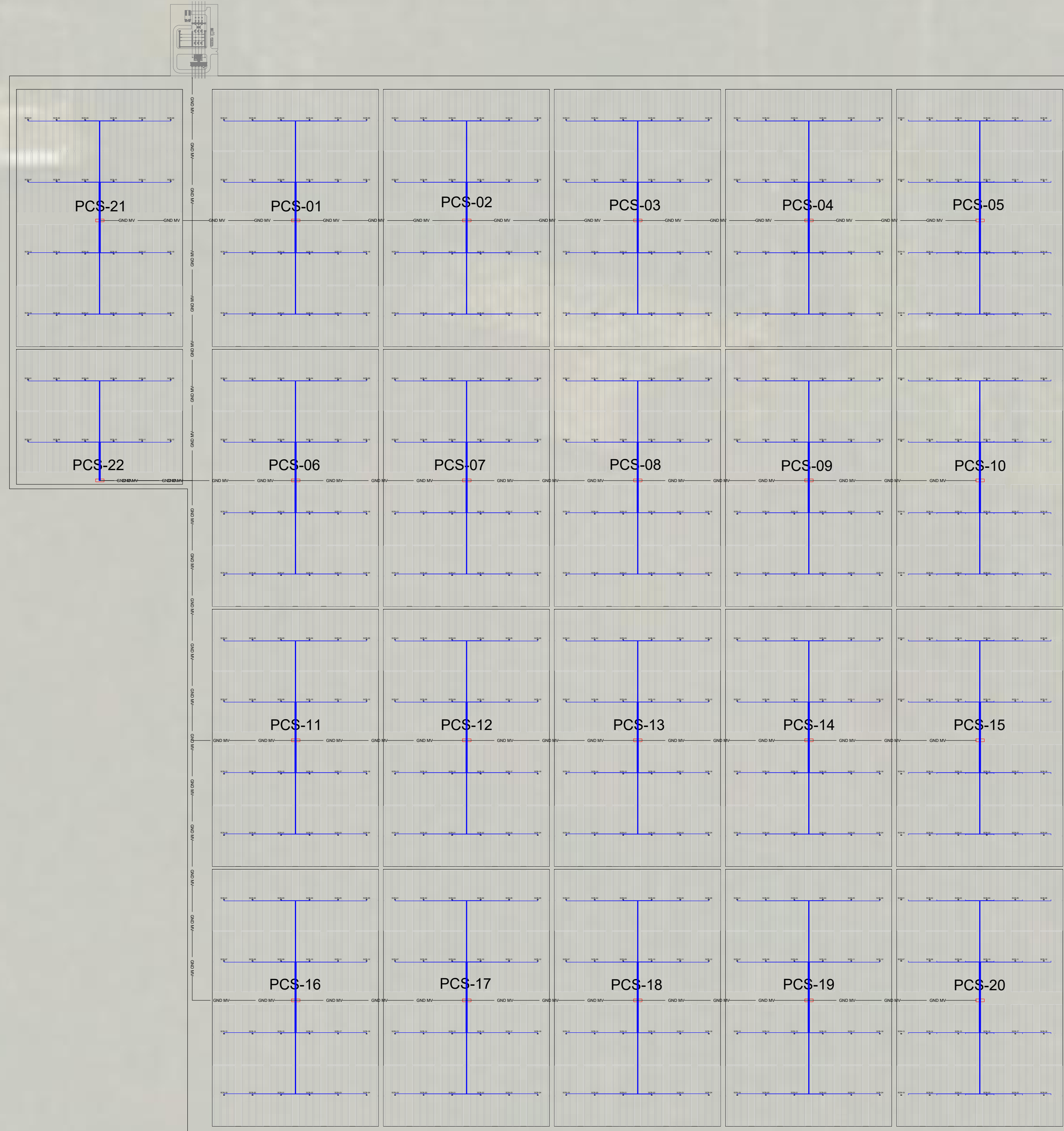
Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	—	—
20	3.31	12	—	—
60	5.26	10	—	—
100	8.37	8	—	—
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Ilustración 27 Tabla 250-122 de la NOM-001-SEDE-2012 para la selección del electrodo de puesta a tierra para equipos.

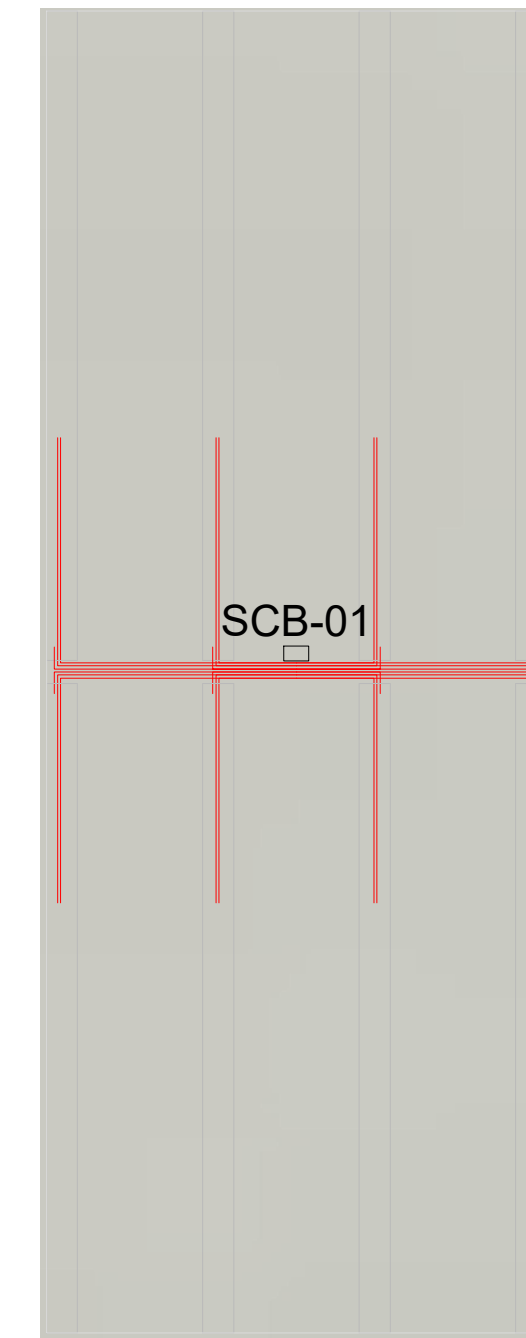


CAPITULO IV Planos y diagramas del proyecto.

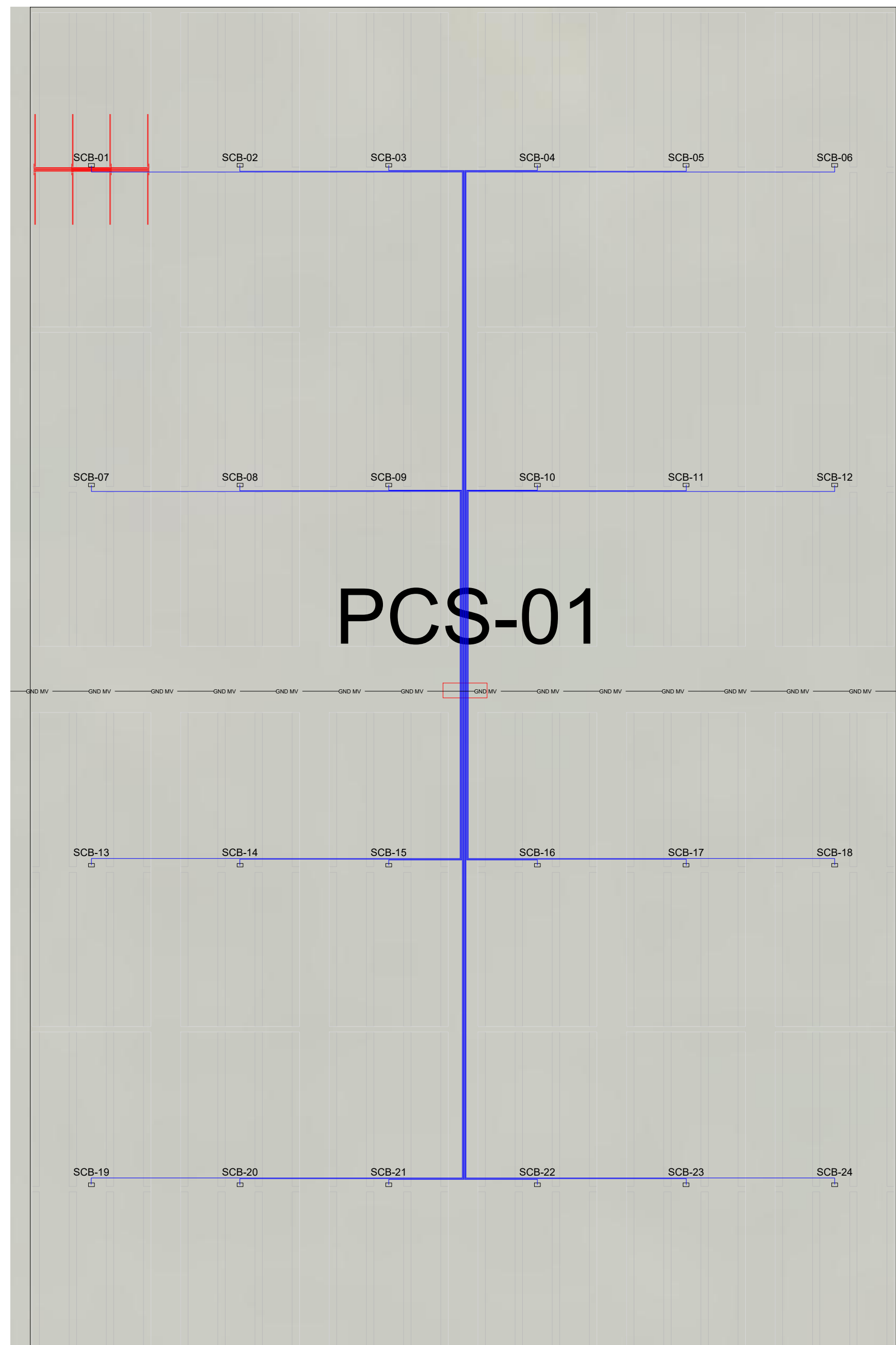
LIENA 110 KV EXISTENTE



1 TRAYECTORIAS DE ALIMENTADORES SCB
ESCALA S/E



2 TRAYECTORIAS DE CABLEADO DE STRING
ESCALA S/E



3 ARREGLO TIPICO DE ALIMENTADORES SCB
ESCALA S/E

TRACKER 2X42, MARCA SOLTEC EQUIPADO CON SISTEMA DE SEGUIMIENTO AUTOLIMITADO CON CELDA SOLAR Y BATERIA.

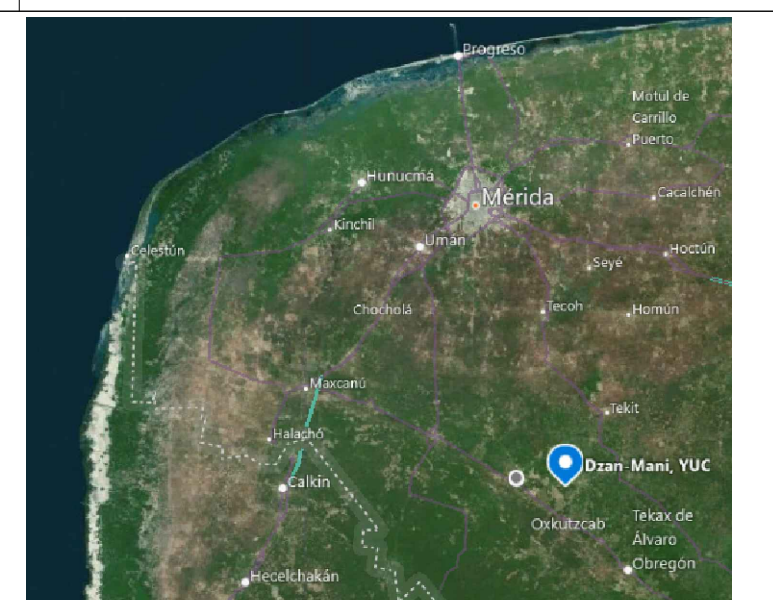
MODULO PV MONOCRISTALINO, 72 CELLS, 395 Wp, 1500 V, MARCA JA SOLAR, 1954x990x40 mm, ALUMINIUM ANODIZED, GLASS EVA, CONECTOR TYPE MC4 COMPATIBLE

CENTRO DE TRANSFORMACION "PCS" MARCA GAMESA, EQUIPADO DE CON INVERSORES DE 2.5 MVA, CON TRANSFORMADOR ELEVADOR "STEP-UP" DE 5 MVA 0.6 A 34.5 KV, MARCA PROLEC,

CAJA COMBINADORA DE 24 ENTRADAS, CON PROTECCIÓN DE SOBRETENSIONES DE 1.5 KV, SECCIONADOR PRINCIPAL 400 A, MARCA ABB.

NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA

↑ NORTH



NOMBRE	FECHA	REV.	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION

Proyecto de Tesis:
DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP
DISTRIBUCIÓN DE CIRCUITOS SCB A INVERSORES

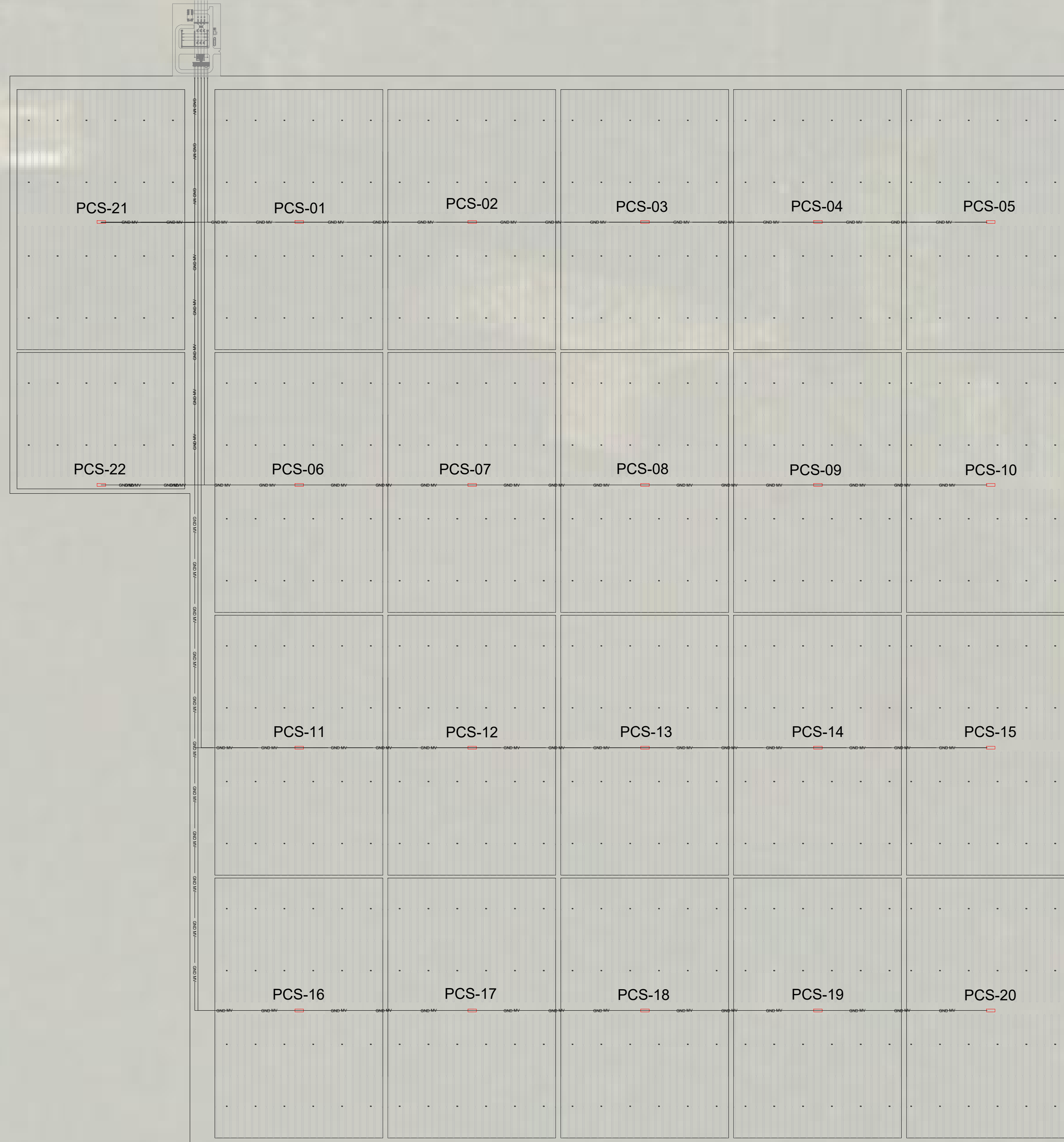
Denominación:




Director de Proyectos: ING. ISMAEL ALBRINO PADILLA	Supervisión: ING. ARIEL MARTÍNEZ TELLEZ
Revisó: ING. ISMAEL ALBRINO PADILLA	Diseño: A. GONZALEZ
Dibujo No. PY-BUAP-002	Dibujo: A. GONZALEZ
Acot: S/E	Fecha: SEP. 2020

LIENA 110 KV EXISTENTE

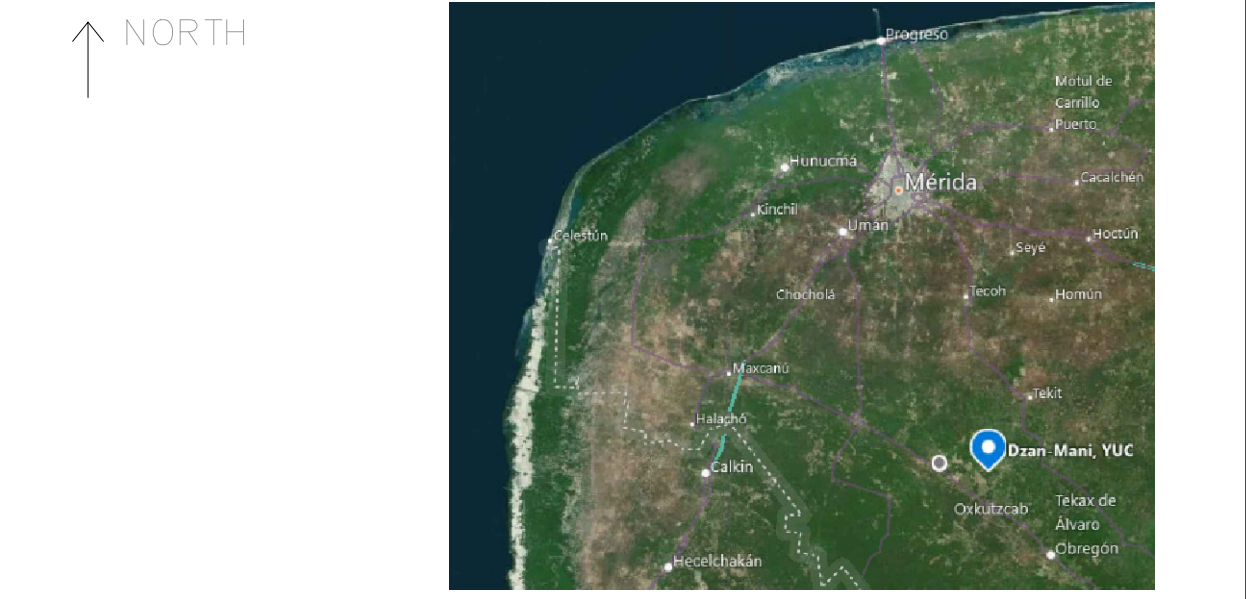
LIENA 110 KV EXISTENTE

LIENA 110 KV EXISTENTE



-  TRACKER 2X42, MARCA SOLTEC EQUIPADO CON SISTEMA DE SEGUIMIENTO AUTOLIMITADO CON CELDA SOLAR Y BATERIA.
-  CENTRO DE TRANSFORMACION "PCS" MARCA GAMESA EQUIPADO DE CON INVERSORES DE 2.5 MVA, CON TRANSFORMADOR ELEVADOR "STEP-UP" DE 5 MVA 0.6 A 34.5 KV, MARCA PROLEC,
-  CAJA COMBINADORA DE 24 ENTRADAS, CON PROTECCIÓN DE SOBRETENSIONES DE 1.5 KV, SECCIONADOR PRINCIPAL 400 A, MARCA ABB.

NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA



NOMBRE	FECHA	REV.	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION

Proyecto de Tesis:
DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP

TRAYECTORIAS DE MEDIA TENSION

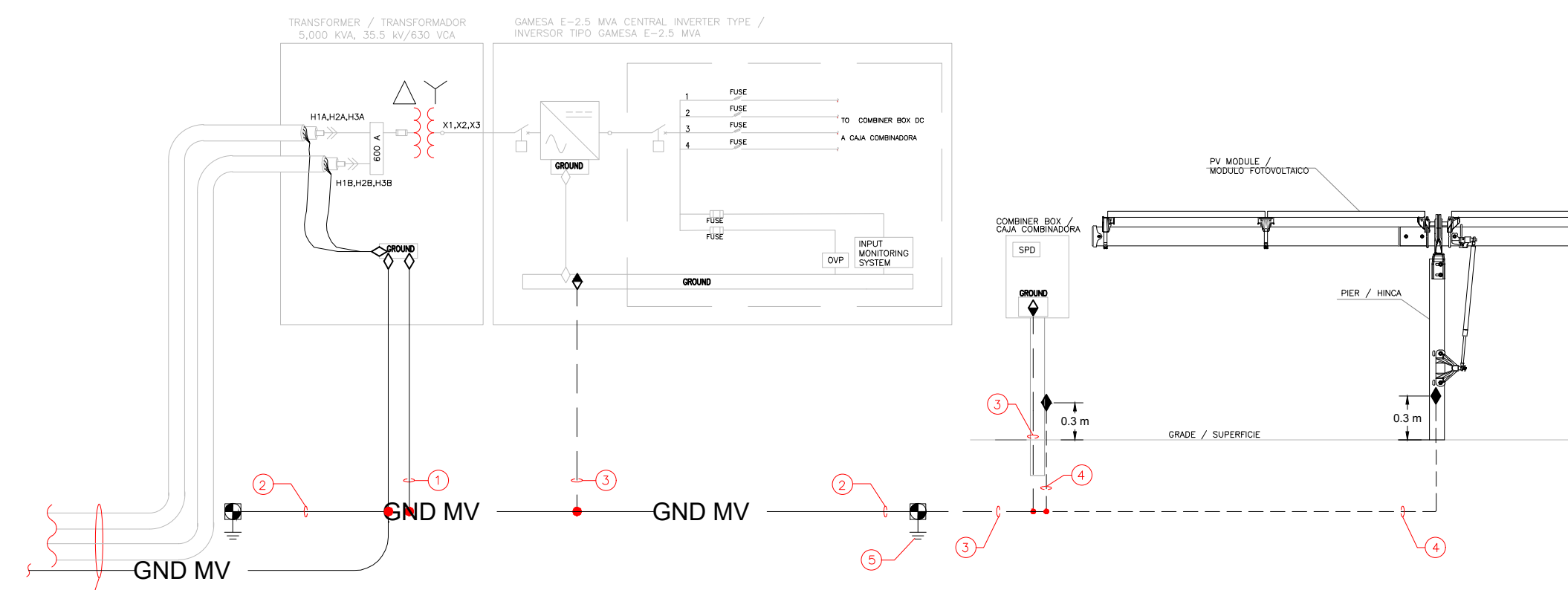
Denominación:

Director de Proyectos: ING. ISMAEL ALBRINO PADILLA	Supervisión: ING. ARIEL MARTINEZ TELLEZ
Revisó: ING. ISMAEL ALBRINO PADILLA	Diseño: A. GONZALEZ
Dibujo No. PY-BUAP-003	Dibujo: A. GONZALEZ
Acot: S/E.	Fecha: SEP. 2020

LIENA 110 KV EXISTENTE

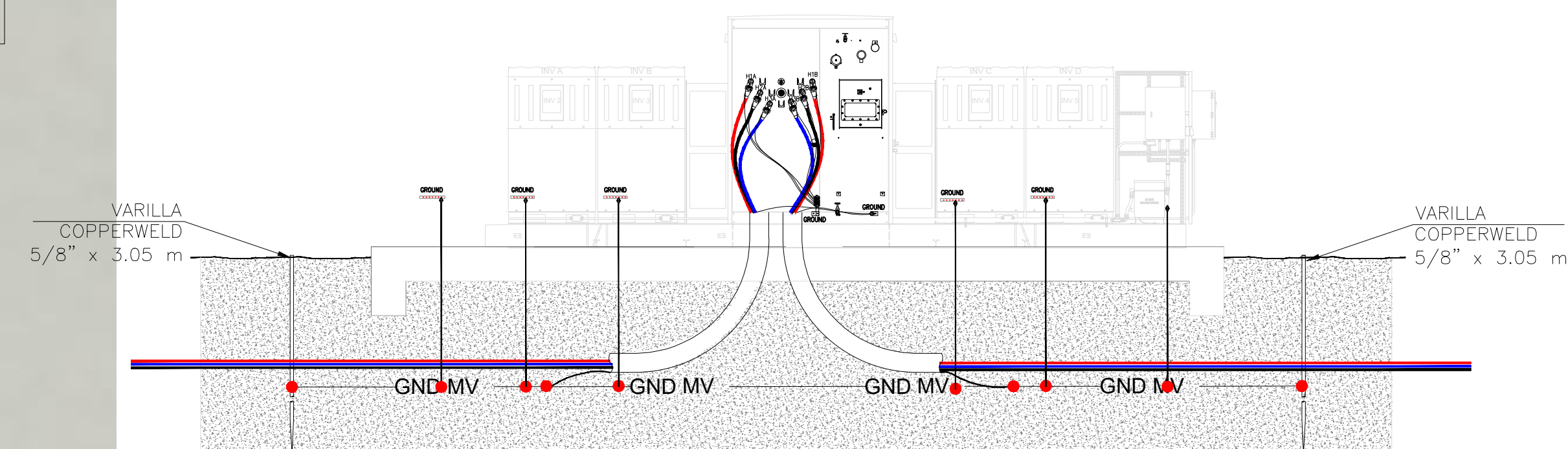
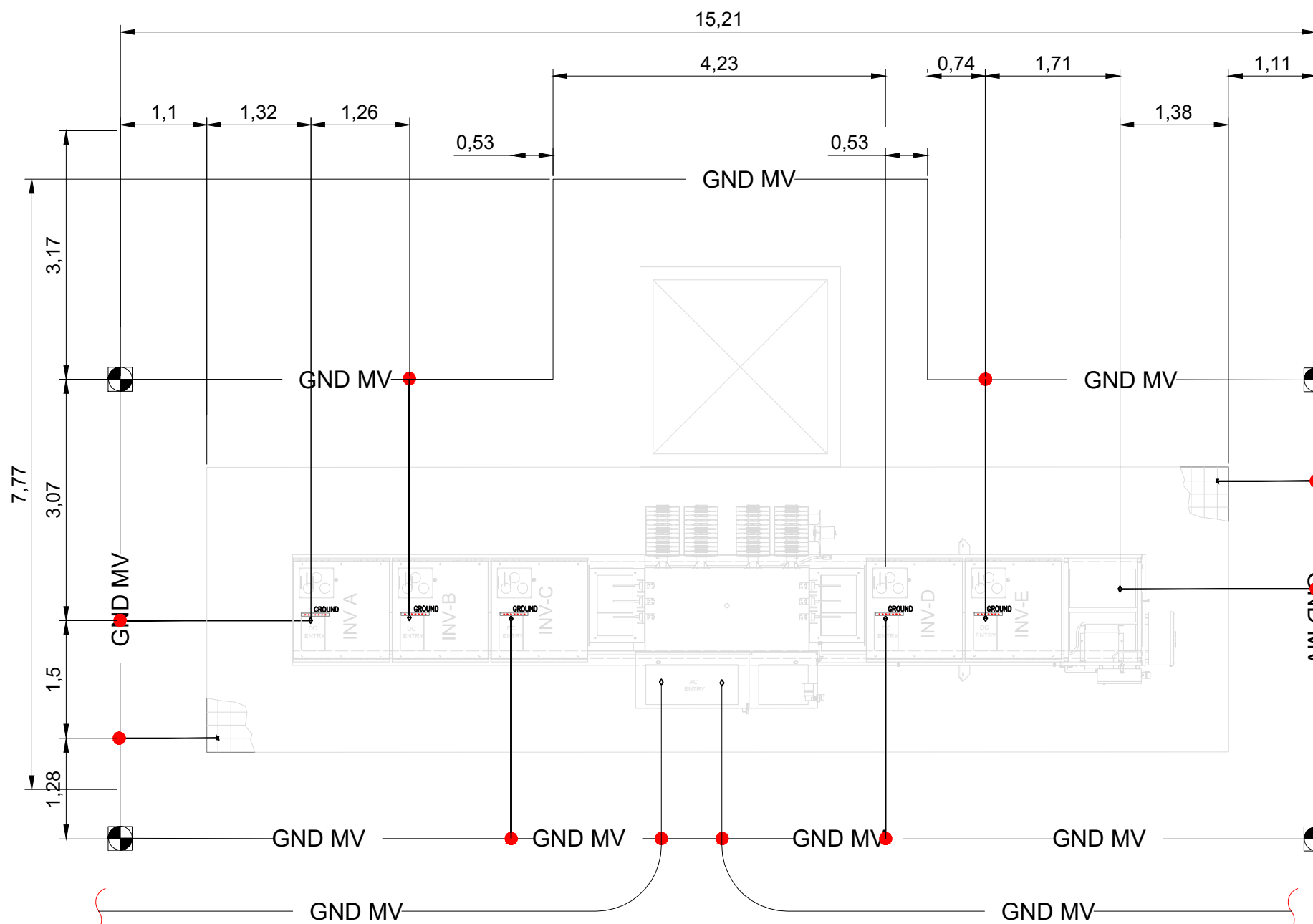


1 SISTEMA DE TIERRAS DE PROYECTO
ESCALA S/E



ARREGLO ESQUEMATICO DE CONEXION A TIERRA.
ESCALA S/E

- 1 CONDUCTOR DE FASE DE MEDIA TENSION (VER DIAGRAMA UNIFILAR MEDIA TENSION) Y SISTEMA DE TIERRAS DE MEDIA TENSION CAL. 1/0 AWG, Cu DESNUDO, VER INS-SES-ID-FV-E-PL-006 MV INSTALACION Y DETALLES
- 2 ANILLO DE TIERRA EN UNIDAD DE CONVERSION, CAL. 1/0 AWG, CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO.
- 3 ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA PARA TABLEROS DE BAJA TENSION, 2 AWG CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO SECCION 250-62 NOM-001-SEDE-2012
- 4 ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA PARA TABLEROS DE BAJA TENSION, 6 AWG CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO SECCION 250-62 NOM-001-SEDE-2012
- 5 VARILLA DE ACERO CON RECUBRIMIENTO DE COBRE DE 16 mm DE DIAMETRO.



ARREGLO TIPICO DE CONEXION A TIERRA DE PCS
ESCALA S/E

TRACKER 2X42, MARCA SOLTEC EQUIPADO CON SISTEMA DE SEGUIMIENTO AUTOLIMITADO CON CELDA SOLAR Y BATERIA.
MODULO PV MONOCRISTALINO, 72 CELLS, 395 Wp, 1500 V, MARCA JA SOLAR, 1954x990x40 mm, ALUMINIUM ANODIZED, GLASS EVA, CONECTOR TYPE MC4 COMPATIBLE

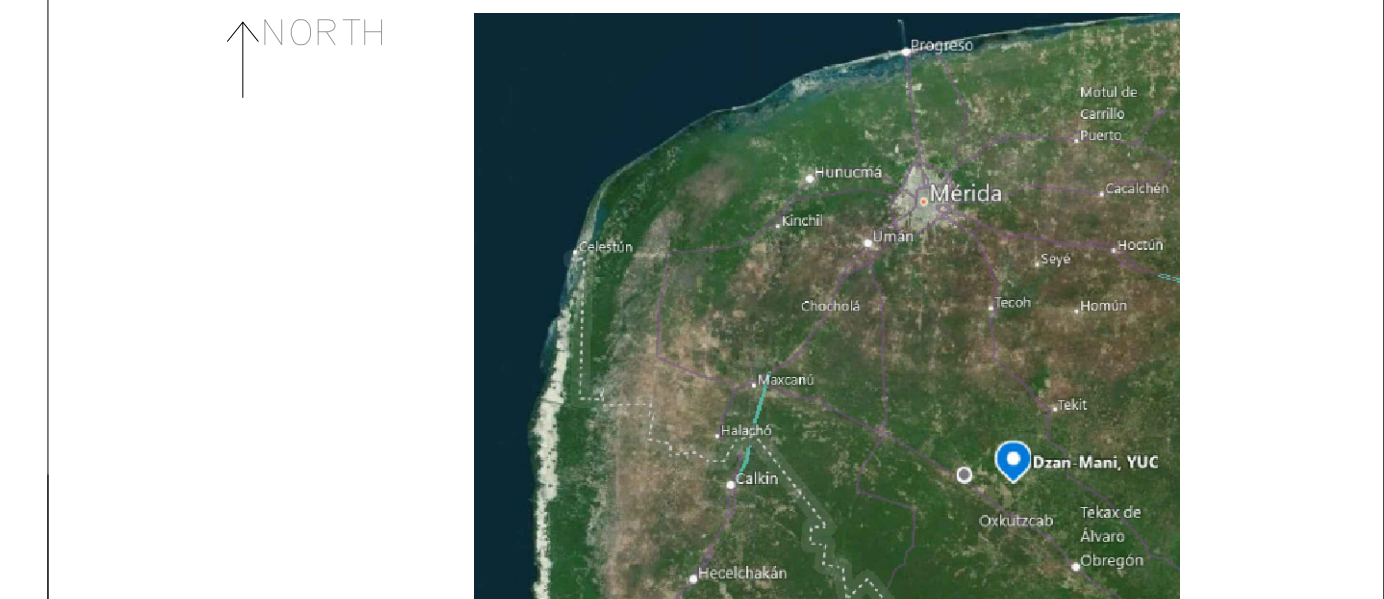
CENTRO DE TRANSFORMACION "PCS" MARCA GAMESA EQUIPADO DE CON INVERSORES DE 2.5 MVA, CON TRANSFORMADOR ELEVADOR "STEP-UP" DE 5 MVA 0.6 A 34.5 KV, MARCA PROLEC,

CAJA COMBINADORA DE 24 ENTRADAS, CON PROTECCION DE SOBRETENSIONES DE 1.5 KV, SECCIONADOR PRINCIPAL 400 A, MARCA ABB.

- EARTH COOPER COATED STEEL ROD 5/8"x 3.0 m. / VARILLA DE ACERO CON RECUBRIMIENTO DE COBRE DE 5/8"x 3 m.
- EXOTHERMIC CONECTION WITH WELDING MATERIAL 90, CADWELD CONEXION EXOTERMICA CON CARGA DE SOLDADURA 90, CADWELD
- ◇ CRIMP BIMETALIC TERMINAL. TERMINAL A COMPRESION BIMETALICA.

- GND LV — GROUND CONDUCTOR SYSTEM Cu BARE 6 AWG. CONDUCTOR DE SISTEMA DE TIERRA, Cu DESNUDO 6 AWG.
- GND LV — GROUND CONDUCTOR SYSTEM Cu BARE 2 AWG. CONDUCTOR DE SISTEMA DE TIERRA, Cu DESNUDO 2 AWG.
- GND MV — GROUNDING CONDUCTOR, BARE COPPER CONDUCTOR 1/0 AWG. CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE COBREDESNUDO 1/0 AWG.

NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA



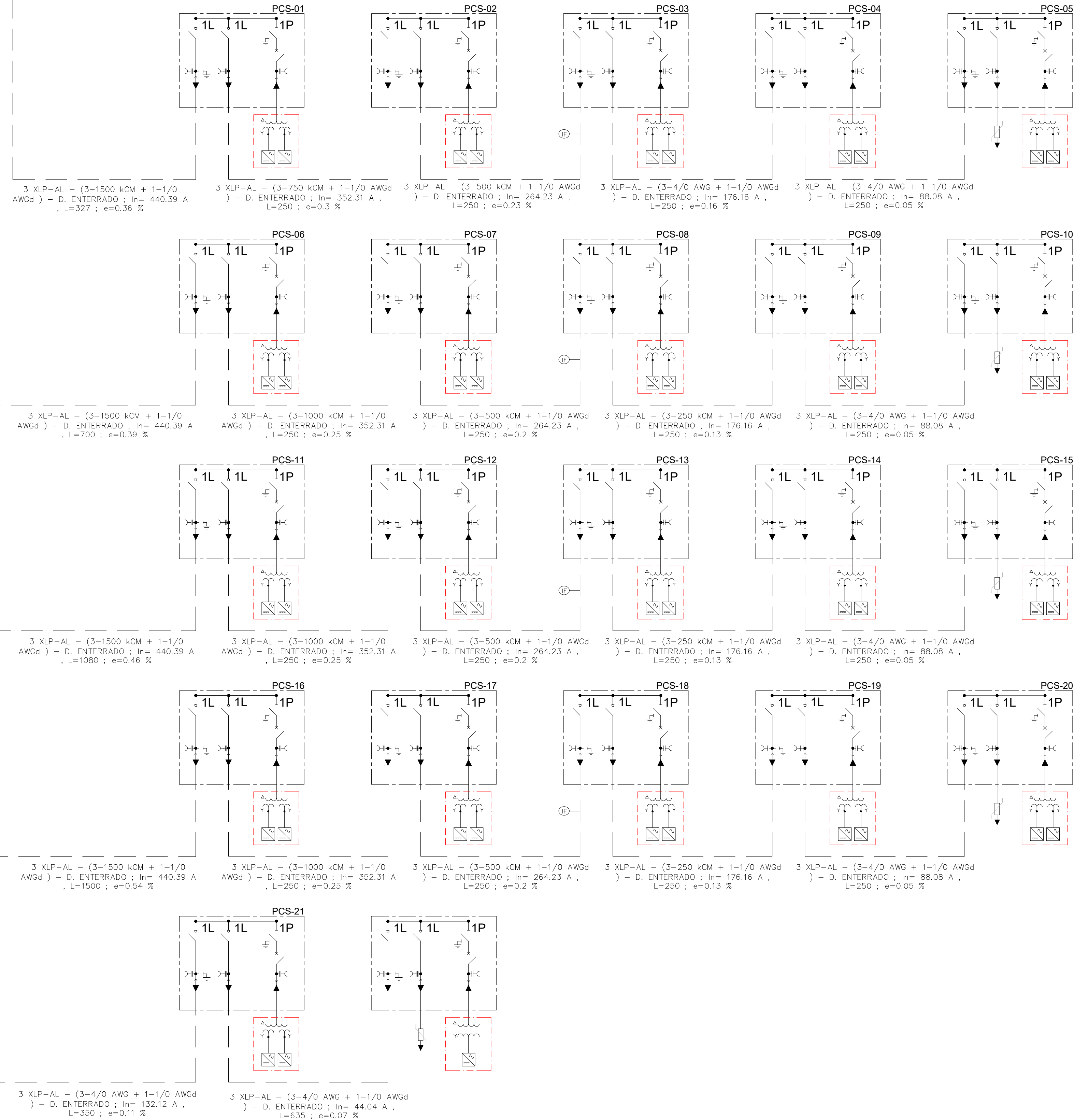
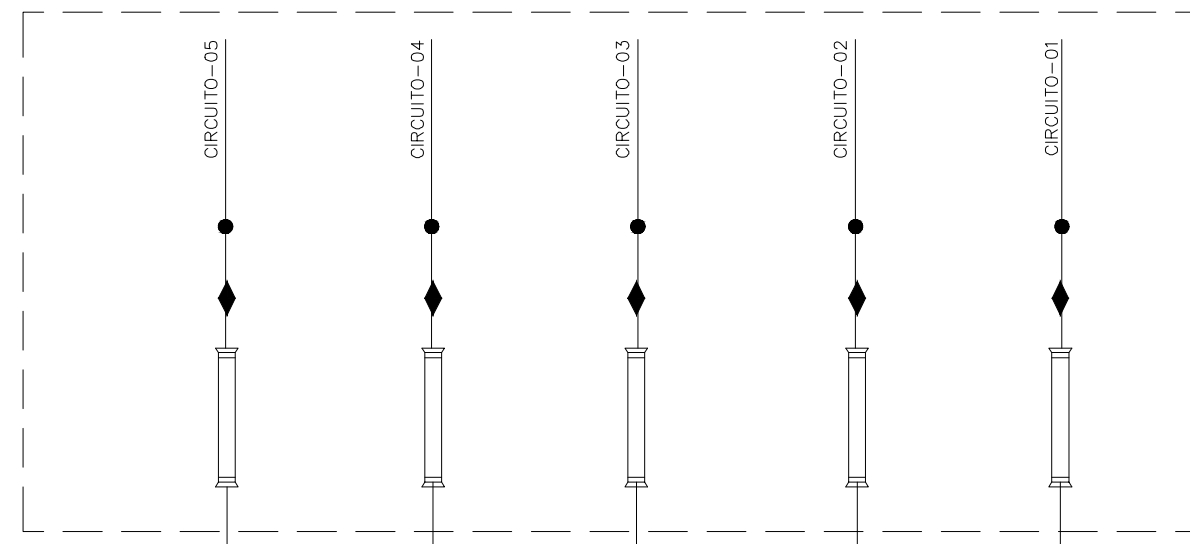
NOMBRE	FECHA	REV.	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION

Proyecto de Tesis:
DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP
SISTEMA DE TIERRAS LV Y MT

Denominación:

Director de Proyectos: ING. ISMAEL ALBRINO PADILLA Supervisión: ING. ARIEL MARTINEZ TELLEZ
Revisó: ING. ISMAEL ALBRINO PADILLA Diseñó: A. GONZALEZ Dibujo: A. GONZALEZ
Dibujo No. PY-BUAP-004 Aco: S/E Fecha: SEP. 2020 Revisión 0

A SUBSTACIÓN

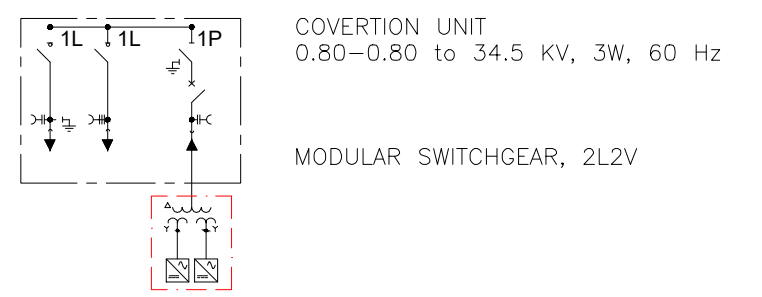


NOTAS:

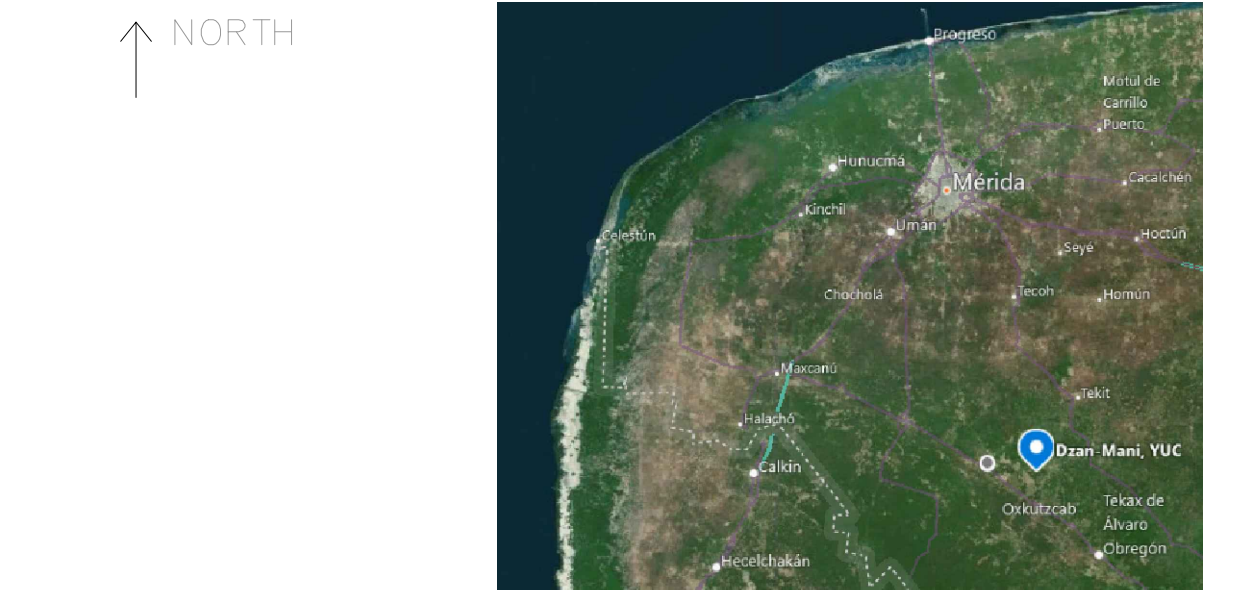
- TODOS LOS CABLES DE MEDIA TENSION DEBEN CUMPLIR CON EL RADIO DE CURVATURA MINIMA DEL CABLE :
 $r = 4d$ CABLE DE STRING.
 $r = 6d$ CABLE DE LV.
 $r = 12d$ CABLE DE MT.
 PARA CABLES DE CONTROL Y COMUNICACIONES EL RADIO DE CURVATURA DEBER COMO MINIMO $6d$
 PAR CABLES DE F.O. EL RADIO DE CURVATURA ES INDICADO EN PLANOS DE DISTRIBUCION DE F.O.
- LAS PANTALLAS DEL CABLE DE MEDIA TENSION DEBEN CONECTARSE CON UNA TERMINAL DE COMPRESION A LA BARRA DE TIERRAS DEL TRANSFORMADOR
- VER PLANOS DE DETALLES DE INSTALACION DEL CABLE EN ZANJA Y DE CONEXION DE SISTEMA DE TIERRA.
- LAS PROFUNDIDADES DE LOS CONDUCTORES DE BAJA TENSION PARA LA ENTRADA DE CABLE EN LOS PCS DEBE SER 0.75 M Y PARA CABLES DE MEDIA TENSION 0.9 M RESPETANDO LOS RADIOS DE CURVATURA MOSTRADOS EN LA TABLA DE ESTE PLANO.
- EL PROYECTO ELECTRICO ESTÁ DISEÑADO BAJO LA NORMA NOM-001-SEDE-2012 PARA LA UTILIZACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS Y LOS REQUERIMIENTOS SOLICITADOS POR EL CLIENTE.
- LA NOMENCLATURA DE LOS INVERSORES A, B, C, D, E CORRESPONDE 1, 2, 3, 4, 5 RESPECTIVAMENTE.
- VER CALIBRE DE CONDUCTOR DE TIERRA EN EL PLANO INS-SES-ID-FV-E-PL-010.

--- CABLE DIRECTAMENTE ENTERRADO EN ZANJA TIPO XLPE, CON CINTA SEMICONDUCTORA, RETARDANTE DE ARBORESCENCIAS, CINTA ELOQUEADORA DE HUMEDAD.

IF INDICADOR DE FALLA TRIFASICO PARA MONTAJE EN PUNTO DE PRUEBA DE TERMINAL DE MEDIA TENSION.



NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA



NOMBRE	FECHA	REV.	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION

Proyecto de Tesis:
DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP
 DIAGRAMA UNFILAR MV

Denominación:	
Director de Proyectos: ING. ISMAEL ALBINO PADILLA	Supervisión: ING. ARIEL MARTINEZ TELLEZ
Revisó: ING. ISMAEL ALBINO PADILLA	Diseño: A. GONZALEZ
Dibujo No: PY-BUAP-007	Dibujo: A. GONZALEZ
Acot: S/E	Fecha: SEP. 2020
	Revisión: 0

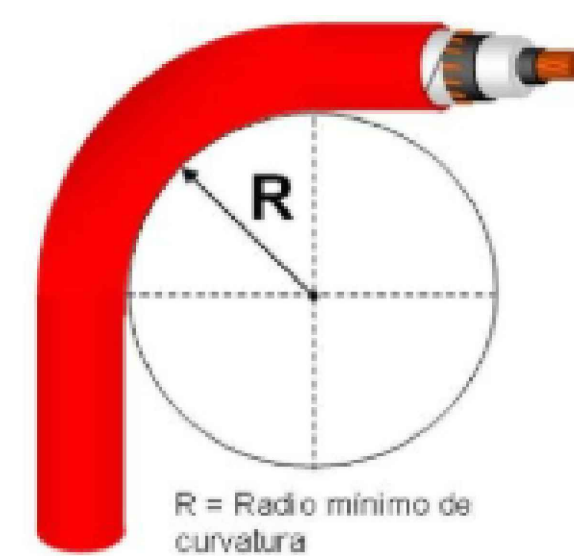
NOTAS:

- EL GRADO DE COMPACTACION MINIMA EN ZANJAS DEBE SER COMO SIGUE
 -85% DE SU P.V.S.M. EN ZONAS DE NO TRAFICO
 -95% DE SU P.V.S.M. EN ZONA DE TRAFICO
 -95% DE SU P.V.S.M. BAJO LOSAS DE CONCRETO
- TODAS LAS ZANJAS DEBEN MANTENER UNA DISTANCIA MINIMA PREFERENTE DE 150 cm (EL NIVEL MAS CRITICO ES DE 100 cm DE DISTANCIA MINIMA) DE ALGUNA PILA SOPORTE PARA LOS LUGARES DONDE LA DISTANCIA, NO PUEDA SER MANTENIDA EL CONTRATISTA DEBERA COMPACTAR EL FONDO ZANJA Y RELLENAR AL 95% DE SU P.V.S.M.
- SE DEBEN RETIRAR PIEDRAS Y CONGLOMERADOS DE TIERRA MAYORES A 10 mm DE DIAMETRO DEL MATERIAL DE RELLENO PRODUCTO DE LA EXCAVACION.
- LA PRIMER CAPA AL FONDO DE ZANJA PARA CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS DEBE DE SER 20 CM CON MATERIAL PRODUCTO DE LA EXCAVACION CON GRANULOMETRIA MENOR A 4 MM DE DIAMETRO.
- SE DEBERA USAR MATERIAL SELECCIONADO PARA RELLENO PRODUCTO DE LA EXCAVACION, DEBE TENER COMO MAXIMO UN VALOR RESISTIVIDAD TERMICA DE RHO DE 180°C-cm/W Y 140°C-cm/W PARA RELLENO DE CRUCES DE CABLE DE BAJA TENSION Y CABLES DE MEDIA TENSION.
- LA CANTIDAD DE TUBOS 38 mm (1 1/4") EN ZANJA PARA CABLEADO DE STRING SE DEBE VERIFICAR EN PLANO INS-SES-ID-FV-E-PL-001 Y SU ARREGLO EN LOS PLANOS INS-SES-ID-FV-E-PL-003 Y INS-SES-ID-FV-E-PL-011 CORRESPONDIENDO UN TUBO PEAD POR TRACKER A SU CORRESPONDIENTE CAJA COMBINADORA EN DIAMETRO INDICADO EN DETALLE.
- EL DIAMETRO DE LA TUBERIA PARA CRUCES VIALES PARA CABLE PV-AL DEBE DE SER $\phi=102$ mm (4") PARA CABLE DE BAJA TENSION Y TUBO DE $\phi=203$ mm (8") PARA CABLE DE MEDIA TENSION.
- A LA ENTRADA Y SALIDA DE CABLE DE MEDIA TENSION EN EL PCS SE DEBE CONSIDERAR DEJAR UNA RESERVA COMO SE INDICA EN EL DETALLE 13 Y 14 DE ESTE DOCUMENTO.
- LOS CALCULOS DE DE LOS DIAMETROS DE LAS TUBERIAS INDICADAS EN EN LA TABLA 1 SE INDICAN EN LA SECCION DE SELECCION DE CANALIZACIONES EN LAS MEMORIAS DE CALCULO:
 INS-SES-ID-FV-E-ES-001 Memoria de cálculo de LV y
 INS-SES-ID-FV-E-ES-002 Memoria de cálculo de MT
- DISTANCIAS EN CENTIMETROS
- NIVELES EN METROS
- CINTA ELECTRICA DE ADVERTENCIA: DEBE SER POLIETILENO COLOR ROJO, CON LEYENDA EN COLOR NEGRO A LO LARGO DE LA CINTA COMO SE INDICA EN EL DIBUJO A CONTINUACION. LA CINTA DEBE TENER DE ANCHO 160-200 mm DE CALIBRE 300 MICRAS.



TABLA 1 – CARACTERISTICAS GENERALES DEL CABLE Y CANALIZACIONES

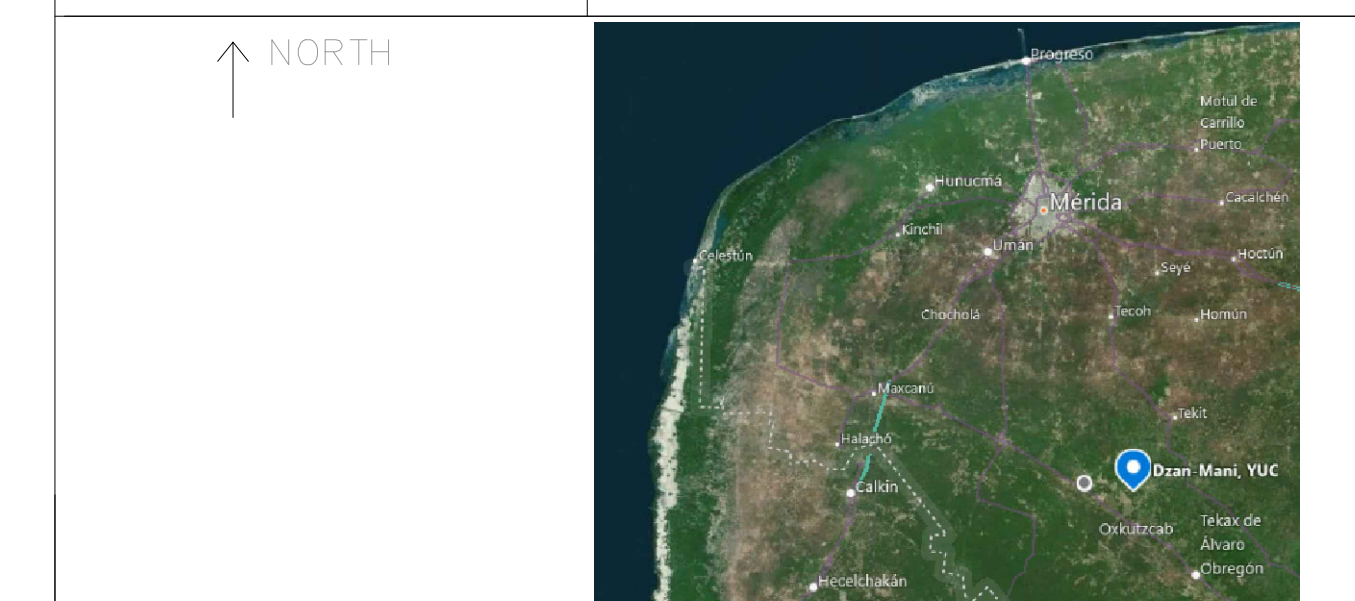
CALIBRE	RADIOS MIN. DE CURVATURA DE CABLE	CANT MAX POR TUBO	Ø DE TUBERIA	
			mm	pulg.
4 mm2 PV-Cu	25 mm	6	38	1 1/4
400 mm2, PV-AL	250 mm	2	76	3
500 mm2, PV-AL	280 mm	2	102	4
4/0 AWC, 35 kV	480 mm	3	152	6
350 KCM, 35 kV	540 mm	3	152	6
500 KCM, 35 kV	580 mm	3	203	8
750 KCM, 35 kV	650 mm	3	203	8
1000 KCM, 35 kV	700 mm	3	203	8
1250 KCM, 35 kV	720 mm	3	203	8



NOMENCLATURA :

N.T.N. NIVEL DE TERRENO NATURAL

NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA

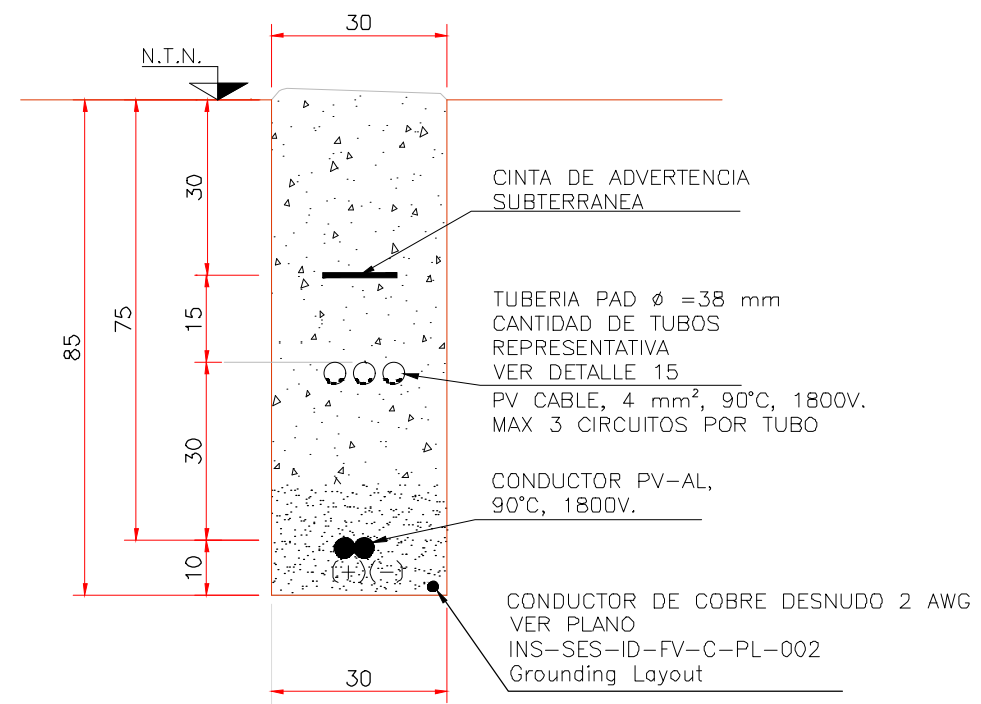


NOMBRE	FECHA	REV.	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION

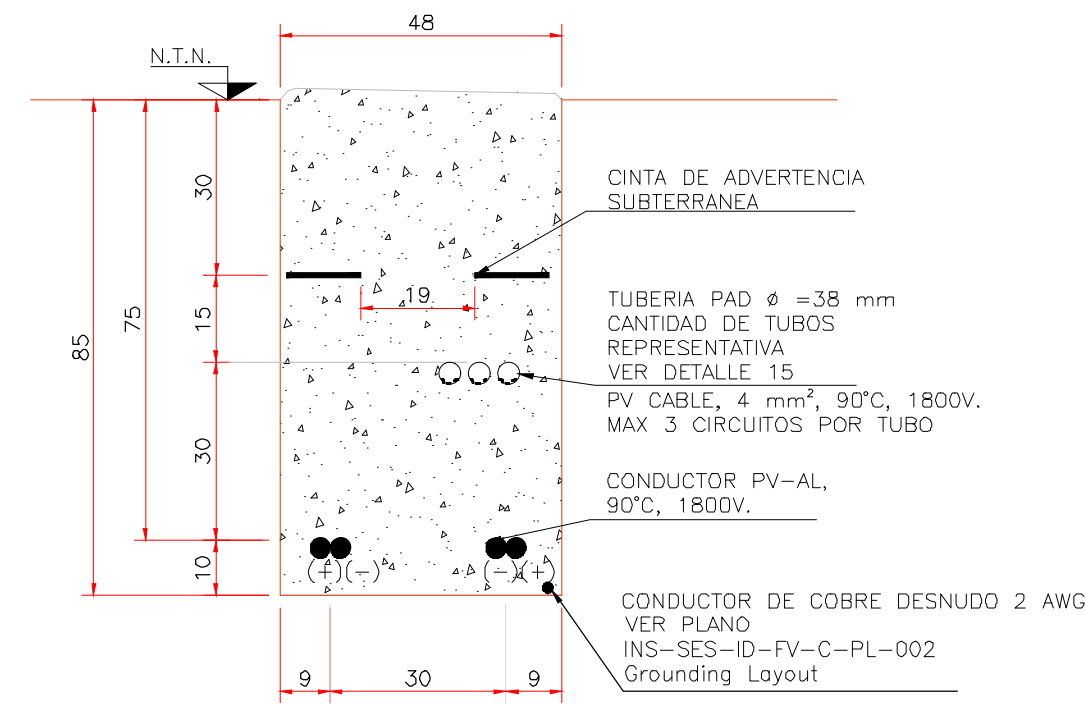
Proyecto de Tesis:
DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP
 DETALLES DE SECCIONES DE CANALIZACIONES SUBTERRANEAS

Denominación:

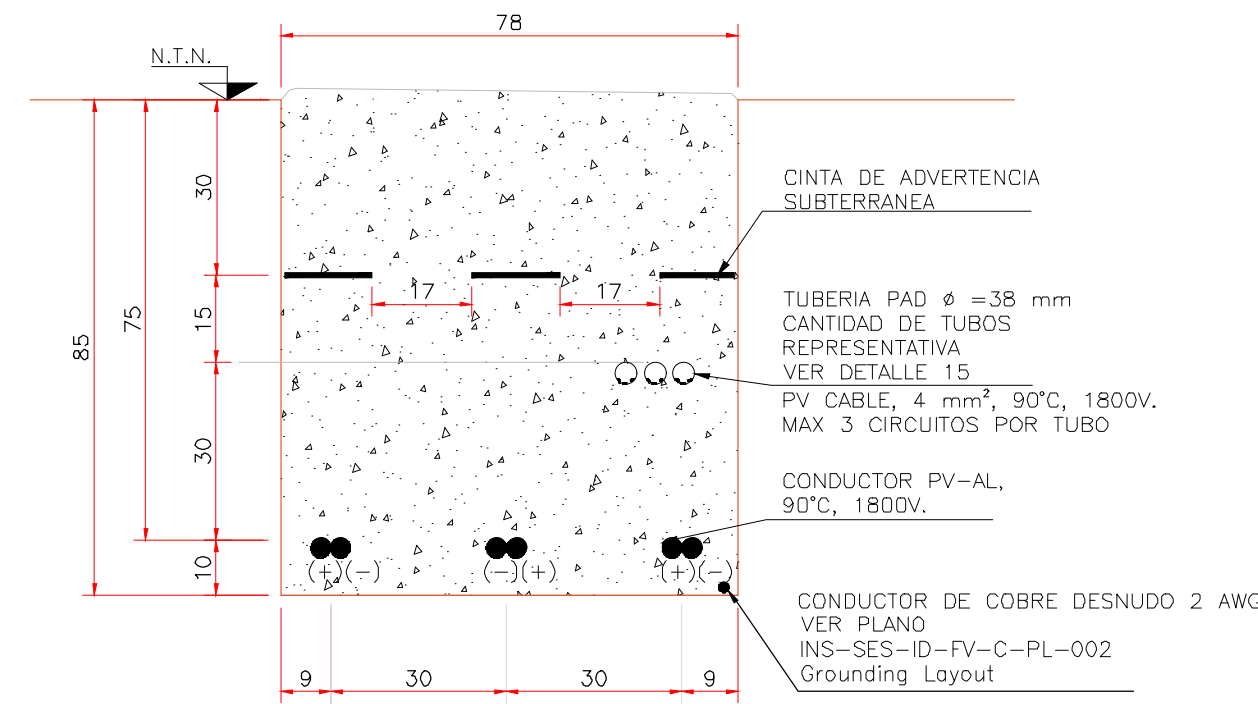
Director de Proyectos: ING. ISMAEL ALBINO PADILLA	Supervisión: ING. ARIEL MARTINEZ TELLEZ
Revisó: ING. ISMAEL ALBINO PADILLA	Diseño: A. GONZALEZ
Dibujo No. PY-BUAP-008	Dibujo: A. GONZALEZ
Acot: S/E.	Fecha: SEP. 2020
	Revisión: 0



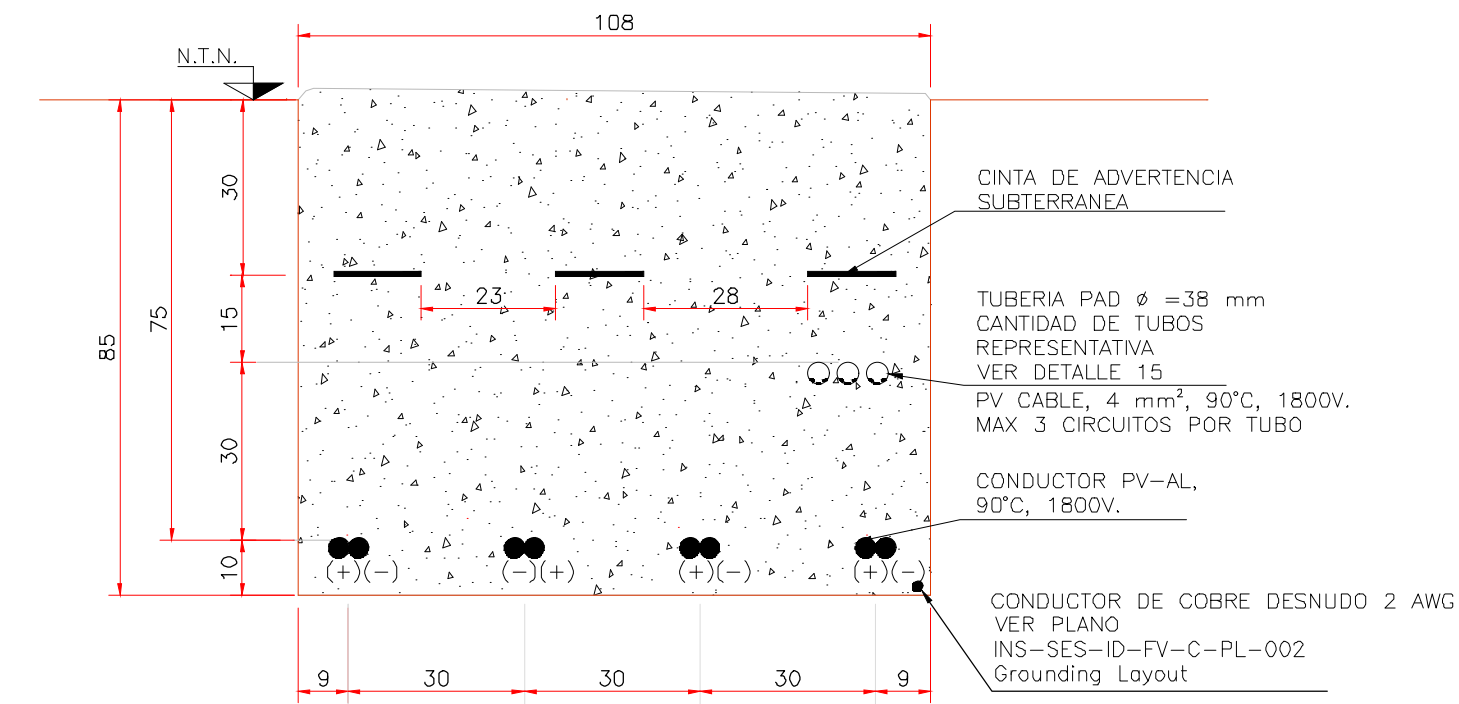
1 ZANJA DC TIPO LV1
1 CIRCUITO



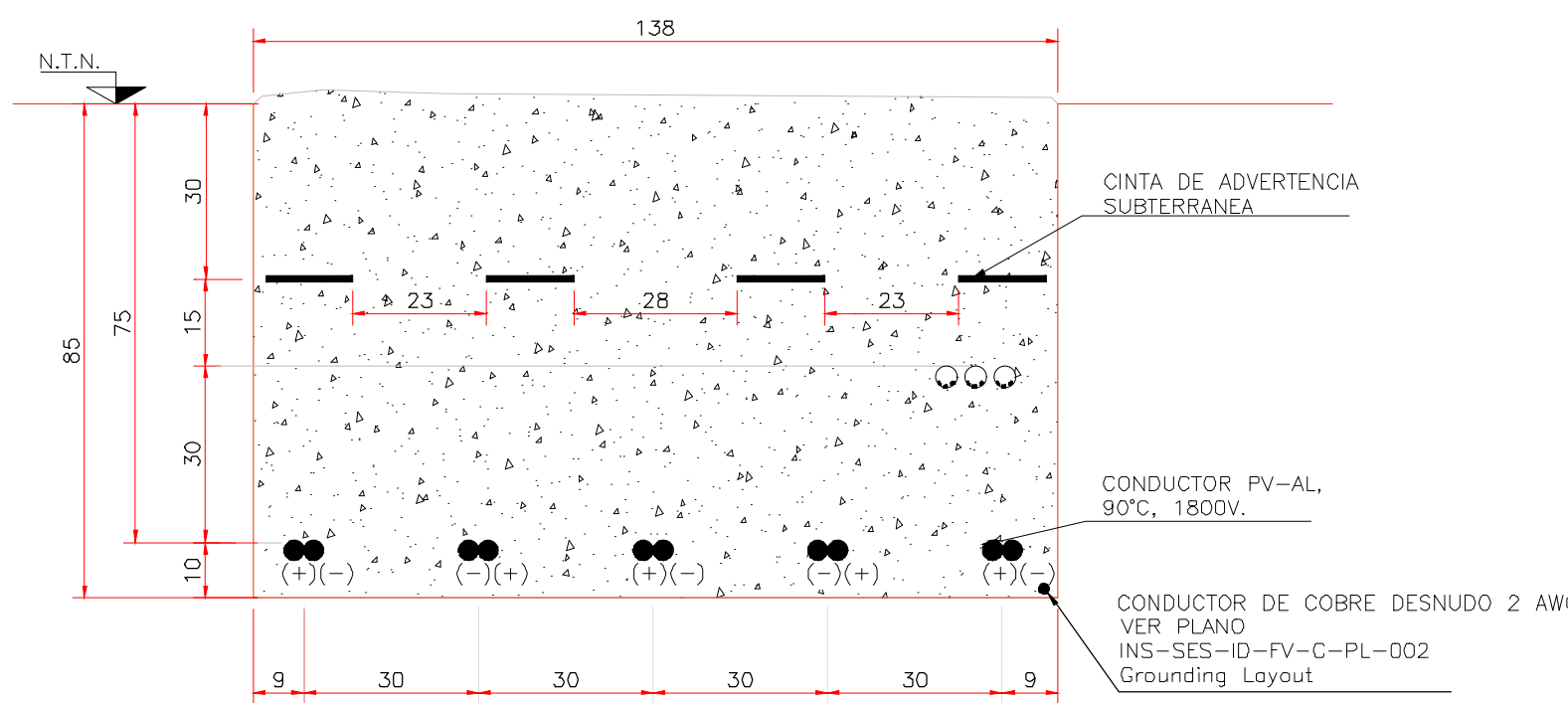
2 ZANJA DC TIPO LV2
2 CIRCUITOS



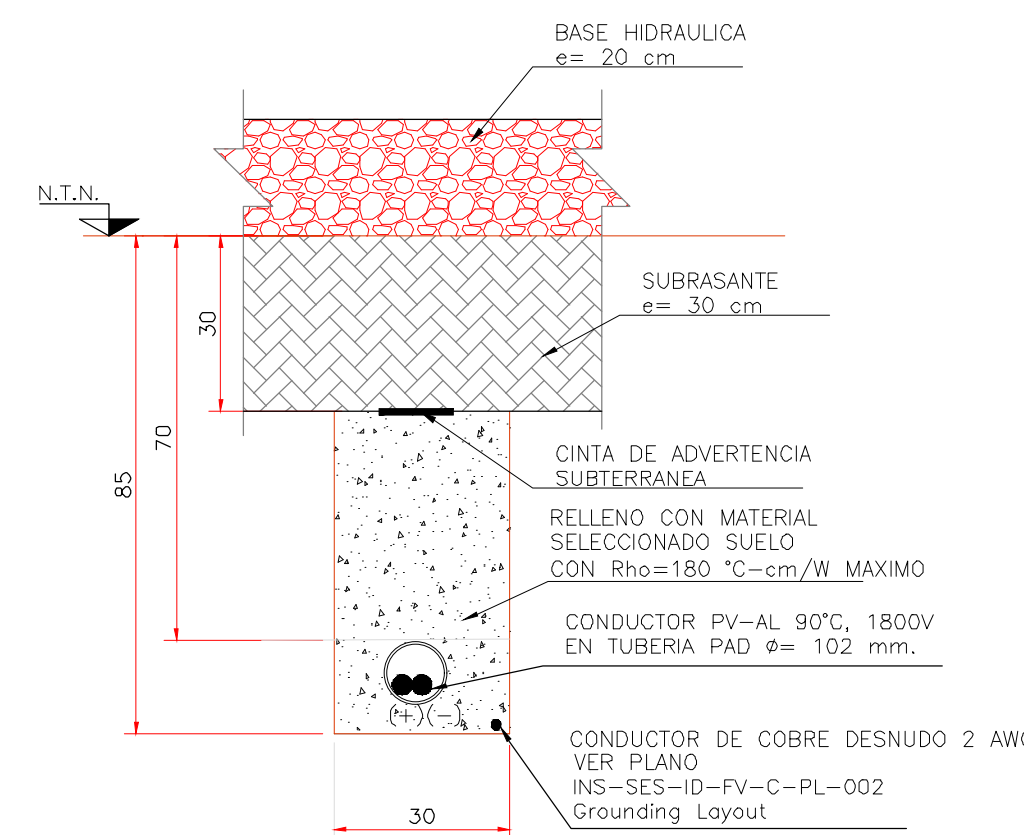
3 ZANJA DC TIPO LV3
3 CIRCUITOS



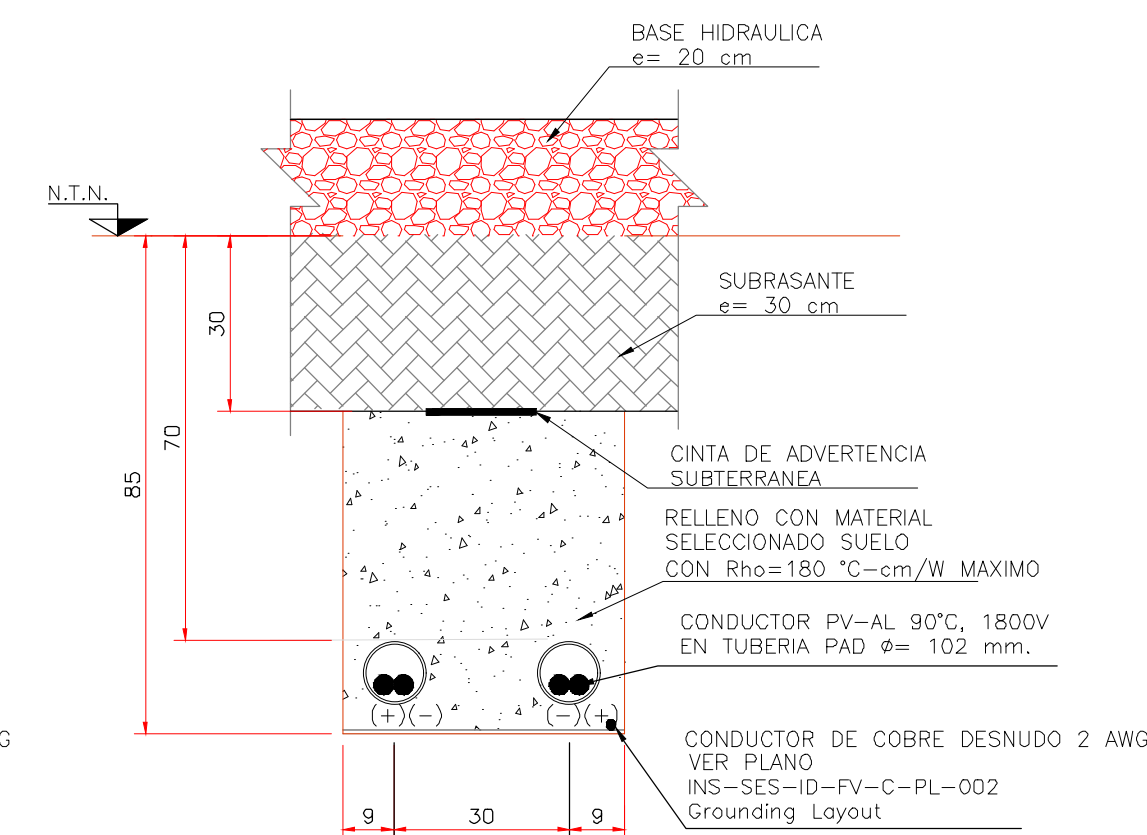
4 ZANJA DC TIPO LV4
4 CIRCUITOS



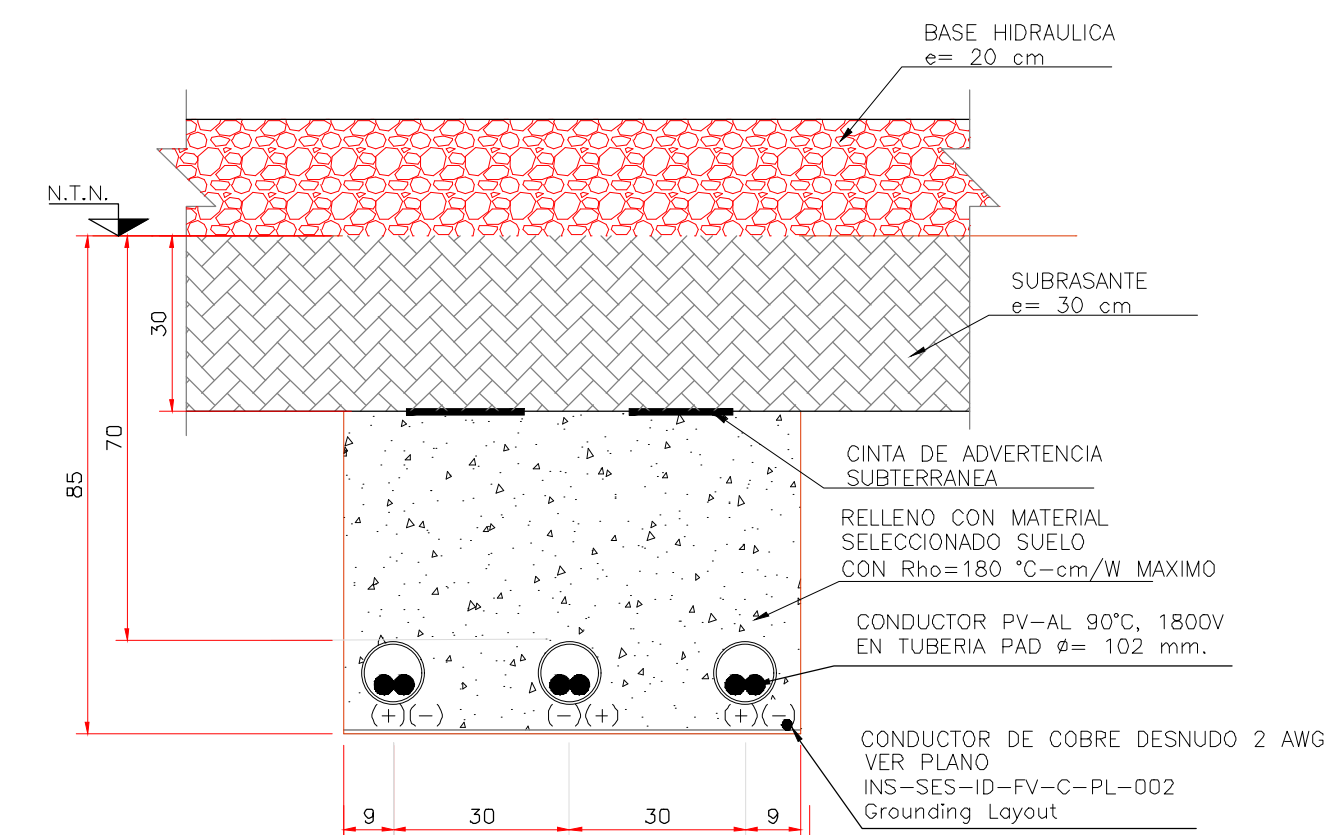
5 ZANJA DC TIPO 5LV
5 CIRCUITOS



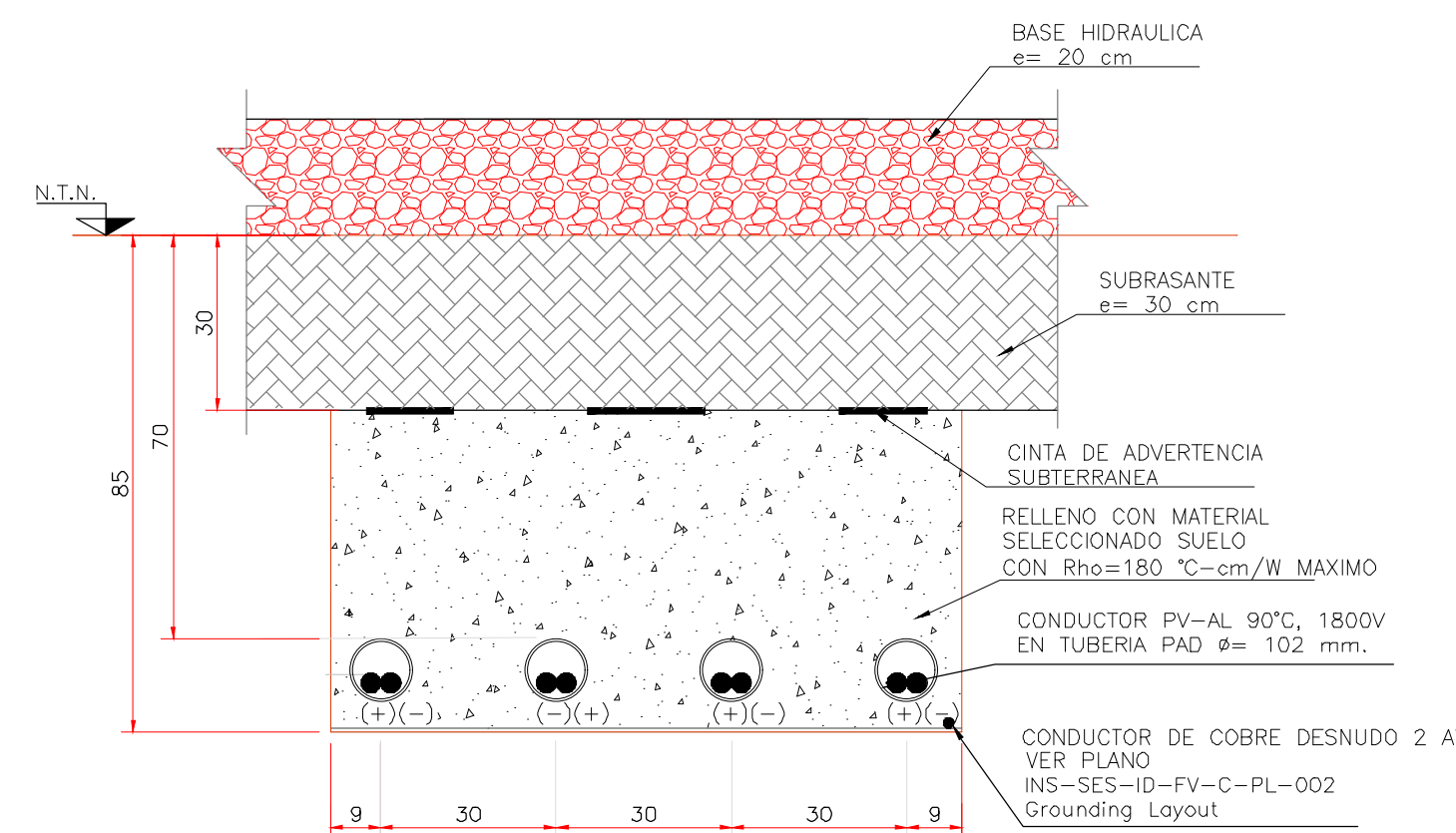
1B ZANJA DC TIPO 1A LV
1 CIRCUITO CRUCE VIAL



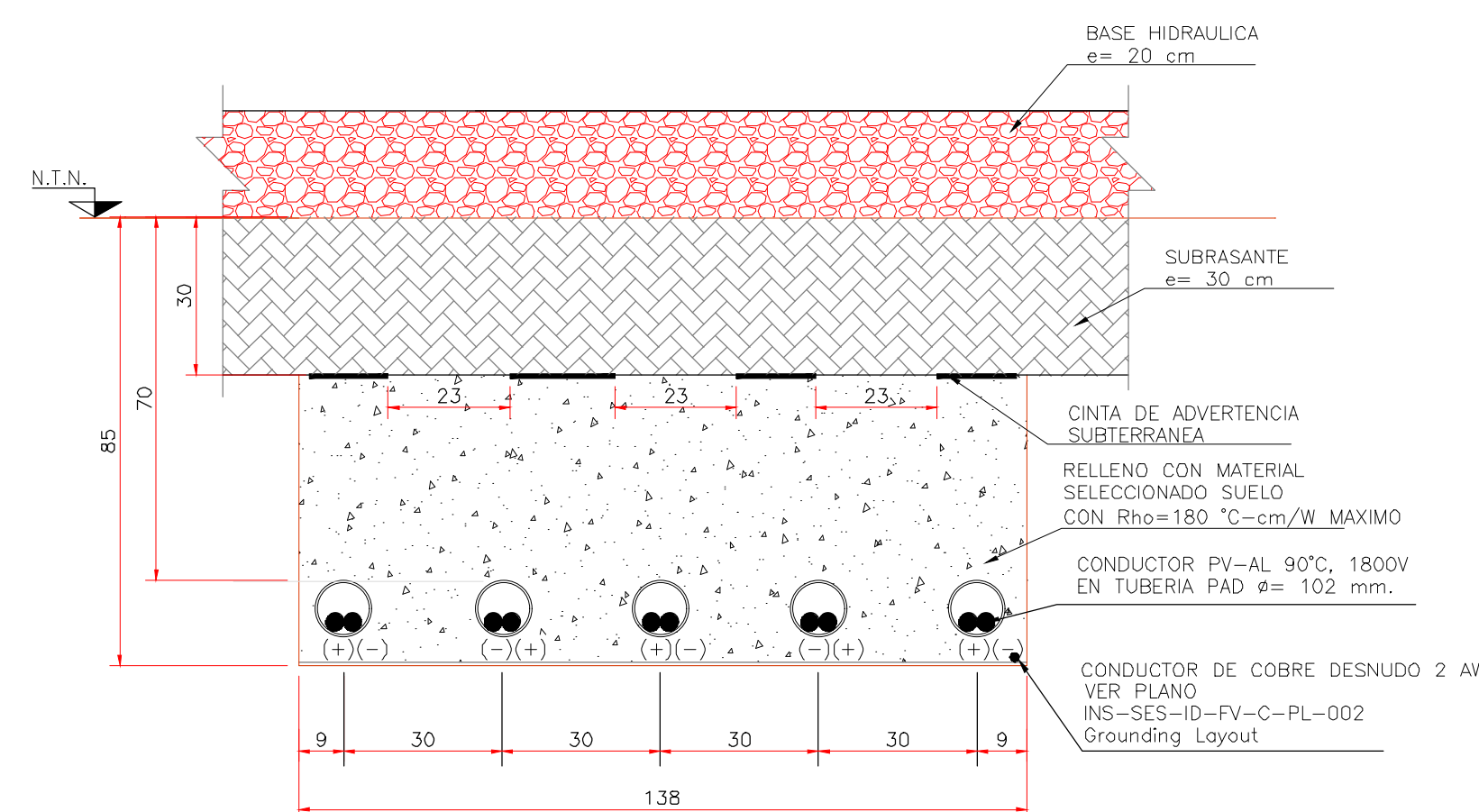
2B ZANJA DC TIPO 2A LV
2 CIRCUITOS EN CRUCE VIAL



3B ZANJA DC TIPO 3A LV
3 CIRCUITOS EN CRUCE VIAL



4B ZANJA DC TIPO 4A LV
4 CIRCUITOS EN CRUCE VIAL



5B ZANJA DC TIPO 5B LV
5 CIRCUITOS EN CRUCE VIAL

NUMERO DIBUJOS DE REFERENCIA

NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA

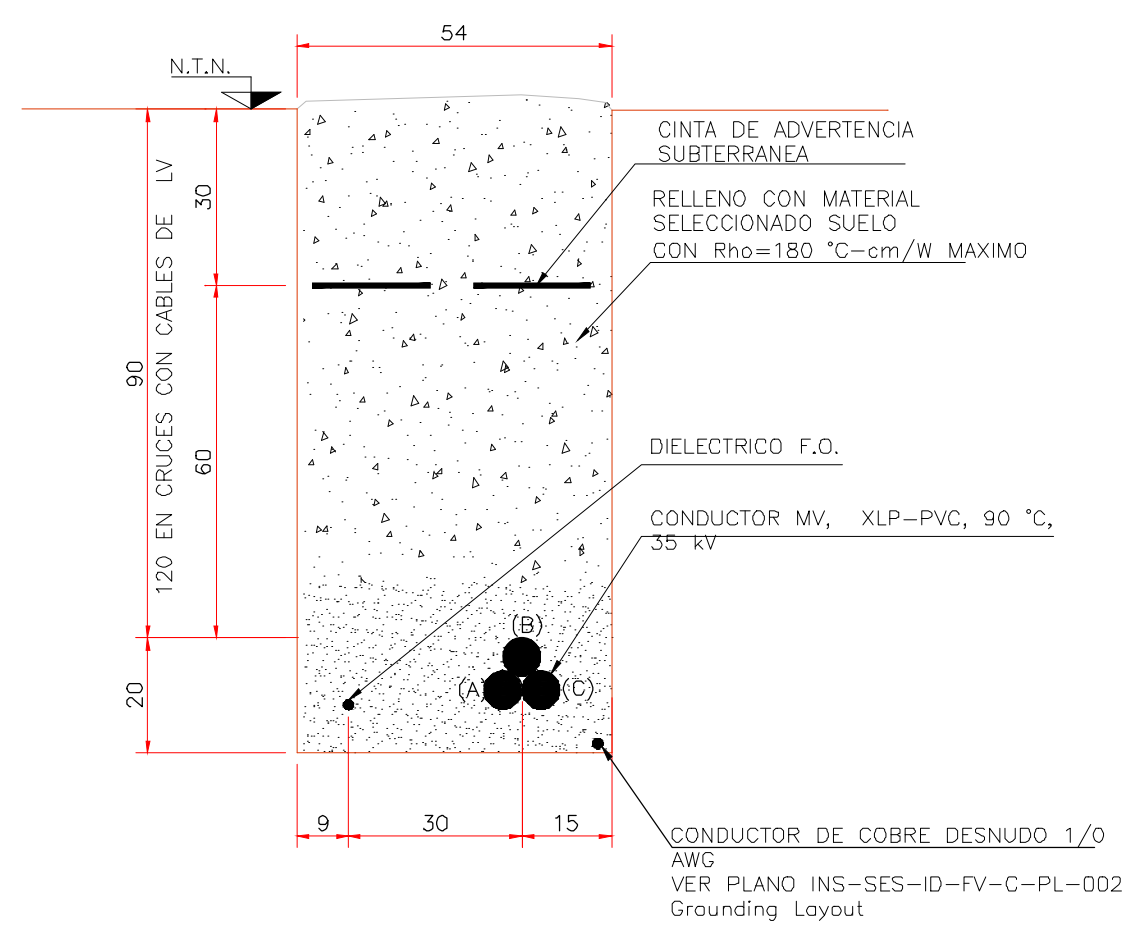
NORTH



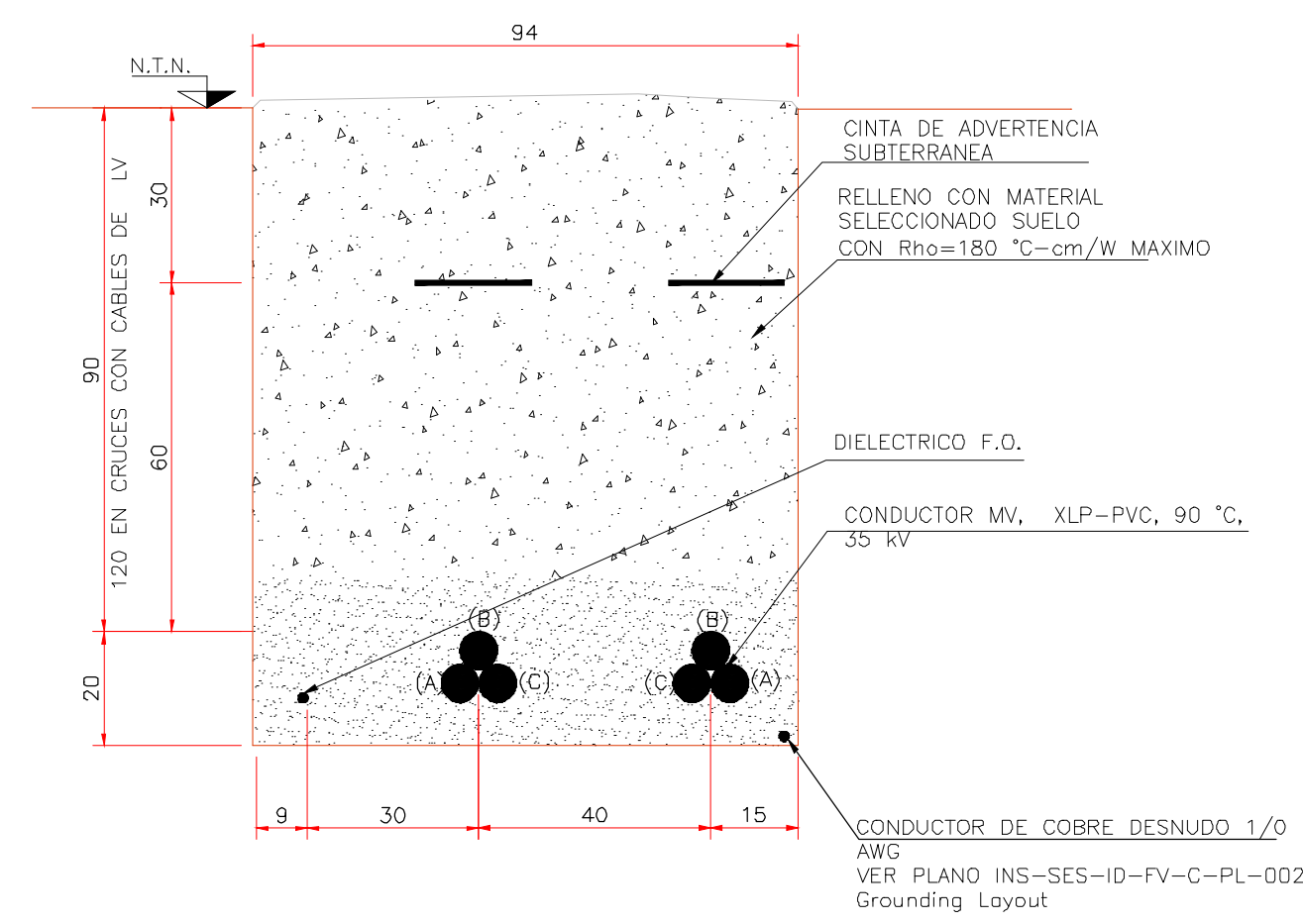
NOMBRE	FECHA	REV.	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION

Proyecto de Tesis:
DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP
DETALLES DE SECCIONES DE CANALIZACIONES SUBTERRANEAS

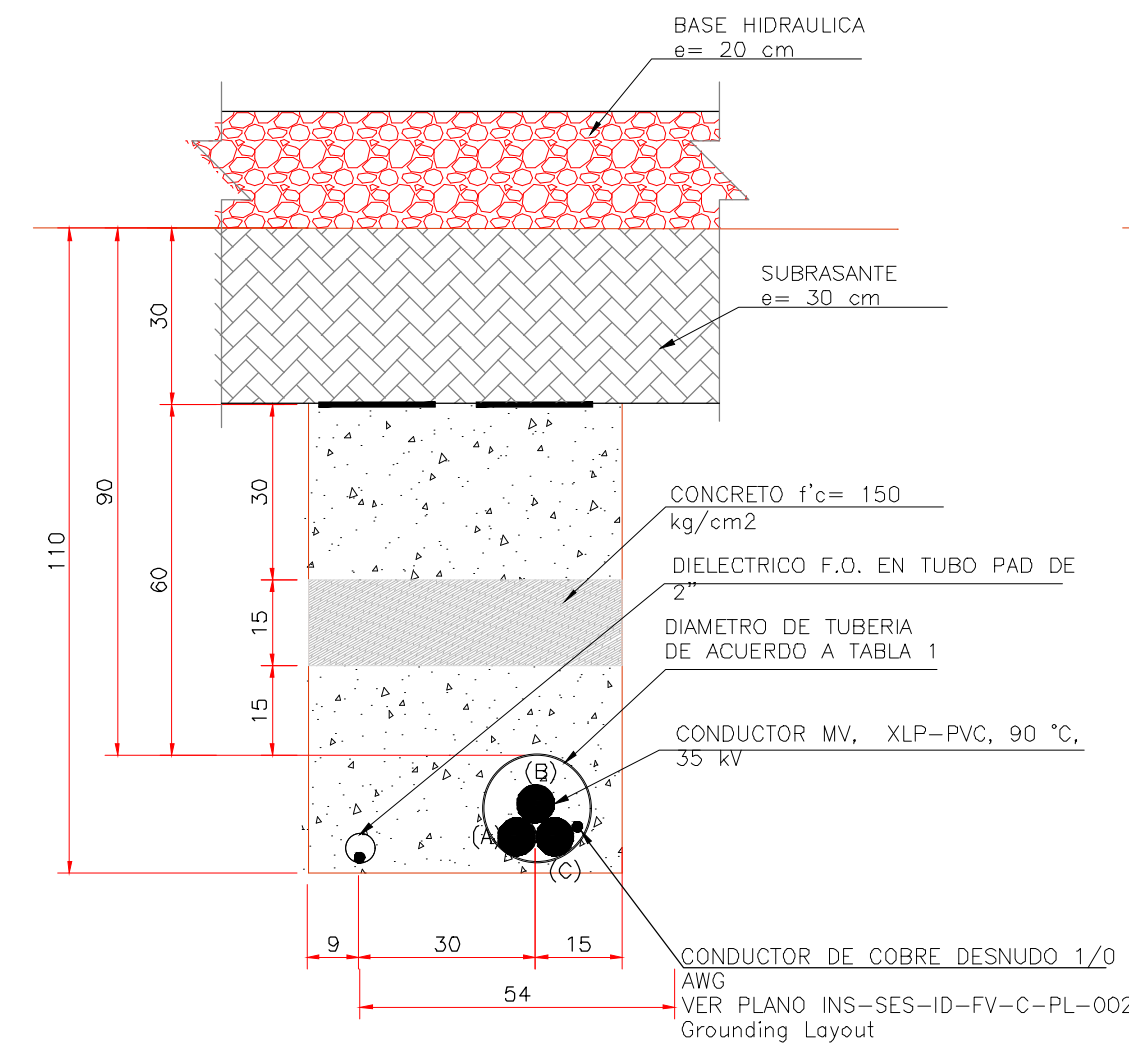
Denominación:	
Director de Proyectos: ING. ISMAEL ALBRNO PADILLA	Supervisión: ING. ARIEL MARTINEZ TELLEZ
Revisó: ING. ISMAEL ALBRNO PADILLA	Diseño: A. GONZALEZ
Dibujo No. PY-BUAP-009	Dibujo: A. GONZALEZ
Aco: 5/E.	Fecha: SEP. 2020
	Revisión: 0



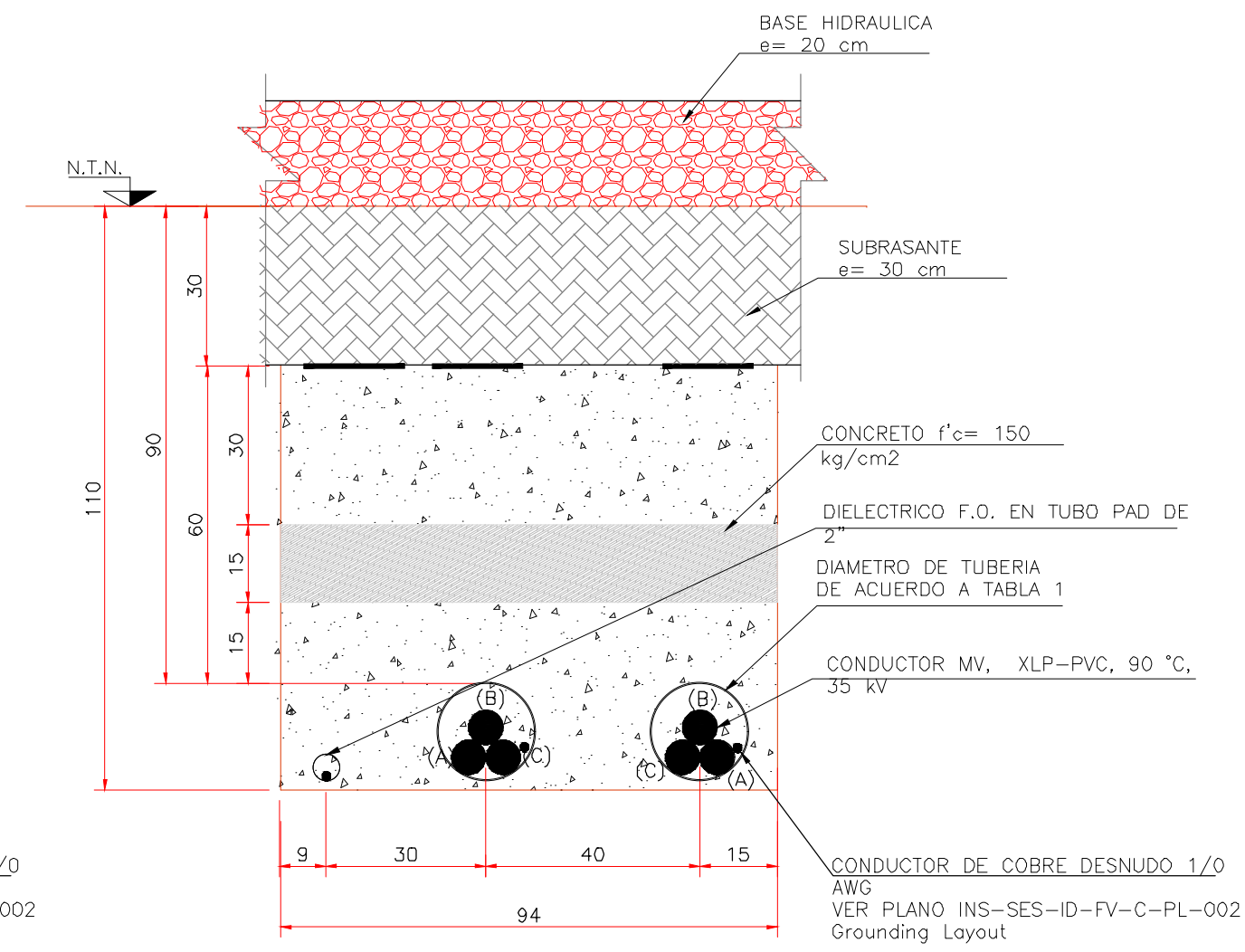
8 ZANJA TIPO 1 MV
MV1



9 ZANJA TIPO 2 MV
MV2



10 ZAJA MV TIPO 1
CRUCE VIAL



11 ZAJA MV TIPO 2
CRUCE VIAL

NUMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA

↑ NORTH



NOMBRE	FECHA	REV.	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION

Proyecto de Tesis:
DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW INTERCONECTADA AL SEP
 DETALLES DE SECCIONES DE CANALIZACIONES SUBTERRANEAS
 Denominación:
 Director de Proyectos: ING. ISMAEL ALBRNO PADILLA Supervisión: ING. ARIEL MARTINEZ TELLEZ
 Revisó: ING. ISMAEL ALBRNO PADILLA Diseñó: A. GONZALEZ Dibujó: A. GONZALEZ
 Dibujo No. PY-BUAP-0010 Acot: 5/E. Fecha: SEP. 2020 Revisión 0



CAPITULO V Análisis del sistema.

3.6 Análisis de zanjas de BT y MT.

Hay tres clasificaciones de ampacidad estandarizadas: estado estacionario, transitorio (o emergencia) y cortocircuito. Solamente las ampacidades de los conductores en estado estacionario se analizan en este documento para la configuración de zanja de 5 circuitos indicada en planos y diagramas, la cual resulta ser la más crítica por la cantidad de circuitos en paralelo.

El análisis térmico de los conductores en estado estable es una parte importante del diseño y análisis de un sistema de energía con cableado directamente enterrado como es nuestro caso ó cuando tenemos cableado instalado en bancos de ductos, tuberías o charolas.

Cuando se diseña un nuevo sistema en donde la resistividad térmica de terreno es alta o superior a las condiciones estándar indicadas en la Tabla 1 Ampacidad de conductores IEC 60364.5.52. la ampacidad se ve afectada por las condiciones ambientales que rodean a dicho conductor. Las tabas de la IEC 60364.2.52 están referenciadas a $2 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura de terreno y con temperatura máxima de operación del conductor de $90 \text{ }^\circ\text{C}$, con este análisis se determina la sección óptima de los conductores para transportar la energía de nuestro sistema con un factor de carga del 100% tomando en cuenta también otros factores como lo son: el tipo de aislamiento y espesor, sección transversal del conductor, tipo de material del conductor, configuración de conductor neutro concéntrico, tipo de cubierta, profundidad del circuito, cantidad de circuitos en paralelo y sus corrientes nominales de cada uno, así como también si existen fuentes externas de calor en paralelo con los circuitos a analizar.

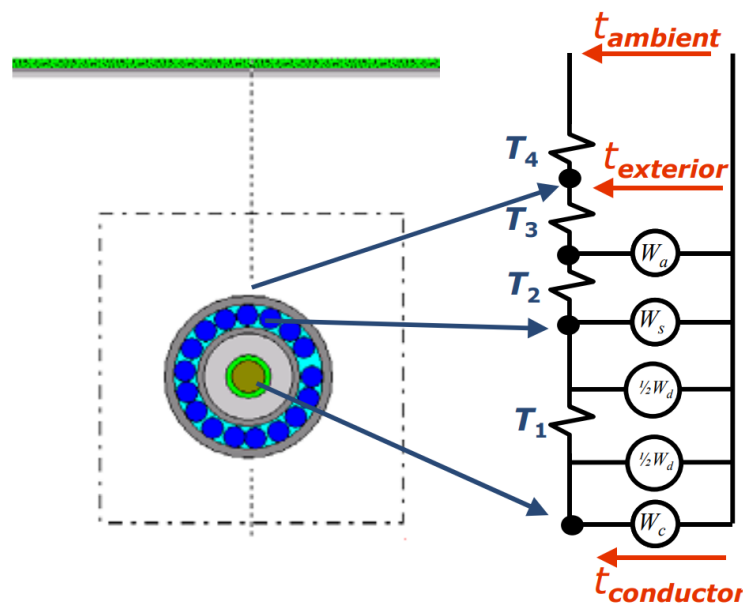


Ilustración 28 Diagrama esquemático de circuito térmico [14].



Donde:

W_c son las pérdidas en el conductor por efecto

W_d son las pérdidas en el dieléctrico

W_s son las pérdidas en el aislamiento

W_a son las pérdidas en el neutro concéntrico.

Tanto IEC e IEEE han adoptado métodos analíticos los cuales son utilizados por los softwares de uso industrial como CYMCAP o ETAP en su versión más reciente, en este documento utilizaremos el método IEC en el software ETAP 16.0 [15] el cual es un software de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia industrial, comercial y de empresas de suministro. Permite trabajar directamente desde el unifilar, además cuenta con una interface hombre-máquina interactiva y amigable desarrollada para software de análisis de sistemas de potencia, utiliza las más avanzadas técnicas de análisis de redes desarrolladas en el mundo en técnicas de computadoras. Se ha utilizado el modelo de análisis de zanjas (UGS underground System) que proporciona detalles sobre el diseño general del sistema subterráneo. Esto incluye propiedades globales como el tipo de suelo y la temperatura, la cual proporciona ampacidades de los conductores bajo las condiciones mencionadas.

Para la simulación se ha considerado Resistividad térmica de $2 \text{ K}^* \text{m/W}$, así como la temperatura del terreno $33.5 \text{ }^\circ\text{C}$ proporcionada a una profundidad de 0.9 m. sobre el nivel del suelo.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Tesis Aarón

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: CD

Page: 1
 Date: 09-28-2020
 SN: 4359168
 Revision: Base
 Study: Steady-State Temperature

Cable Data:

ID	Size	Rated kV	Current Amp	Individual		Conductor				Insulation		
				Growth Factor %	Load Factor %	No.	Type	Per Phase	Construction	Type	Thickness mm	Thermal R Ohm-m
Cable10	1000	2.000	304.80	100	100	1/C	AL	1	ConRnd-NT	XLPE	3.4	0.133
Cable11	1000	2.000	304.80	100	100	1/C	AL	1	ConRnd-NT	XLPE	3.4	0.133
Cable12	1000	2.000	304.80	100	100	1/C	AL	1	ConRnd-NT	XLPE	3.4	0.133
Cable18	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable19	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable20	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable21	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable22	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable23	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable24	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable25	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable26	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable27	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable38	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable39	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable40	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable41	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable42	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable43	12	2.000	12.17	100	100	1/C	CU	1	ConRnd-NT	XLPE	1.9	0.589
Cable8	1000	2.000	304.80	100	100	1/C	AL	1	ConRnd-NT	XLPE	3.4	0.133
Cable9	1000	2.000	304.80	100	100	1/C	AL	1	ConRnd-NT	XLPE	3.4	0.133

ID	Shielding			Sheath Type	Armor Type	End Connection*	Jacket		Rdc @ 25°C μOhm/m	Outside Diameter cm
	Status	Type	Thickness mm				Type	Thickness mm		
Cable10	None						NONE		59.19	3.38
Cable11	None						NONE		59.19	3.38
Cable12	None						NONE		59.19	3.38
Cable18	None						NONE		5511.81	0.60
Cable19	None						NONE		5511.81	0.60
Cable20	None						NONE		5511.81	0.60
Cable21	None						NONE		5511.81	0.60
Cable22	None						NONE		5511.81	0.60
Cable23	None						NONE		5511.81	0.60
Cable24	None						NONE		5511.81	0.60

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	09-28-2020
Contract:		SN:	4359168
Engineer:	Study Case: CD	Revision:	Base
Filename:	Tesis Aarón	Study:	Steady-State Temperature

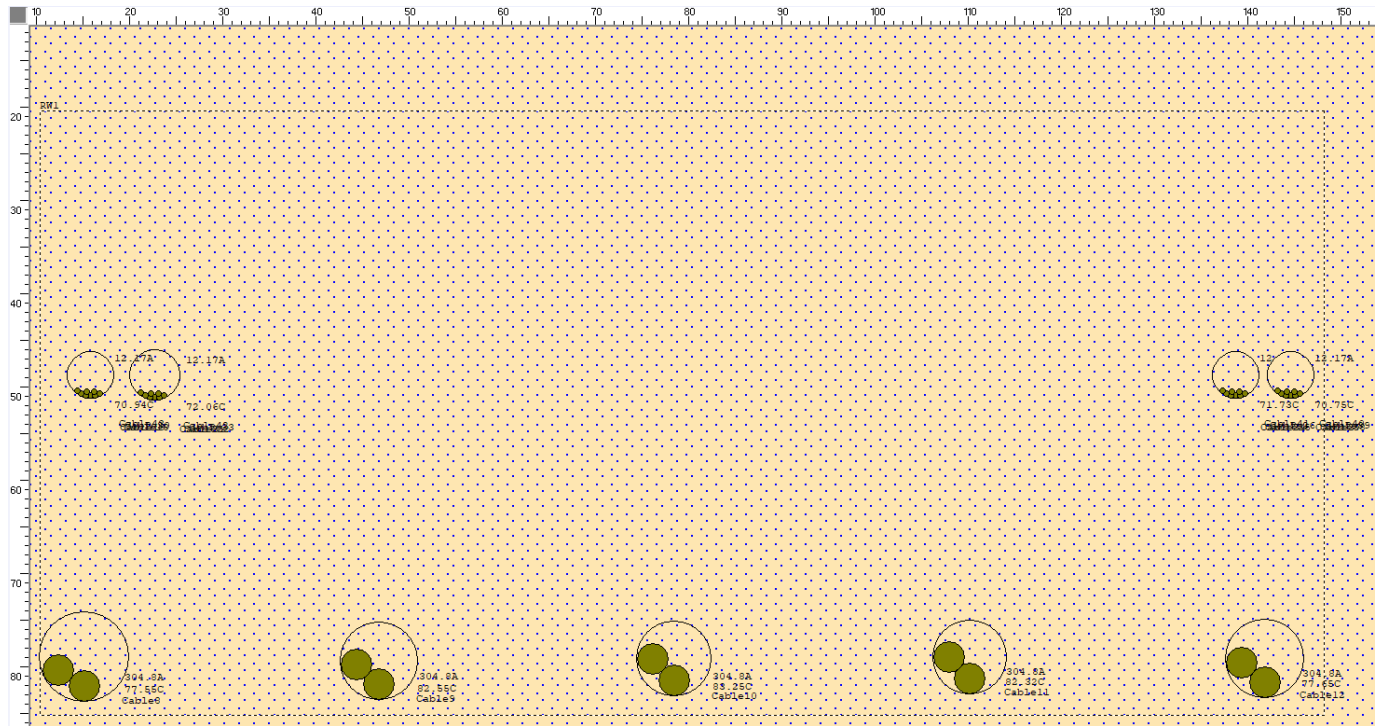
ID	Shielding			Sheath Type	Armor Type	End Connection*	Jacket		Rdc @ 25°C μOhm/m	Outside Diameter cm
	Status	Type	Thickness mm				Type	Thickness mm		
Cable25	None						NONE		5511.81	0.60
Cable26	None						NONE		5511.81	0.60
Cable27	None						NONE		5511.81	0.60
Cable38	None						NONE		5511.81	0.60
Cable39	None						NONE		5511.81	0.60
Cable40	None						NONE		5511.81	0.60
Cable41	None						NONE		5511.81	0.60
Cable42	None						NONE		5511.81	0.60
Cable43	None						NONE		5511.81	0.60
Cable8	None						NONE		59.19	3.38
Cable9	None						NONE		59.19	3.38

* End Connection is flagged as "Grounded" if any of the metallic layers (Shield/Sheath/Armor) is grounded at both ends.

Underground Cable Raceway Systems (RW1)

Direct Buried Raceway Data:

ID	Reference Distance		Dimension		Fill	RHO °C-cm/Watt	Number of Locations	Number of Cables	Average Distance Center-to-Center cm
	Horizontal cm	Vertical cm	Height cm	Width cm					
RW1	10.00	20.00	65.00	138.00	Sandy Dry	200.0	9	21	20.14



Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Tesis Aarón

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: CD

Page: 1
 Date: 09-28-2020
 SN: 4359168
 Revision: Base
 Study: Steady-State Temperature

Analysis Results (RWI)

No.	Cable ID	Conduit/Location ID	Conductor per Cable	Energized Conductor per Cable	Rdc @ Final Temp. μOhm/m	Dielectric Losses Watt/m	Yc	Ys	Conductor Losses Watt/m	Current Amp	Temp. °C
1	Cable10-1F	Loc4	1	1	72.81	0.004	0.081	0.000	7.312	304.80	83.25
2	Cable10-1R	Loc4	1	1	72.81	0.004	0.081	0.000	7.312	304.80	83.25
3	Cable11-1R	Loc3	1	1	72.59	0.004	0.081	0.000	7.293	304.80	82.32
4	Cable11-1F	Loc3	1	1	72.59	0.004	0.081	0.000	7.293	304.80	82.32
5	Cable12-1R	Loc2	1	1	71.50	0.004	0.084	0.000	7.199	304.80	77.65
6	Cable12-1F	Loc2	1	1	71.50	0.004	0.084	0.000	7.199	304.80	77.65
7	Cable18-1R	Loc8	1	1	6487.61	0.001	0.000	0.000	0.961	12.17	70.94
8	Cable18-1F	Loc8	1	1	6487.61	0.001	0.000	0.000	0.961	12.17	70.94
9	Cable19-1R	Loc8	1	1	6487.61	0.001	0.000	0.000	0.961	12.17	70.94
10	Cable19-1F	Loc8	1	1	6487.61	0.001	0.000	0.000	0.961	12.17	70.94
11	Cable20-1R	Loc8	1	1	6487.61	0.001	0.000	0.000	0.961	12.17	70.94
12	Cable20-1F	Loc8	1	1	6487.61	0.001	0.000	0.000	0.961	12.17	70.94
13	Cable21-1R	Loc7	1	1	6511.40	0.001	0.000	0.000	0.964	12.17	72.06
14	Cable21-1F	Loc7	1	1	6511.40	0.001	0.000	0.000	0.964	12.17	72.06
15	Cable22-1R	Loc7	1	1	6511.41	0.001	0.000	0.000	0.964	12.17	72.06
16	Cable22-1F	Loc7	1	1	6511.41	0.001	0.000	0.000	0.964	12.17	72.06
17	Cable23-1F	Loc7	1	1	6511.41	0.001	0.000	0.000	0.964	12.17	72.06
18	Cable23-1R	Loc7	1	1	6511.41	0.001	0.000	0.000	0.964	12.17	72.06
19	Cable24-1F	Loc6	1	1	6504.38	0.001	0.000	0.000	0.963	12.17	71.73
20	Cable24-1R	Loc6	1	1	6504.38	0.001	0.000	0.000	0.963	12.17	71.73
21	Cable25-1F	Loc6	1	1	6504.38	0.001	0.000	0.000	0.963	12.17	71.73
22	Cable25-1R	Loc6	1	1	6504.38	0.001	0.000	0.000	0.963	12.17	71.73
23	Cable26-1F	Loc6	1	1	6504.38	0.001	0.000	0.000	0.963	12.17	71.73
24	Cable26-1R	Loc6	1	1	6504.38	0.001	0.000	0.000	0.963	12.17	71.73
25	Cable27-1F	Loc9	1	1	6483.49	0.001	0.000	0.000	0.960	12.17	70.75
26	Cable27-1R	Loc9	1	1	6483.49	0.001	0.000	0.000	0.960	12.17	70.75
27	Cable38-1F	Loc9	1	1	6483.49	0.001	0.000	0.000	0.960	12.17	70.75
28	Cable38-1R	Loc9	1	1	6483.49	0.001	0.000	0.000	0.960	12.17	70.75
29	Cable39-1F	Loc9	1	1	6483.49	0.001	0.000	0.000	0.960	12.17	70.75
30	Cable39-1R	Loc9	1	1	6483.49	0.001	0.000	0.000	0.960	12.17	70.75
31	Cable40-1F	Loc9	1	1	6483.49	0.001	0.000	0.000	0.960	12.17	70.75
32	Cable40-1R	Loc9	1	1	6483.49	0.001	0.000	0.000	0.960	12.17	70.75
33	Cable41-1F	Loc6	1	1	6504.38	0.001	0.000	0.000	0.963	12.17	71.73
34	Cable41-1R	Loc6	1	1	6504.38	0.001	0.000	0.000	0.963	12.17	71.73
35	Cable42-1F	Loc7	1	1	6511.41	0.001	0.000	0.000	0.964	12.17	72.06
36	Cable42-1R	Loc7	1	1	6511.41	0.001	0.000	0.000	0.964	12.17	72.06

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	09-28-2020
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	Tesis Aarón	Study:	Steady-State Temperature

Analysis Results (RW1)

No.	Cable ID	Conduit/Location ID	Conductor per Cable	Energized Conductor per Cable	Rdc @ Final Temp. μOhm/m	Dielectric Losses Watt/m	Yc	Ys	Conductor Losses Watt/m	Current Amp	Temp. °C
37	Cable43-1R	Loc8	1	1	6487.61	0.001	0.000	0.000	0.961	12.17	70.94
38	Cable43-1F	Loc8	1	1	6487.61	0.001	0.000	0.000	0.961	12.17	70.94
39	Cable8-1R	Loc1	1	1	71.47	0.004	0.084	0.000	7.197	304.80	77.55
40	Cable8-1F	Loc1	1	1	71.47	0.004	0.084	0.000	7.197	304.80	77.55
41	Cable9-1F	Loc5	1	1	72.64	0.004	0.081	0.000	7.298	304.80	82.55
42	Cable9-1R	Loc5	1	1	72.64	0.004	0.081	0.000	7.298	304.80	82.55

Yc = Increment of AC/DC resistance ratio due to AC current skin and proximity effect

Ys = Increment of AC/DC resistance ratio due to losses of circulation and eddy current effect in shield, sheath and armor

Los análisis de esta sección se han realizado con ETAP ver 16 que es una herramienta computacional ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia industrial, comercial y de empresas de suministro. Permite trabajar directamente desde el unifilar, además cuenta con una interface hombre-máquina interactiva y amigable desarrollada para software de análisis de sistemas de potencia, utiliza las más avanzadas técnicas de análisis de redes desarrolladas en el mundo en técnicas de computadoras

4.1 Flujo de potencia.

De acuerdo al diagrama unifilar del parque fotovoltaico de 100 MW, el cual cuenta con 4 circuitos de 25 MVA de potencia cada uno y uno de 7.5 MVA que realizará la compensación de pérdidas en el parque, cada circuito tiene 5 centros de transformación de energía o Power Conversion Unit - PCS en un nivel de tensión de 34.5 KV, los cuales evacuan la energía al SEP en una tensión de 230 KV en la subestación Ticul II ubicada a 7.1 km por medio de un transformador elevador 34.5/230 kV de 66/88/110 MVA.

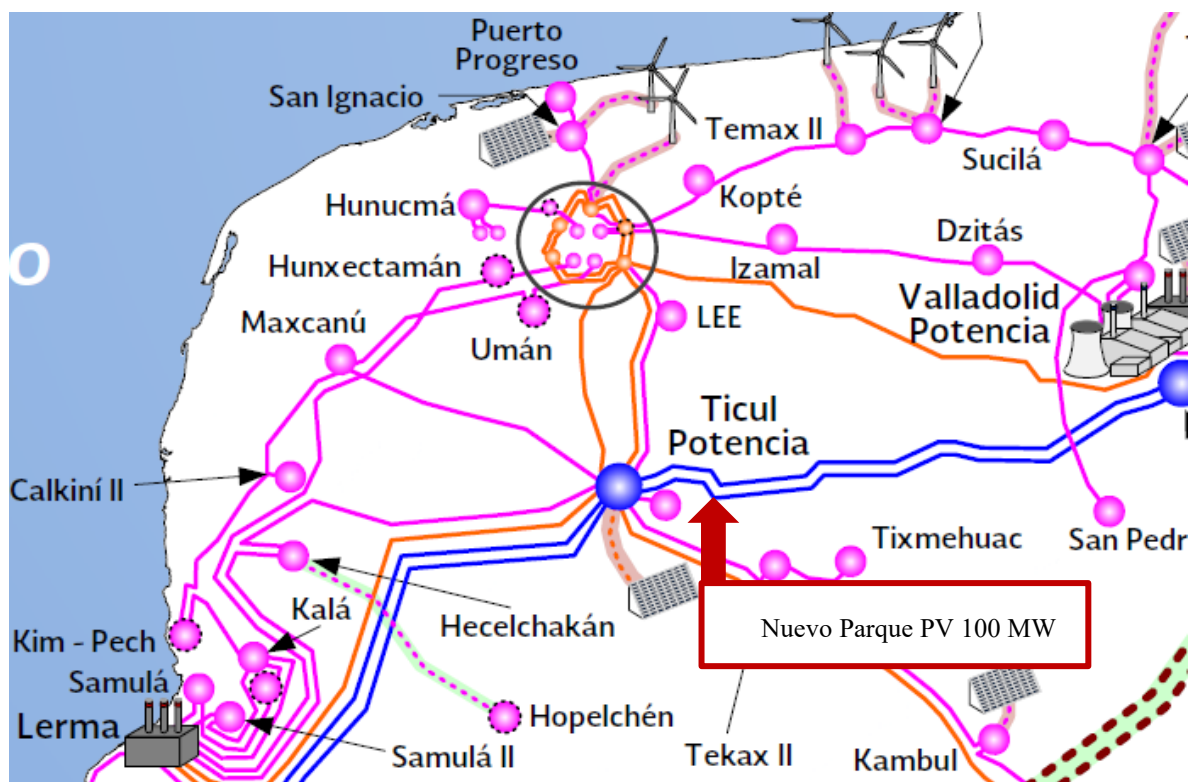


Ilustración 29 Localización del parque fotovoltaico de 100 MW. [16]

4.1.1 Inversores Fotovoltaicos

Los inversores fotovoltaicos operarán dentro de su curva de capacidad con la que han sido diseñados mostrados a continuación:

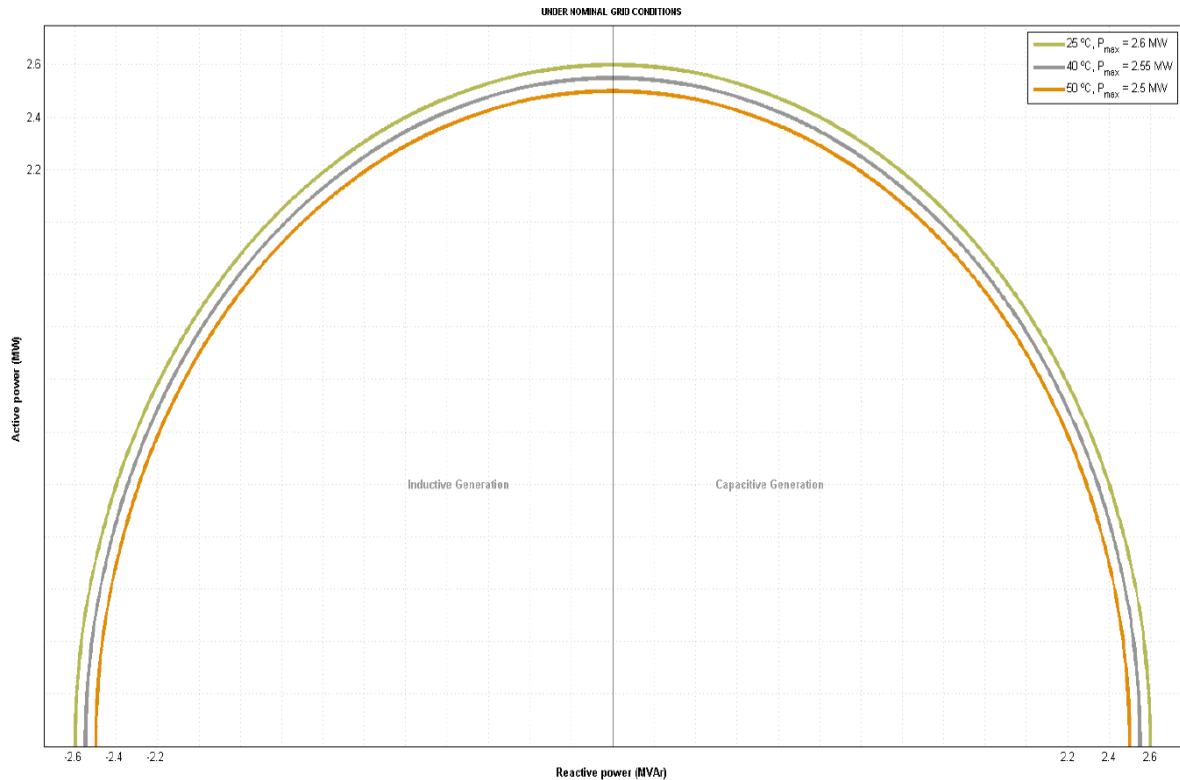


Ilustración 30 Curva de Capacidad inversor E 2.5 MVA.

AC OUTPUT INVERTER	
Number of phases	3
Nominal AC Power (50°C)	2500 kVA
Nominal AC Power (40°C)	2550 kVA
Nominal AC Power (25°C)	2600 kVA
Nominal AC Voltage	Up to 34.5 kV with external transformer
Voltage allowance range	-10% / 10%
Frequency Range	47,5...53/57...63 Hz
Power Factor	Any
THD of AC current	<3%@Sn
Maximum AC current	2300 A
EFFICIENCY	
Max. Efficiency	99,0%
Euro-efficiency	98,8%
Stand-by power consumption	< 200 W

Ilustración 31 valores nominales de generación del Inversor FV E2.5 GAMESA.



Para efectos de simulación se ha considerado la operación de los inversores a temperatura máxima normal mensual de 40 °C como se indica en el subcapítulo 3.1.2 Datos Climatológicos, la cual coincide como la peor condición de operación del sistema, que podría reflejar la demanda de los sistemas de enfriamiento utilizados en verano en la península, además de un mayor aumento de pérdidas eléctricas debidas al incremento de temperatura de conductores y el aumento de corriente en el sistema.

	Potencia generada por		Potencia generada del		FP
	MW	MVAR	MW	MVAR	
Entregando 100 a 33.5 °C	2.45	0.78	105.39	33.54	0.95±
Entregando 105 a 40 °C	2.55	0	109.65	0	0

Ilustración 32 Valores de Potencia nominales de operación de Inversor E 2.5 GAMESA.

4.1.2 Transformadores.

Los transformadores elevadores tanto el principal como los step-up ubicados en cada centro de transformación se han modelado con las siguientes características, siendo todos los transformadores step-up similares.

Descripción	Potencia	Potencia Nominal [MVA]	Tension nominal		Impedancia		Pérdidas		Grupo Vectorial
			Primario [kV]	Secundario [kV]	Sec (+)	Sec (0)	Con Carga [kW]	Sin Carga [kW]	
Transformador principal	T1	66	34.5	220	9	7.65	400	75	D1Y11Y11
Transformador Elevador en PCS	TRX	2.5	0.6	34.5	5.75	4.89	12.716	3.088	D1Y11Y11

Ilustración 33 Características técnicas de los transformadores elevadores del sistema.

4.1.3 Línea de transmisión

Se ha considerado evacuar la energía del parque por medio de una línea de alta tensión en 230 KV con una distancia aproximada 7.1 Km instalada en poste de 36.55 m conocida como 2220 SM con conductor por fase de calibre 266.8 ACSR PATRIDGE con distancias entre fases y a tierra con fase A de 6.0 m verticales.

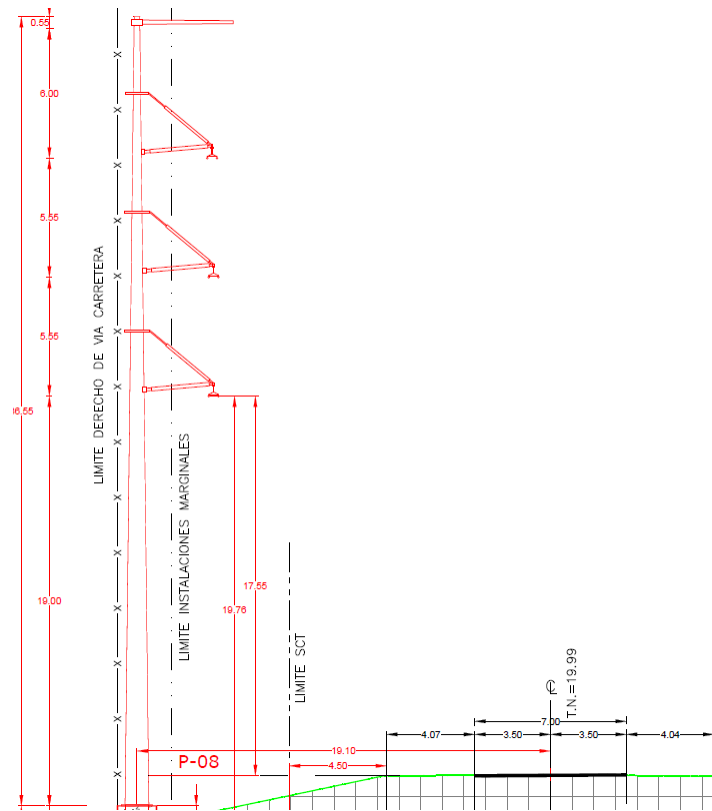


Ilustración 34 Ubicación de poste de alta tensión para la conexión del parque.

El hilo de guarda que se utilizará en el sistema de alta tensión será del calibre 7#8, conductor de aluminio con refuerzo de acero,

4.1.4 Bus colectores

Los circuitos colectores se han considerado con cable de aluminio con aislamiento XLP-TR directamente enterrados en arreglo trébol como se indica en diagrama unifilar y detalles de zanjas en el los parámetros de los conductores se han considerado de la base de datos de cables del software ETAP 16.0 de la marca PRISMIAN.

4.1.5 Análisis de flujo de potencia.

Se consideró en este modelo una variación de $\pm 5\%$ de la tensión nominal del Sistema Eléctrica de Potencia y un requerimiento de potencia reactiva ± 5 P.U. o a un rango Q/Pmáx constante de ± 0.33 hasta una potencia activa de 0.5 P.U. Para potencias activas menores a 0.5 P.U., el requerimiento de potencia reactiva disminuye desde ± 0.33 hasta cero con la pendiente que se muestra en la Ilustración 30 Ilustración 30 Requerimiento de potencia de una central síncrona.. La zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible no deberá limitarse.

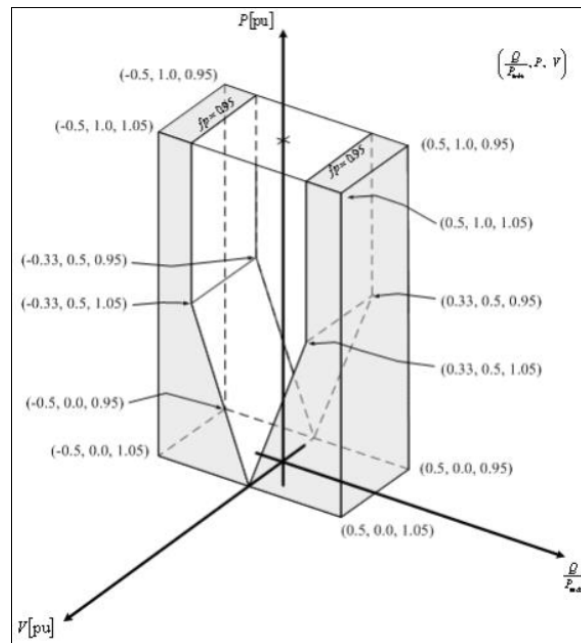


Ilustración 35 Requerimiento de potencia de una central síncrona.

Por lo tanto, se analizarán las siguientes condiciones de operación al 100% de su capacidad potencia comprometida a una temperatura máxima de 40 °C en operación normal.

Estudio	Energía entregada en POI				Temp °C
	MW	MVAR	FP	KV [PU]	
LF 01	100.000	-33.000	0.950	0.95	40
LF 02	100.000	-33.000	0.950	1.00	40
LF 03	100.000	-33.000	0.950	1.05	40
LF 04	100.000	0.000	1.000	0.95	40
LF 05	100.000	0.000	1.000	1.00	40
LF 06	100.000	0.000	1.000	1.05	40
LF 07	100.000	33.000	0.950	0.95	40
LF 08	100.000	33.000	0.950	1.00	40
LF 09	100.000	33.000	0.950	1.05	40

Tabla 5 Condiciones de simulación de flujos de potencia.



4.1.6 Resultados

Se analizaron los 9 casos en donde la planta debe entregar el 100% de su capacidad de generación en MW con 0.95, 1.0 y 1.05 de nivel tensión en P.U., con un FP igual a 0.95, 1.00 y -0.95 al SEP en el punto de entrega (POI) bajo los criterios de la Tabla 5 Condiciones de simulación de flujos de potencia. los cuales se observa que para los escenarios LF 07, LF 08 y LF 09 no se cumple con requerimiento de potencia reactiva de 33 MVAR ó 0.95 FP por lo que se recomienda instalar un reactancia Shunt regulable de 7 MVAR

Estudio	Energía por Inversor				Energía por Generador			Temp °C	Energía entregada en POI			
	MW	MVAR	FP	MVA	MW	MVAR	FP		MW	MVAR	FP	V
LF 01	2.375	-0.459	0.982	2.419	102.13	-19.74	0.982	40	100.50	-33.00	-0.950	0.95
LF 02	2.375	-0.492	0.979	2.425	102.13	-21.16	0.979	40	100.70	-33.00	-0.950	1.00
LF 03	2.375	-0.522	0.977	2.432	102.13	-22.45	0.977	40	100.80	-33.00	-0.950	1.05
LF 04	2.375	0.275	0.993	2.391	102.13	11.83	0.993	40	100.50	0.01	1.000	0.95
LF 05	2.375	0.240	0.995	2.387	102.13	10.32	0.995	40	100.60	-0.16	1.000	1.00
LF 06	2.375	0.217	0.996	2.385	102.13	9.33	0.996	40	100.70	0.02	1.000	1.05
LF 07	2.375	0.916	0.933	2.546	102.13	39.39	0.933	40	100.60	26.70	0.967	0.95
LF 08	2.375	0.916	0.933	2.546	102.13	39.39	0.933	40	100.70	28.10	0.963	1.00
LF 09	2.375	0.916	0.933	2.546	102.13	39.39	0.933	40	100.90	29.20	0.961	1.05

Tabla 6 Resultados de Simulaciones.

Se realizó el análisis de pérdidas eléctrica del sistema para el caso base que consta de la siguiente configuración FP=1.0 y 1 P.U. en voltaje. Se observa en la Tabla 7 Pérdidas eléctricas en los conductores., que la mayor cantidad de energía pérdida en conductores está relacionada con los conductores de mayor longitud en el parque, las cuales son las secciones de la barra de la subestación de media tensión al primer transformador de cada circuito identificado con el tag 28, 33, 3 y 13., sin embargo el 60% de la energía en KW pérdidas está relacionado al bus colector y el 40% restante está asociada da la línea de transmisión que llega al POI.

El resultado del análisis de pérdidas en los transformadores detalla que el 58% del conjunto de pérdidas está relacionada al transformador principal



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”

	From-To Bus Flow		Losses FP 1.0 - V=1.0 [P.U.]			
	MW	Mvar	kW	%	kvar	%
Cable28	-23.578	-1.333	82.986	15%	87.093	0.147
Cable33	-23.621	-1.375	39.274	7%	41.217	0.069
Cable1	-2.359	-0.081	1.084	0%	0.817	0.001
Cable2	7.098	0.371	5.419	1%	4.083	0.007
Cable3	-23.485	-1.243	176.304	31%	185.029	0.311
Cable13	-23.533	-1.290	127.489	22%	133.798	0.225
Cable4	-18.922	-1.136	18.791	3%	19.721	0.033
Cable5	-14.202	-0.863	8.216	1%	9.444	0.016
Cable6	-9.471	-0.580	5.909	1%	4.925	0.008
Cable7	-4.738	-0.292	1.694	0%	1.276	0.002
Cable14	-18.922	-1.133	18.873	3%	19.807	0.033
Cable15	4.739	0.292	1.701	0%	1.282	0.002
Cable16	9.477	0.583	5.935	1%	4.946	0.008
Cable17	14.210	0.870	8.252	1%	9.485	0.016
Cable29	-18.921	-1.129	18.954	3%	19.892	0.033
Cable30	-14.201	-0.858	8.287	1%	9.526	0.016
Cable31	4.739	0.292	1.708	0%	1.287	0.002
Cable32	9.476	0.582	5.960	1%	4.967	0.008
Cable34	-18.921	-1.126	19.027	3%	19.969	0.034
Cable35	4.739	0.291	1.715	0%	1.292	0.002
Cable36	9.476	0.580	5.983	1%	4.986	0.008
Cable37	14.209	0.866	8.319	1%	9.563	0.016
Totales			571.881	100%	594.405	100%

Tabla 7 Pérdidas eléctricas en los conductores.

	From-To Bus Flow		Losses FP 1.0 - V=1.0 [P.U.]	
	MW	Mvar	kW	kvar
Line1	-100.610	0.162	356.032	-442.350

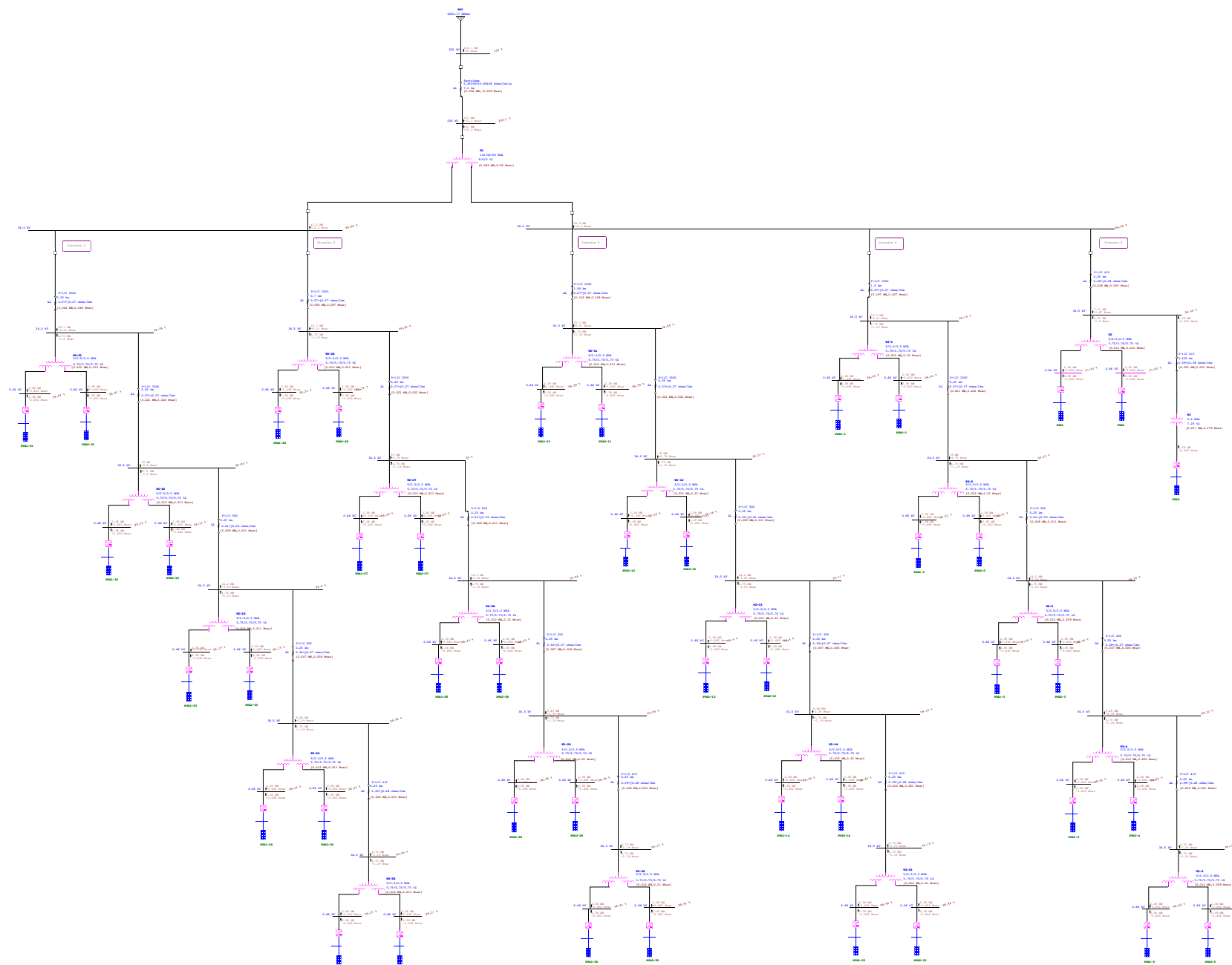


“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”

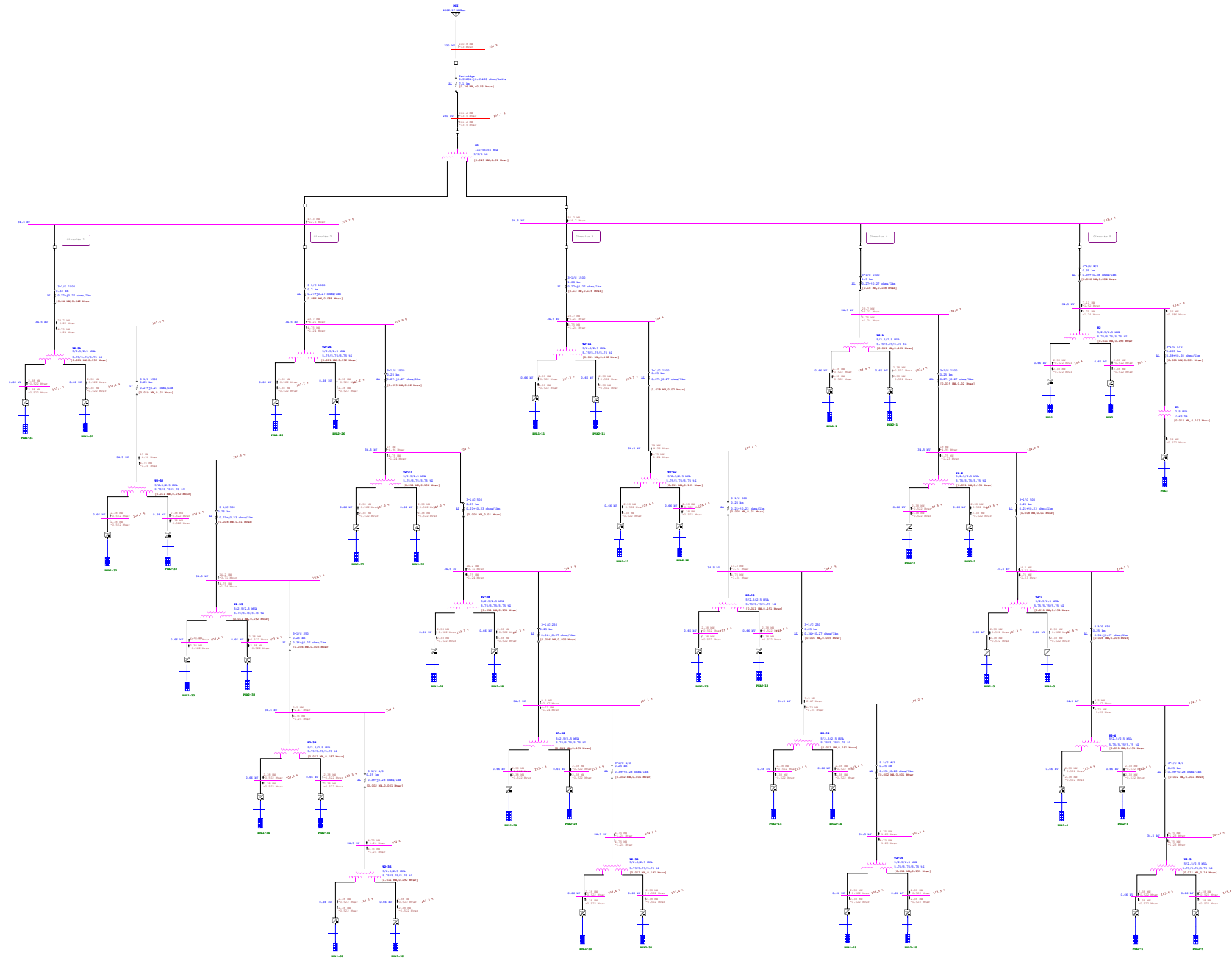
	<u>From-To Bus Flow</u>		<u>Losses</u> <u>FP 1.0 - V=1.0 [P.U.]</u>			
	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>kW</u>	<u>%</u>	<u>kvar</u>	<u>%</u>
T1	-100.966	0.605	343.214	58%	6,212.170	60%
T2	-4.739	-0.289	11.013	2%	190.530	2%
T3	2.375	0.240	14.801	3%	157.925	2%
T2-1	-4.739	-0.292	10.859	2%	187.866	2%
T2-2	-4.739	-0.293	10.837	2%	187.475	2%
T2-3	-4.739	-0.293	10.823	2%	187.246	2%
T2-4	-4.739	-0.293	10.809	2%	187.004	2%
T2-5	-4.739	-0.293	10.801	2%	186.866	2%
T2-11	-4.739	-0.291	10.907	2%	188.682	2%
T2-12	-4.739	-0.292	10.884	2%	188.288	2%
T2-13	-4.739	-0.292	10.870	2%	188.057	2%
T2-14	-4.739	-0.292	10.856	2%	187.813	2%
T2-15	-4.739	-0.292	10.848	2%	187.674	2%
T2-26	-4.739	-0.291	10.953	2%	189.495	2%
T2-27	-4.739	-0.291	10.930	2%	189.097	2%
T2-28	-4.739	-0.291	10.917	2%	188.864	2%
T2-29	-4.739	-0.291	10.903	2%	188.618	2%
T2-30	-4.739	-0.292	10.895	2%	188.477	2%
T2-31	-4.739	-0.290	10.996	2%	190.231	2%
T2-32	-4.739	-0.290	10.973	2%	189.830	2%
T2-33	-4.739	-0.290	10.959	2%	189.596	2%
T2-34	-4.739	-0.291	10.945	2%	189.347	2%
T2-35	-4.739	-0.291	10.937	2%	189.206	2%
Totales			586.932	100%	10,330.356	100%

Tabla 8 Pérdidas eléctricas en los transformadores.

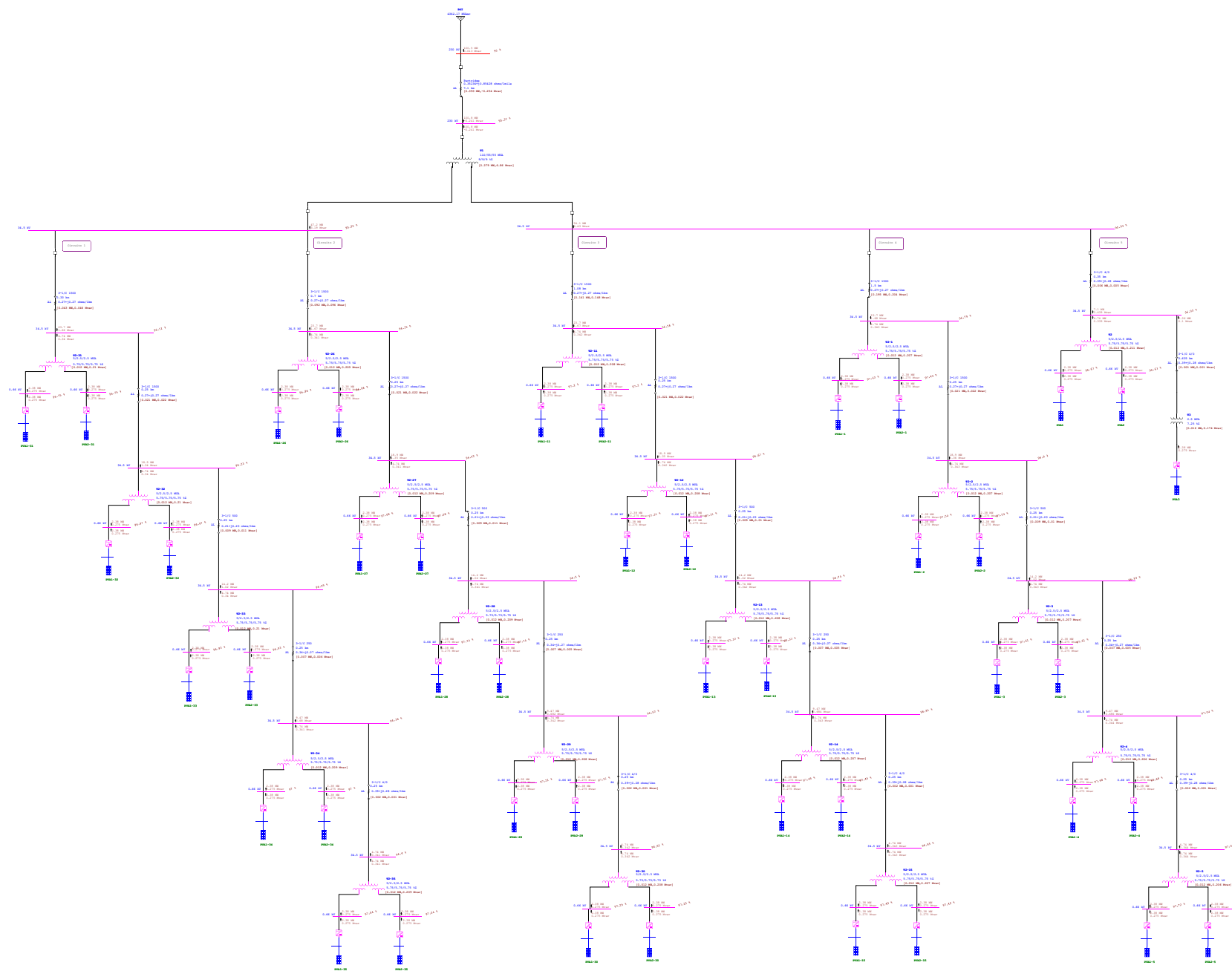
One-Line Diagram - OLV2 (Load Flow Analysis)



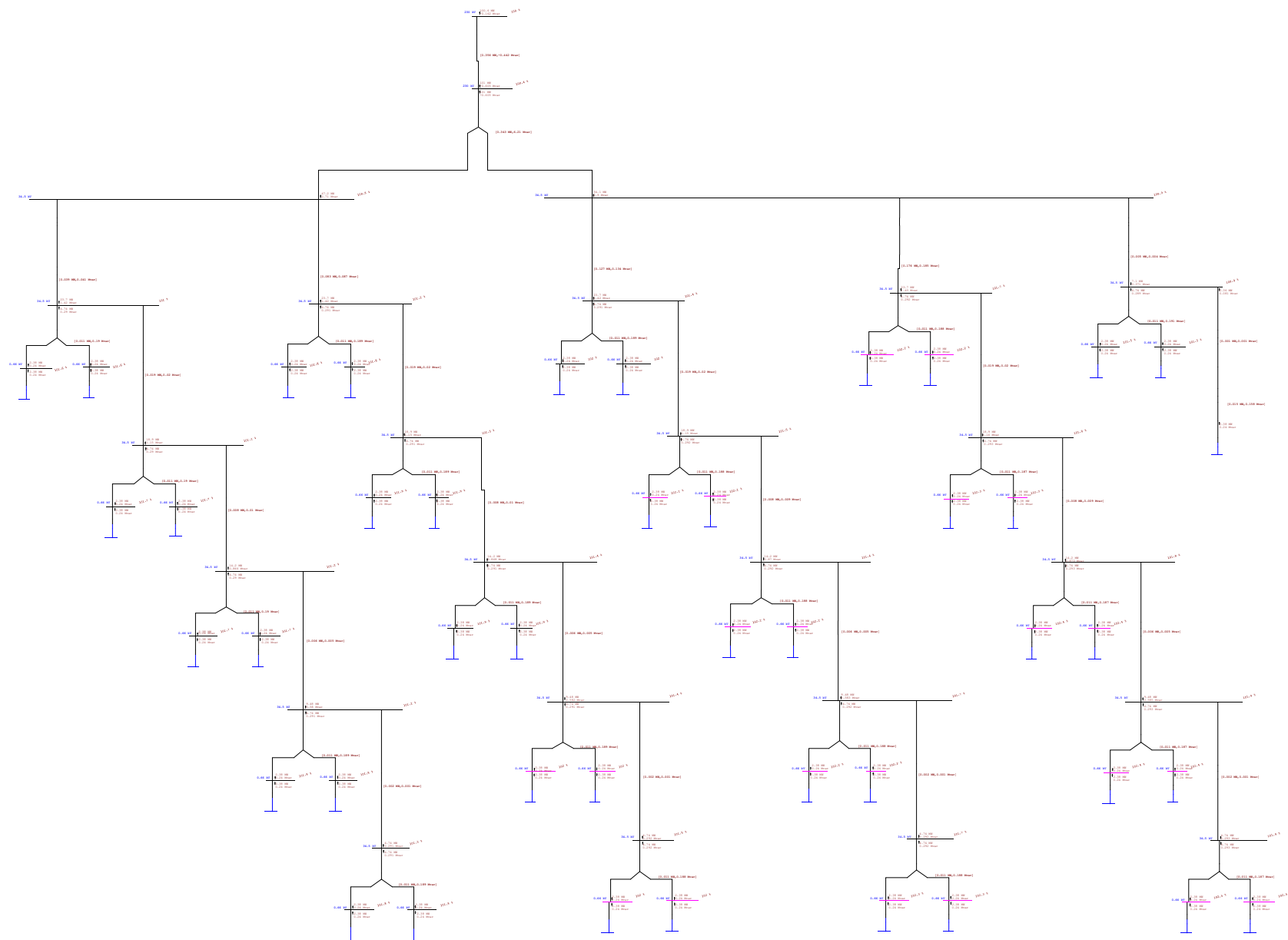
One-Line Diagram - OLV2 (Load Flow Analysis)



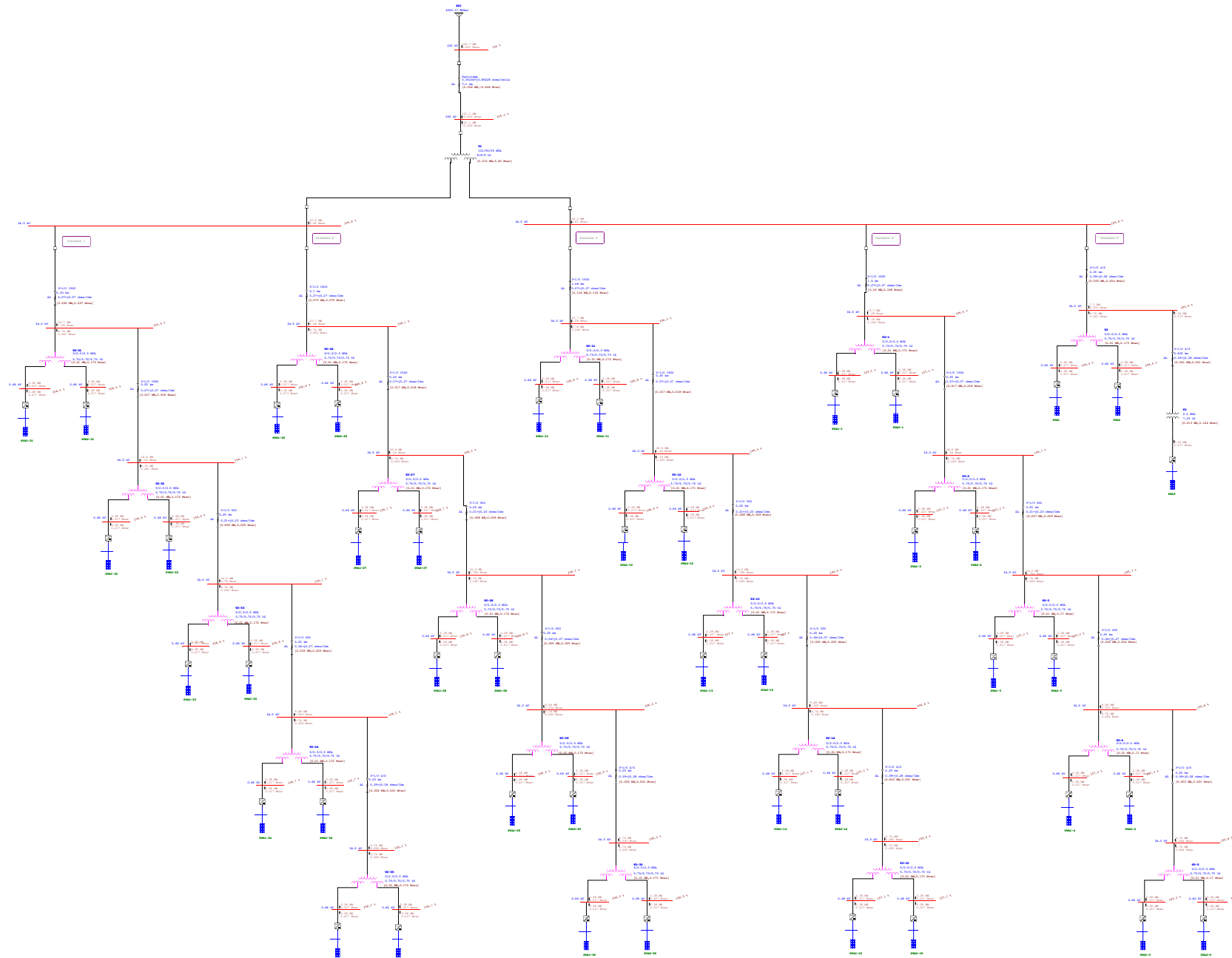
One-Line Diagram - OLV2 (Load Flow Analysis)



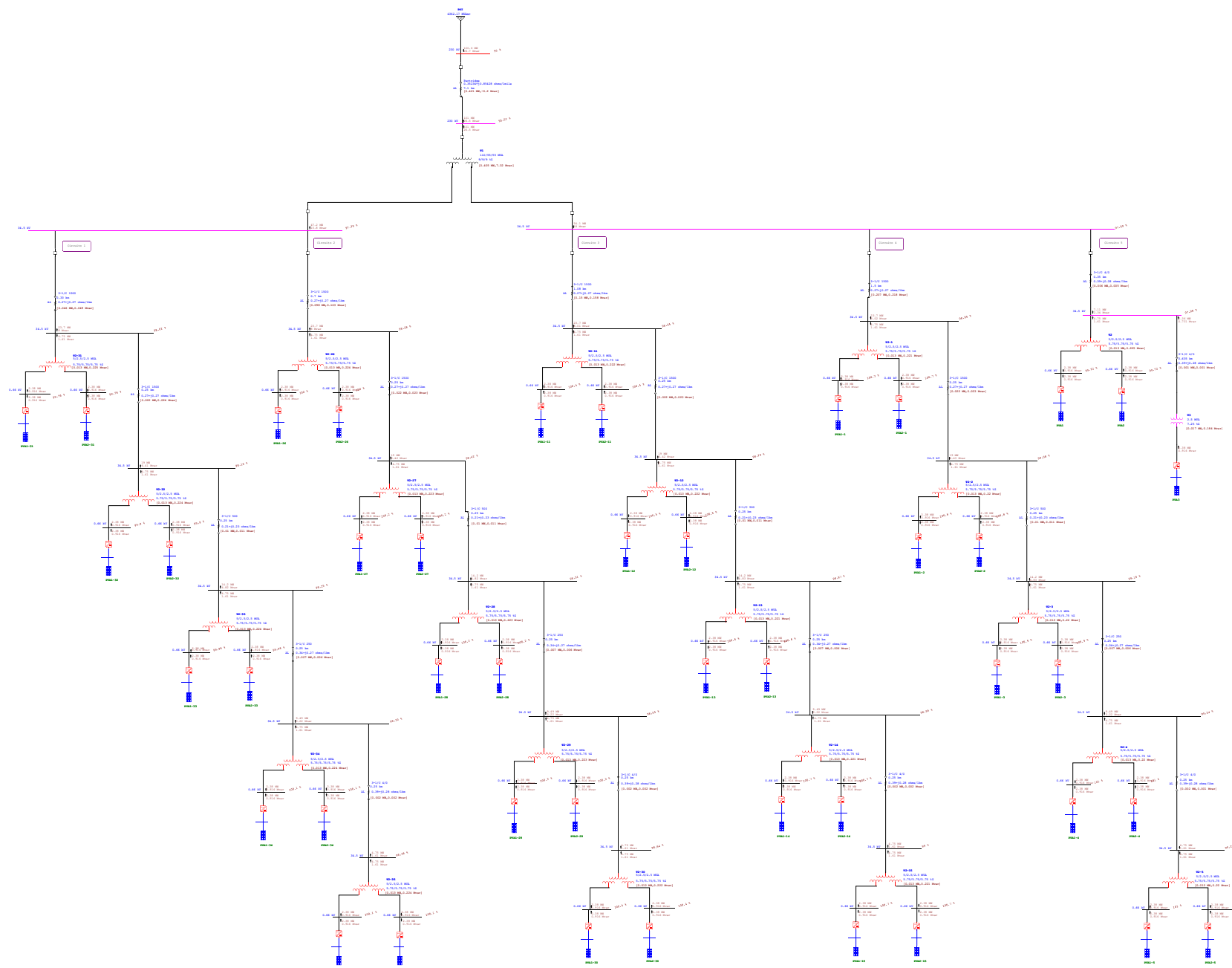
One-Line Diagram - OLV2 (Load Flow Analysis)



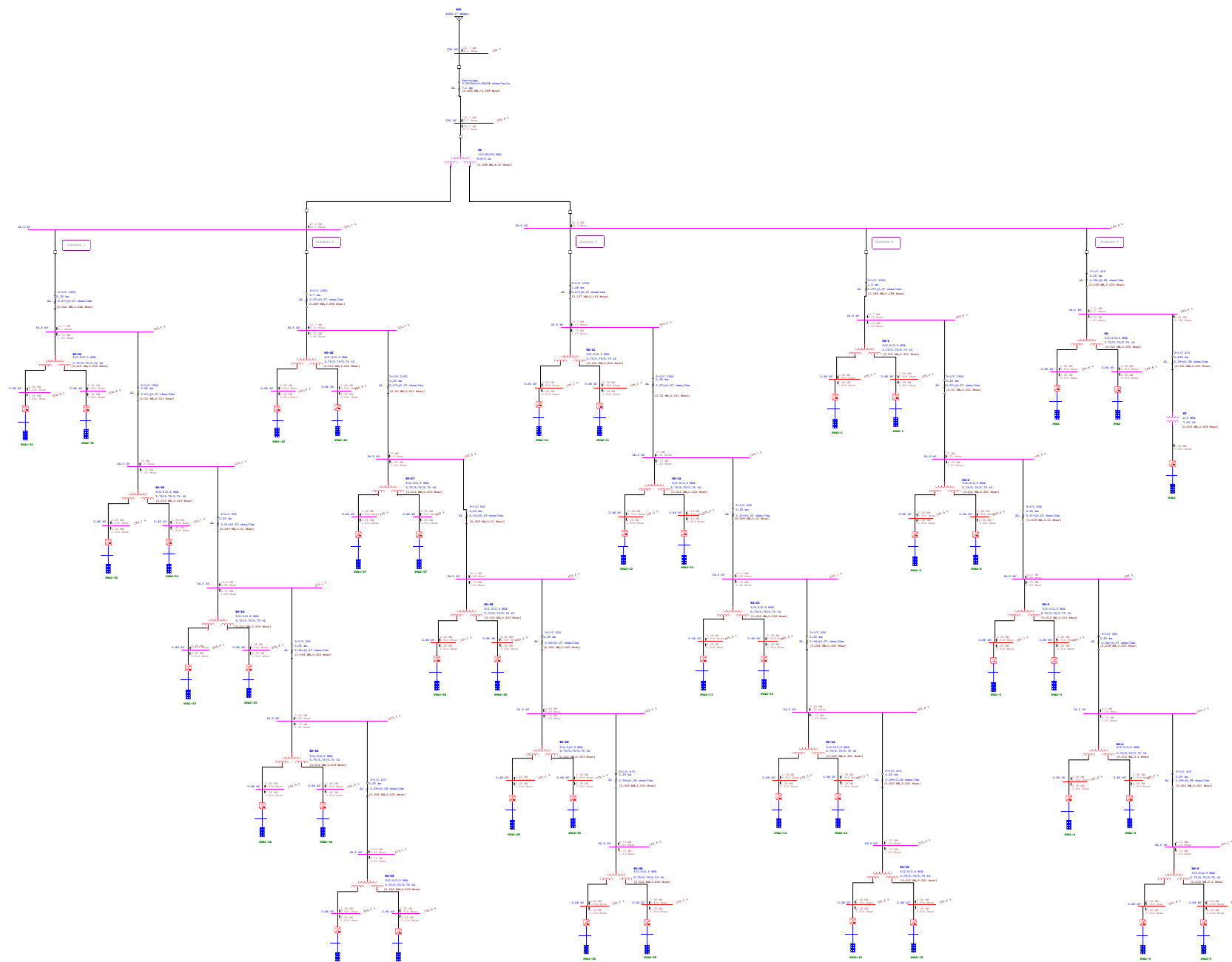
One-Line Diagram - OLV2 (Load Flow Analysis)



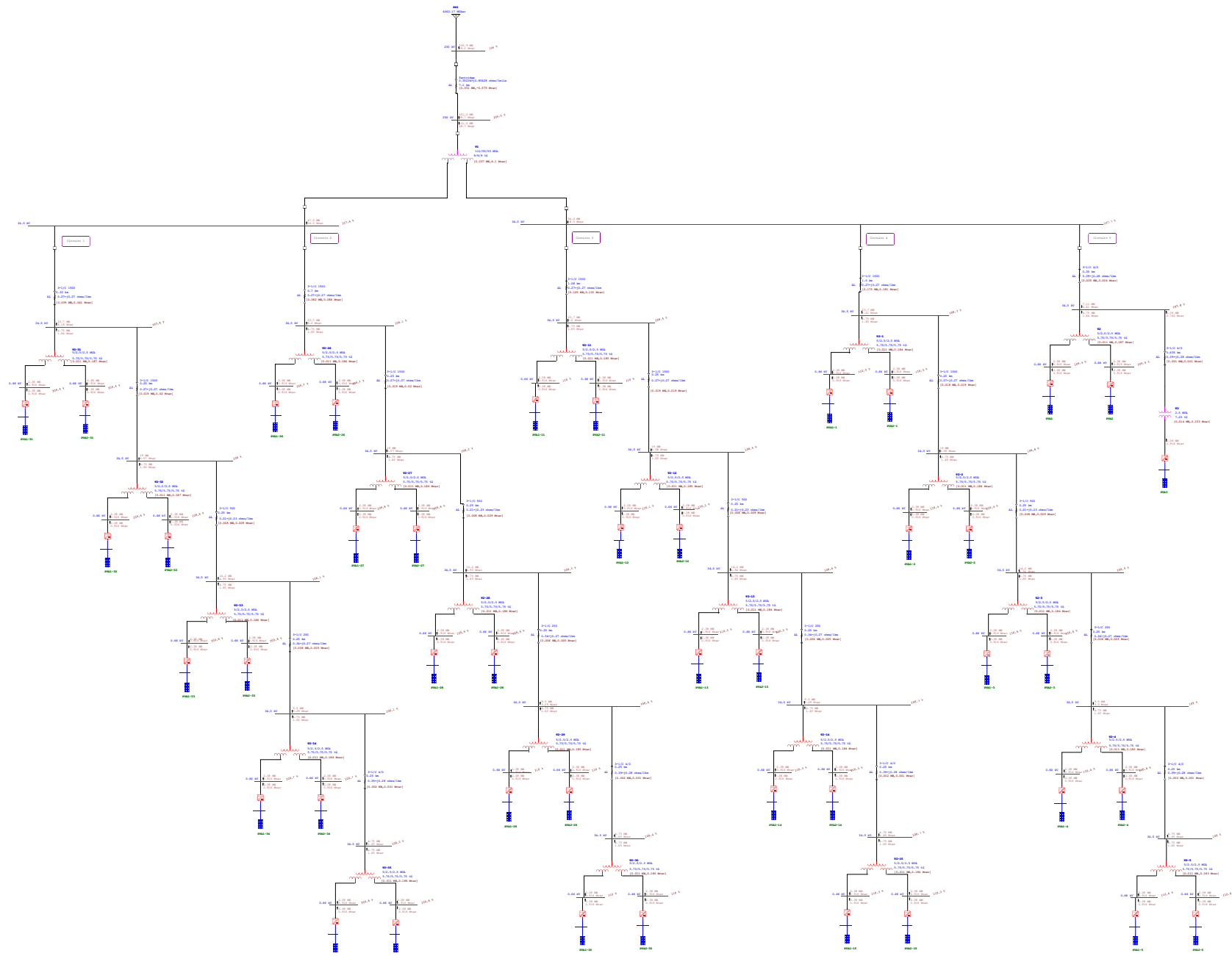
One-Line Diagram - OLV2 (Load Flow Analysis)



One-Line Diagram - OLV2 (Load Flow Analysis)



One-Line Diagram - OLV2 (Load Flow Analysis)





4.2 Cortocircuito.

El objetivo de este estudio es calcular los valores máximos de corriente de cortocircuito utilizados para seleccionar la capacidad interruptiva de los interruptores y dispositivos de protección localizados en el sistema, evaluar capacidad de los componentes del sistema para resistir esfuerzos mecánicos y térmicos, así como, determinar la coordinación tiempo -corriente de los relevadores de protección, asegurando así la mínima interrupción y evitando daños a los equipos. Es decir, permite obtener y evaluar los valores de las corrientes que deben interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se interrumpe la circulación de corriente.

Una instalación eléctrica está preparada para soportar un corto circuito cuando sus elementos cumplen con las siguientes condiciones:

- Robustez suficiente para soportar los esfuerzos mecánicos de la máxima corriente posible
- Capacidad de los conductores para soportar los esfuerzos térmicos de la corriente más alta que pueda presentarse
- Rapidez de respuesta coordinada de acuerdo al esquema de protección seleccionado
- Capacidad de los interruptores para soportar la corriente del arco.

En el análisis de las condiciones de falla en un estudio de corto circuito, se deben considerar algunos aspectos como:

- Seleccionar el lugar o punto de la instalación donde se requiere conocer el nivel de la falla.
- Establecer el modelo eléctrico.

4.2.1 Generalidades del estudio de cortocircuito.

La IEC reconoce cuatro tipos de esfuerzos que originan cuatro cálculos de corriente de falla:

Corriente de cortocircuito inicial $I''k$

Corriente de cortocircuito pico I_p

Corriente de cortocircuito Breaking (Interruptiva) I_b

Corriente de falla de estado estable I_k .

La IEC 60909 (2001) proporciona una guía para el cálculo de la máxima y mínima corriente de falla. Las corrientes máximas son empleadas para el dimensionamiento de los interruptores, mientras que las mínimas se emplean para la coordinación de protecciones. Los factores que principalmente gobiernan en el cálculo de las corrientes de falla máxima y mínima son: el voltaje de pre-falla en el punto fallado y el hecho de que la mínima corriente de falla es calculada con la mínima carga de la planta conectada



Este estudio de corto circuito se hace de acuerdo con las normas internacionales aceptadas para tal fin.

El método normalizado por la International Electrotechnique Commission, IEC; conocido como norma para el cálculo de corto circuito IEC 60909.

El método consiste básicamente en la aplicación de un factor de voltaje c a la fuente de voltaje equivalente (Utility), así como factores de multiplicación sobre el cálculo de las corrientes de corto circuito considerando o no las contribuciones de los motores, mismas que dependen del punto del sistema en el cual se analiza la falla, de la relación R/X de los equivalentes correspondientes del sistema reducido, tiempo en que inicie la apertura de los contactos primarios del interruptor y uso de la corriente calculada.

4.2.2 Metodología de cálculo.

Los valores de voltajes, corrientes, potencia activa y reactiva en este caso no se calculan usando una red de admitancia nodal, ni soluciones de vector disperso mediante el método de inyección de corrientes. Es decir, no se realiza la reducción de la red para obtener el equivalente de Thevenin. El método de la IEC es obtener un equivalente de la red únicamente en el punto donde ocurrió la falla.

En este documento utilizaremos el método IEC en el software ETAP 16.0 [15] el cual es un software de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia industrial, comercial y de empresas de suministro.

Para la realización de este trabajo, se consideró lo siguiente:

Se analizaron las condiciones de falla:

- Entre Tres Fases
- De Una Fase a Tierra

Se evaluaron únicamente estas dos fallas en el sistema de media tensión debido a que las fallas entre dos fases y de dos fases a tierra tendrán magnitudes menores a la falla entre tres fases (trifásica) pues, los valores de la reactancia de secuencia positiva son de la misma magnitud que la de secuencia negativa.

A continuación, se muestra la ecuación para el cálculo de la falla trifásica

$$I^k = \frac{c * Un}{\sqrt{3} * Zk}$$

Se consideró la peor condición que representaría:

- La contribución proveniente de la CFE
- Todos los inversores operando a su máxima potencia nominal, operando en forma simultánea.



El factor c fue seleccionado conforme a lo indicado por la norma IEC 60909

Tensión nominal U_n	Factor de tensión c para el cálculo de	
	las corrientes de cortocircuito máximas $c_{m\acute{a}x}$ ¹⁾	las corrientes de cortocircuito mínimas $c_{m\acute{i}n}$
Baja tensión 100 V a 1 000 V (Tabla 1 de la Norma CEI 60038)	1,05 ³⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Media tensión > 1 kV a 35 kV (Tabla 3 de la Norma CEI 60038)	1,10	1,00
Alta tensión ²⁾ > 35 kV (Tabla 4 de la Norma CEI 60038)		

1) $c_{m\acute{a}x}U_n$ no debería exceder de la tensión más elevada para el material U_m de los sistemas de potencia.
2) Si no está definida la tensión nominal se debería aplicar: $c_{m\acute{a}x}U_n = U_m$ o $c_{m\acute{i}n}U_n = 0,9 \times U_m$.
3) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +6%, por ejemplo sistemas renombrados de 380 V a 400 V.
4) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +10%.

4.2.3 Resultados

A continuación se presentan los resultados del análisis de las corrientes iniciales y corrientes interruptivas para las falla trifásicas, por lo que los equipos deben ser de características superiores a las indicadas: es decir, es recomendable que sean con un $I''_k=20$ KA y un $I_p = 50$ KA, para sistema de 36 KV bajo la norma IEC 60909.



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”

ID	Nominal kV	Type	Cfactor	I ³ k	ip
Bus52	230	SwitchGear	1.1	8.62	19.31
Bus1	230	SwitchGear	1.1	11.07	27.15
Bus2	34.5	SwitchGear	1.1	16.38	36.00
Bus5	34.5	SwitchGear	1.1	15.11	31.19
Bus8	34.5	SwitchGear	1.1	13.11	25.27
Bus9	34.5	SwitchGear	1.1	16.41	35.78
Bus10	34.5	SwitchGear	1.1	12.36	23.74
Bus11	34.5	SwitchGear	1.1	11.86	22.48
Bus12	34.5	SwitchGear	1.1	11.46	21.55
Bus13	34.5	SwitchGear	1.1	10.99	20.38
Bus14	34.5	SwitchGear	1.1	10.52	19.22
Bus21	34.5	SwitchGear	1.1	13.29	26.21
Bus22	34.5	SwitchGear	1.1	11.19	20.80
Bus23	34.5	SwitchGear	1.1	11.72	22.16
Bus24	34.5	SwitchGear	1.1	12.26	23.56
Bus25	34.5	SwitchGear	1.1	12.71	24.68
Bus39	34.5	SwitchGear	1.1	14.23	29.07
Bus40	34.5	SwitchGear	1.1	13.58	27.20
Bus41	34.5	SwitchGear	1.1	11.88	22.56
Bus42	34.5	SwitchGear	1.1	12.47	24.18
Bus43	34.5	SwitchGear	1.1	13.07	25.85
Bus45	34.5	SwitchGear	1.1	15.30	32.36
Bus46	34.5	SwitchGear	1.1	12.63	24.50
Bus47	34.5	SwitchGear	1.1	13.30	26.41
Bus48	34.5	SwitchGear	1.1	13.97	28.42
Bus49	34.5	SwitchGear	1.1	14.55	30.07

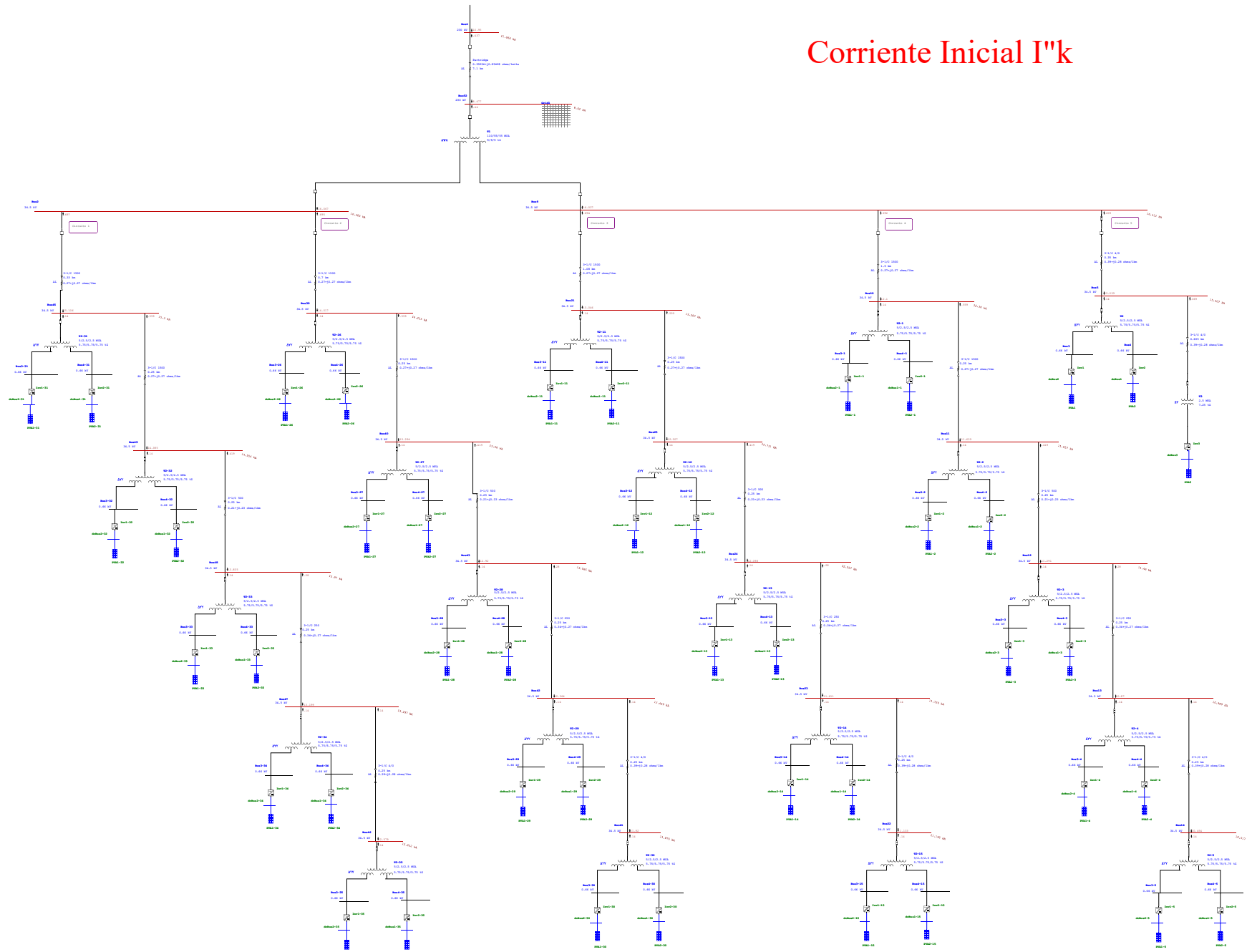
Tabla 9 Resumen de corriente Inicial y corriente interruptiva trifásica en los buses de Media tensión del sistema colector.

ID	kV	Bus	I ³ k	ip
Fuse1	34.5	Bus8	13.11	25.27
Fuse2	34.5	Bus5	15.11	31.19
Fuse3	34.5	Bus9	16.41	35.78
Fuse4	34.5	Bus10	12.36	23.74
Fuse5	34.5	Bus11	11.86	22.48
Fuse6	34.5	Bus12	11.46	21.55
Fuse7	34.5	Bus13	10.99	20.38
Fuse8	34.5	Bus14	10.52	19.22
Fuse9	34.5	Bus22	11.19	20.80
Fuse10	34.5	Bus23	11.72	22.16
Fuse11	34.5	Bus24	12.26	23.56
Fuse12	34.5	Bus21	13.29	26.21
Fuse13	34.5	Bus25	12.71	24.68
Fuse14	34.5	Bus41	11.88	22.56
Fuse15	34.5	Bus42	12.47	24.18
Fuse16	34.5	Bus43	13.07	25.85
Fuse17	34.5	Bus40	13.58	27.20
Fuse18	34.5	Bus39	14.23	29.07
Fuse19	34.5	Bus45	15.30	32.36
Fuse20	34.5	Bus49	14.55	30.07
Fuse21	34.5	Bus48	13.97	28.42
Fuse22	34.5	Bus47	13.30	26.41
Fuse23	34.5	Bus46	12.63	24.50

Tabla 10 Resumen de corriente Inicial y corriente interruptiva trifásica de los fusibles de protección de los transformadores elevadores.

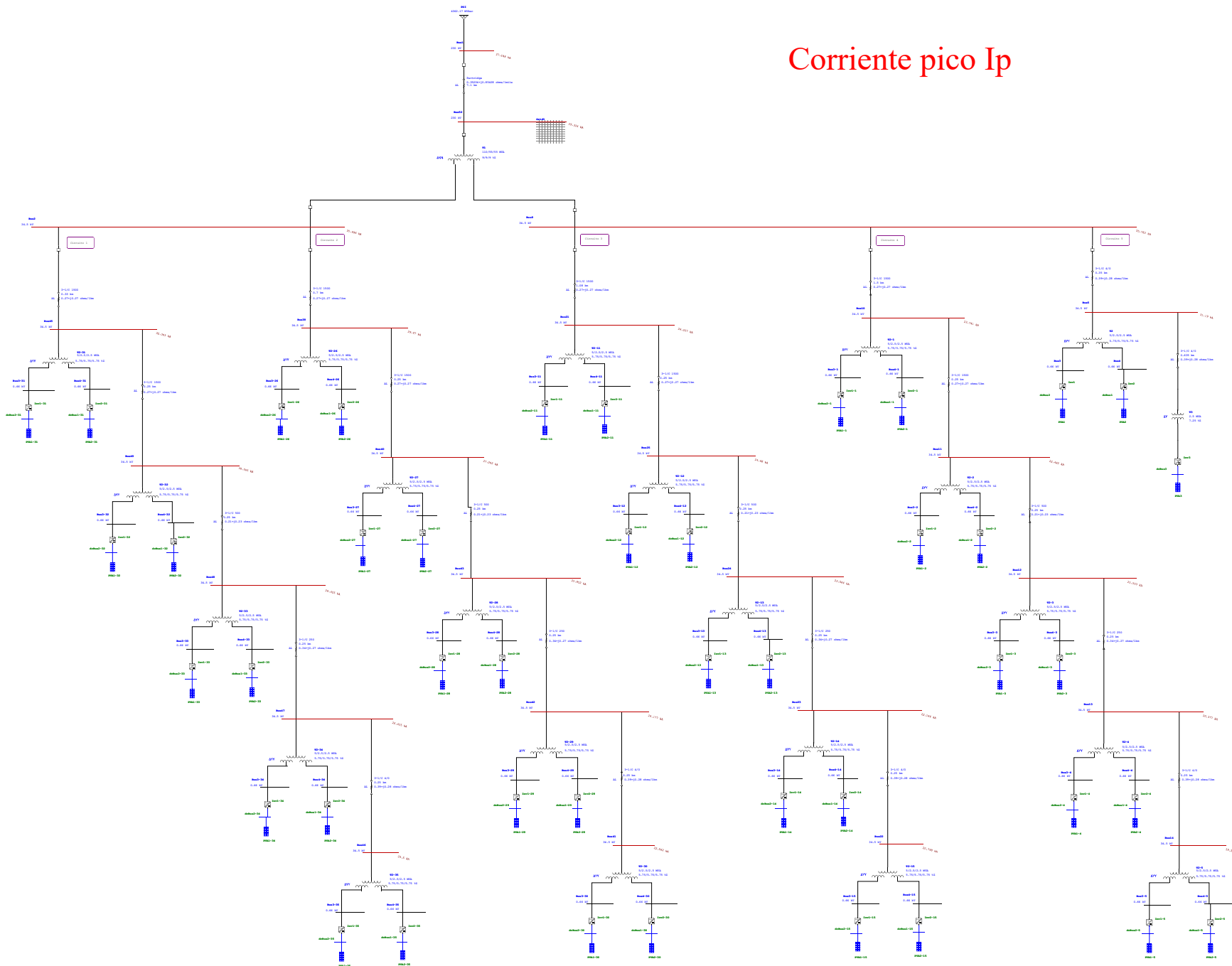
One-Line Diagram - OLV2 (Short-Circuit Analysis)

Corriente Inicial I''k

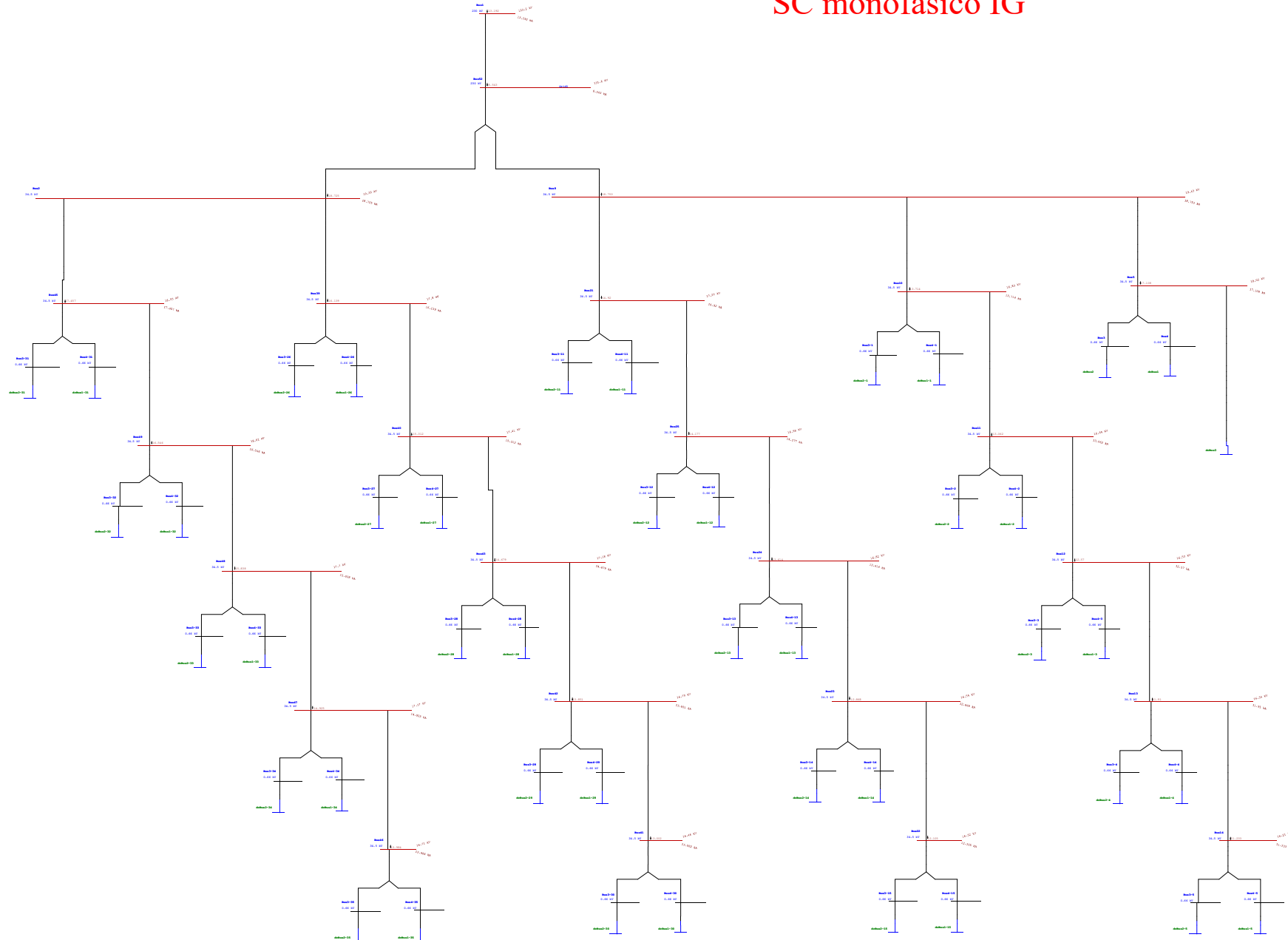


One-Line Diagram - OLV2 (Short-Circuit Analysis)

Corriente pico I_p



SC monofásico IG





CAPITULO VI Conclusiones y recomendaciones.



El diseño del cableado de baja tensión que considera cable de string y cable de potencia de aluminio en las secciones de 4 mm² en cobre y 500 mm² en aluminio fueron dimensionados de acuerdo al estándar internacional IEC 62738 [11] en los que se ha analizado la corriente que fluirá por ellos y las condiciones ambientales al cual estarán sometidos, si bien estos requerimientos técnicos para el cálculo de la corriente nominal del circuito Fotovoltaico los tenemos en las normas nacionales, estas carecen de factores de reducción de ampacidad de los conductores cuando se llevan circuitos en paralelo, así como también factores para la corrección de ampacidad por el incremento de la resistividad térmica del terreno y la temperatura del medio ambiente, sin embargo hay recomendaciones técnicas de IEEE - Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (Brown Book) las cuales tienen factores que complementan a la norma nacional NOM-SEDE-2012 las cuales también carecen de factores de agrupamiento para diferentes separaciones entre circuitos limitándose a una separación entre ellos de 7.5 in, por tal motivo este fue un elemento decisivo en el análisis con IEC para el dimensionamiento del cableado.

Relacionado al sistema de tierras fue necesario realizar uniones de cableado a lo largo de la implantación norte-sur y este-oeste ya que las tensiones de paso y de contacto recomendadas en IEEE-STD 80 -2013 superaban lo permitido en los bordes de la implantación, siendo mayormente notorio en el PCS-21 y PCS-22, estas evaluaciones fueron realizadas por el método de elemento finito con el software ETAP.

En flujos de potencia se pudo observar el cumplimiento con el código de red con las unidades generadoras fotovoltaicas para los casos donde se tiene que aportar reactivos y donde el factor de potencia es 1.0 en las tensiones de 0.95, 1.0 y 1.05 P.U., sin embargo para el caso donde se tienen que aportar reactivos no se cumple con lo indicado en el documento de Cenace, ya que poniendo a máxima capacidad las unidades generadoras no es suficiente la energía reactiva que se aporta el sistema diseñado, por lo que se sugiere dimensionar un reactor shunt o filtro de armónicos que aporte lo necesario para el cumplimiento normativo, así como también verificar el cumplimiento del código de red con lo relacionado al tema de armónicos.



CAPITULO VII referencias y bibliografía.



“DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 MW
INTERCONECTADA AL SEP”



Marco normativo:

IEEE Std 242-2001(Revision of IEEE Std 242-1986), Protective and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Buff Book, 1986.

IEEE Std C37.91-2000, “Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers”

NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas (utilización)

IEC 60502-1 2004 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).

IEC-62738 Ground-mounted photovoltaic power plants - Design guidelines and recommendations.

IEC 62548 Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements.

IEC 62930 Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC

IEEE 399-1997 IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (Brown Book)

IEC-60287-1-1 Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses

IEC-60228-1 Conductor of insulated Cables.

Referencia:

SENER, 23/03/2017, Generación Bruta de Electricidad del servicio público, Prontuario del sector energético de 2016,

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200980/12_Cifras_relevantes_Dic_16.pdf

Bibliografía

- [1] I. R. E. A. IRENA, 05 08 2018. [En línea]. Available: <http://www.irena.org/solar>.
- [2] D. F. R. M. M. W. a. K. A. Ran Fu, «National Renewable Energy Laboratory,» 05 Agosto 2018. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>.
- [3] B. N. d. O. y. S. Públicos, «Proyectos México, Oportunidades de Inversión,» Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, [En línea]. Available:



https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/cenace-3a-subasta-de-largo-plazo-slp-12017/. [Último acceso: 15 12 2019].

- [4] S. d. E. SENER, «Reporte de Avance de energías Limpias Primer Semestre,» Secretaría de Energía, Ciudad de México, 2018.
- [5] «Repositorio digital de la Facultad de Ingeniería - UNAM,» [En línea]. Available: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/277/A5.pdf?sequence=5>. [Último acceso: 13 12 2019].
- [6] «Wikipedia,» Wikipedia, [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Espejo_ustorio. [Último acceso: 13 12 2019].
- [7] Camilo Arancibia Bulnes y Roberto Best y Brown, «Energía del Sol,» vol. 61, n° 000411924, 2010.
- [8] I. M. d. Petroleo, «Reporte de Inteligencia, energía Solar Fotovoltaica,» Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética, México, 2017.
- [9] Solargis, «Solargis,» 05 08 2018. [En línea]. Available: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/mexico>.
- [10] I. E. C. (IEC), Electric Cables fot Photovoltaic systems with a voltage Raiting of 1.5 kV DC, Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission (IEC), 2017.
- [11] IEC, IEC 62738 Ground-mounted photovoltaic power plants – Design guidelines and, Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2018.
- [12] IEEE, IEEE-STD-80-2013_C1_2015 IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- [13] SECRETARIA DE ENERGIA, «NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización),» Nov. 2012.
- [14] F. d. León, Calculation of Underground Cable Ampacity, St. Bruno, Quebec, Canada: CYME International T&D, 2005.



- [15] E. laboratories, «ETAP Electrical Power System Analysis & Operation Software,» ETAP, Irvine, California, USA, 2016.
- [16] CENACE, Diagramas unifilares del Sistema Electrico Nacional 2018-2023, México: Centro Nacional de Control de Energía, 2018.
- [17] S. Prolas, «Estudio de Resistividad Térmica,» 2019.
- [18] IEEE , IEEE Std 399 -1997 Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis.