 <b>INGENIERÍA NARANJA SAS</b> <small>Ingeniería y Consultoría Energética</small>	FORMATO PARA LA ELABORACIÓN DE DISEÑOS ELÉCTRICOS		PS - 010	
	FECHA: 01 – 08 – 2020		Versión:	1

**MEMORIAS DE CÁLCULO**  
**SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**  
**ON – GRID 6.32 kWp**  
**16 PANELES DE 395 Wp**

Diseñador,



**FLORIDABLANCA, SANTANDER**  
**2021**

ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
Bryam Galvis	ANGEL ARIAS	
	MP NS205-114912	

PROYECTO P108		
VERSIÓN	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO
0	20 – 10 – 2021	ENTREGA

## Contenido

INTRODUCCIÓN	4
NORMAS APLICABLES	4
RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO	4
LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	5
RADIACIÓN ELECTROMAGNÉTICA	5
COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	6
• <b>Inclinación de los módulos</b>	6
• <b>Inversor DC/AC</b>	7
• <b>Arreglo fotovoltaico</b>	7
CÁLCULOS DE GENERACIÓN	8
SELECCIÓN DE MEDIDA	9
DISPONIBILIDAD DE RED	11
CUMPLIMIENTO DEL CNO 1322	11
Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.	12
• <b>Análisis de cargas iniciales y futuras</b>	12
• <b>Análisis del factor de potencia</b>	12
• <b>Análisis de armónicos</b>	13
Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.	13
Análisis de cortocircuito y falla a tierra.	14
Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.	15
Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	16
• <b>Matriz de riesgo eléctrico</b>	17
Análisis del nivel tensión requerido.	23
Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.123	
Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	23
Cálculo del sistema de puesta a tierra.	24
Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	25
Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.	26
Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.	27
Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre - corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.	28
• <b>Sistema DC:</b>	28
• <b>Sistema AC:</b>	29
Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).	29
Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia y Cálculos de regulación.	30
Clasificación de áreas.	31
Elaboración de diagramas unifilares.	31
Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.	31

Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	31
Establecer las distancias de seguridad requeridas.	31
• <b>Distancias Mínimas de Seguridad en Zonas con Construcciones.</b>	32
Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.	34
Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.	34
Figura 1. Localización del proyecto.	5
Figura 2. Distancias de seguridad en zonas con construcciones	31
Figura 3. Distancias d1 y d en cruce y recorridos de vías.	32
Tabla 1. Resumen componentes.	4
Tabla 2. Ubicación geográfica.	5
Tabla 3. Irradiación solar global horizontal.	5
Tabla 4. Irradiación global horizontal mensual.	6
Tabla 5. Data Sheet Módulo solar fotovoltaico.	6
Tabla 6. Inclinação de módulos.	7
Tabla 7. DataSheet Inversor.	7
Tabla 8. Arreglos en serie y paralelo.	8
Tabla 9. Cálculos de generación mensual.	8
Tabla 10. Cálculos de generación diaria	9
Tabla 11. Clasificación de puntos de medición.	9
Tabla 12. Requisitos exactitud para medidores y transformadores de medida.	9
Tabla 13. Medidor seleccionado.	10
Tabla 14. Consumo histórico energético de las instalaciones.	12
Tabla 15. Consumo histórico energético de las instalaciones. (2)	12
Tabla 16. Análisis de factor de potencia.	12
Tabla 17. Analisis de aislamiento eléctrico.	13
Tabla 18. Evaluación de riesgos de descargas atmosféricas.	15
Tabla 19. Riesgos eléctricos más comunes.	17
Tabla 20. Nivel de tensión requerido.	23
Tabla 21. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.	24
Tabla 22. Resistividad en distintos tipos de suelo.	24
Tabla 23. Tensiones de paso y contacto.	25
Tabla 24. Resistencia calculada SPT.	25
Tabla 25. Cálculo económico del conductor.	26
Tabla 26. Verificación del conductor.	27
Tabla 27. Cálculo de protecciones DC.	28
Tabla 28. Cálculo de protecciones AC.	29
Tabla 29. Cálculo de canalizaciones.	29
Tabla 30. Cálculo de regulación y pérdidas de potencia.	30

## INTRODUCCIÓN

En el siguiente documento se encuentran plasmados los criterios técnicos y normativos para el diseño, instalación y puesta en marcha del sistema Híbrido planteado para suplir las necesidades energéticas en las instalaciones de **CASA 2 LA PRADERA RUITOQUE CONDOMINIO, FLORIDABLANCA - SANTANDER** y convertirse en AGPE.

## NORMAS APLICABLES

En la realización del presente diseño se tendrán en cuenta los criterios aplicables contenidos en los siguientes documentos:

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE
- Código Eléctrico Colombiano – Norma NTC 2050
- Resolución CREG 030 de 2018
- Ley 1715 de 2014
- Norma ESSA

## RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

Las instalaciones del proyecto a desarrollar es un sistema **RESIDENCIAL** que suple en su totalidad el consumo diario de energía eléctrica demandado.

Los componentes del sistema solar fotovoltaico son:

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	MARCA	REFERENCIA	CNT.	POT.	P.TOTAL
1	Módulo solar fotovoltaico	Trina Solar	TSM 395 DE09	16	395 Wp	6.32 KWP
2	Inversor Híbrido DC/AC	APsystem	YC1000	4	1.13 KW	4.52 KW
3	Medidor bidireccional	ISKRA	MT-174D2	1	5 KW	5 KW

*Tabla 1. Resumen componentes.*

LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se localiza en la ciudad de FLORIDABLANCA, SANTANDER, **CASA 2 LA PRADERA RUITOQUE CONDOMINIO**, Las coordenadas geográficas son las siguientes:

UBICACIÓN GEOGRÁFICA		
LATITUD	LONGITUD	ALTURA
7.032712	-73.082409	1162 m

Tabla 2. Ubicación geográfica.

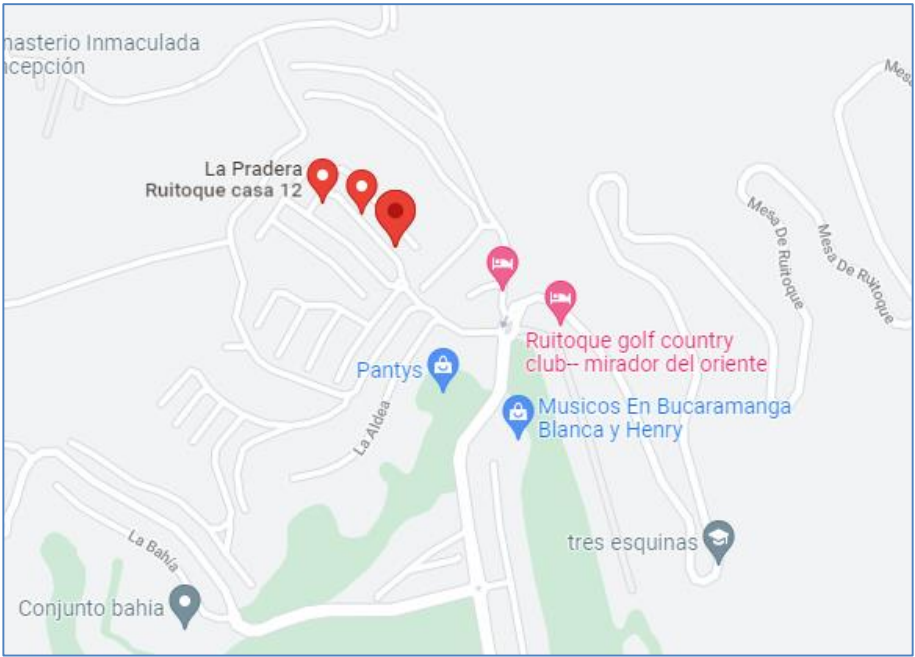


Figura 1. Localización del proyecto.

RADIACIÓN ELECTROMAGNÉTICA

La localización del proyecto tiene las siguientes características de irradiación global horizontal anual según las coordenadas geográficas mencionadas anteriormente. A continuación, se extrae el promedio mensual de irradiación según el IDEAM en la plataforma **Atlas Solar**.

IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL			UBICACIÓN:	RUITOQUE	SANTANDER
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
4,81	4,24	3,33	3,18	3,73	4,00
JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
4,25	4,20	3,81	3,41	3,38	4,26
MÍNIMO ANUAL		MÁXIMO ANUAL		PROMEDIO ANUAL	
3,18		4,81		3,88	

Tabla 3. Irradiación solar global horizontal.

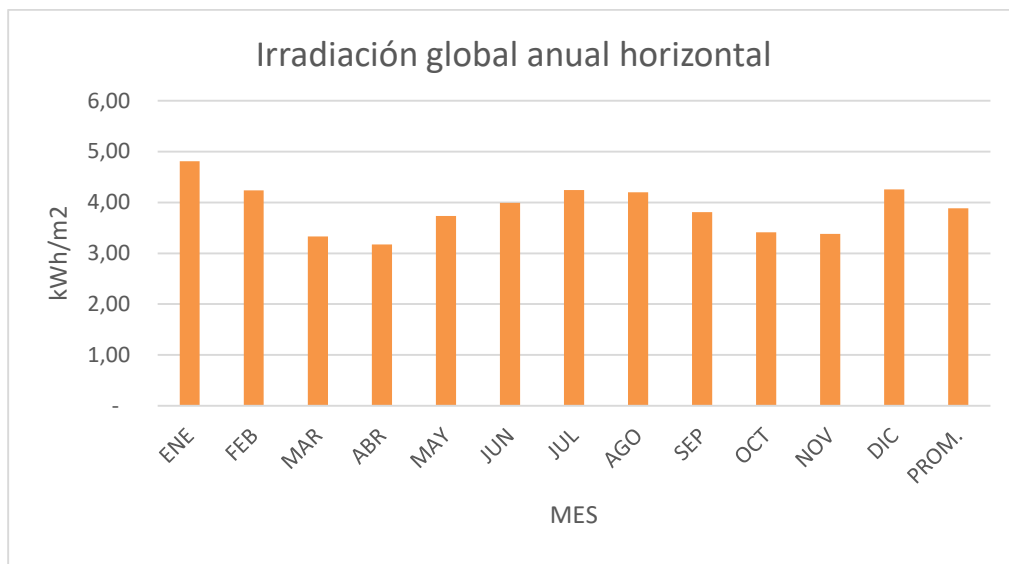


Tabla 4. Irradiación global horizontal mensual.

## COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

- Módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos empleados son **Monocristalinos de 395 Wp** marca **VERTEX** que se encargará de captar la radiación electromagnética del sol y convertirlo en energía eléctrica en Corriente Directa (DC).

DATOS ELÉCTRICOS (STC)				
Potencia Máxima- $P_{MAX}$ (Wp)*	390	395	400	405
Tolerancia de Potencia- $P_{MAX}$ (W)		$0 \sim +5$		
Voltaje Máxima- $V_{MPP}$ (V)	33.8	34.0	34.2	34.4
Corriente Máxima- $I_{MPP}$ (A)	11.54	11.62	11.70	11.77
Tensión de Circuito Abierto- $V_{oc}$ (V)	40.8	41.0	41.2	41.4
Corriente de Corto Circuito- $I_{sc}$ (A)	12.14	12.21	12.28	12.34
Eficiencia del Módulo $\eta_m$ (%)	20.3	20.5	20.8	21.1
STC: Irradiación 1000W/m <sup>2</sup> , Temperatura de Célula 25°C, Masa de Aire AM1.5 *Tolerancia de Medición: $\pm 3\%$ .				

Tabla 5. Data Sheet Módulo solar fotovoltaico.

- Inclinación de los módulos**

La inclinación deber ser entre 5° y 15° con respecto a la horizontal y con orientación al sur para optimizar su generación solar fotovoltaica anualmente. La inclinación ideal según fórmula obtenida del manual de instalaciones solares fotovoltaicas de Herranz, inclinación respecto al sur.

INCLINACIÓN DE MÓDULOS					
$\beta(\text{opt})$ :	3,7	+	0,69	x	$ \varphi $
$\beta(\text{opt})$ :	3,7	+	0,69	x	7,03
$\beta(\text{opt})$ :	3,7	+	4,85		
$\beta(\text{opt})$ :			8,55		

Tabla 6. Inclinación de módulos.

- **Inversor DC/AC**

El equipo inversor de corriente directa se encarga de convertir la corriente directa generada por los módulos solares y convertirla en corriente alterna para su uso final con la señal de tensión y frecuencia que requieren las cargas eléctricas. El inversor seleccionado cumple con los estándares de prueba de la IEEE 1547, y de conformidad con el alcance de la UL 1741. La certificación será presentada al Operador de Red (OR) como requisito para la conexión del sistema de generación al SIN.

El/los equipo(s) empleado(s) fue(ron) 4 inversor(es) de 1.13 kW marca **APSystem** referencia **YC1000-3-208** con rango de tensión de salida auto – regulada 208V

Region	LATAM
Model	YC1000-3-208
<b>Input Data (DC)</b>	
MPPT Voltage Range	16V-55V
Operation Voltage Range	16V-55V
Maximum Input Voltage	60V
Startup Voltage	22V
Maximum Input Current	14.8A x 4
<b>Output Data (AC)</b>	
3-Phase Grid Type	120V/ 208V
Maximum Output Power	1130W
Nominal Output Current	3.14A x 3
Nominal Output Voltage/ Range	120V x 3/ 105.6V-132V*
Adjustable Output Voltage Range	82V-152V
Nominal Output Frequency/ Range	60Hz/ 59.3Hz-60.5Hz*
Adjustable Output Frequency Range	55.1Hz-64.9Hz
Power Factor	>0.99
Total Harmonic Distortion	<3%
Maximum Units per Branch	4units per 15AX3 AC breaker/ 5units per 20AX3 AC breaker**

Tabla 7. DataSheet Inversor.

- **Arreglo fotovoltaico**

Una vez conocidas las características técnicas de los equipos principales del sistema a desarrollar se procede a realizar el cálculo de las configuraciones límites de generación fotovoltaica.

ARREGLO SOLAR EN PARALELO			
Número máximo de paneles en paralelo por MPPT	I <sub>max</sub> Inversor	>	I <sub>sc</sub> en paralelo
	I <sub>max</sub> Inversor	/	I <sub>sc</sub> en paralelo
	14,8A	/	12,2A
	1		

ARREGLO SOLAR EN SERIE			
Número máximo de paneles en serie:	Vmax Inversor	>	Voc panel
	Vmax Inversor	/	Voc panel
	55,0V	/	41,0V
	1		
Número mínimo de paneles en serie:	Vmin Inversor	<	Voc panel
	Vmin Inversor	/	Voc panel
	16,0V	/	41,0V
	1		

Tabla 8. Arreglos en serie y paralelo.

## CÁLCULOS DE GENERACIÓN

Una vez calculados los parámetros principales del sistema solar fotovoltaico se calcula la capacidad de generación solar fotovoltaica que alimentará las instalaciones.

CÁLCULO DE GENERACIÓN SOLAR MENSUAL		
Horas Pico Solar (HPS)	-	3,88
Pérdidas reconocidas (PR)	-	0,7
Potencia panel	kWp	0,395
Cantidad de paneles	UND	16
<b>Generación solar diaria proyectada</b>	<b>kWh</b>	<b>17</b>
<b>Generación mensual proyectada</b>	<b>kWh</b>	<b>515</b>
Consumo locación histórico	kWh	460
<b>Cubrimiento de demanda</b>	<b>%</b>	<b>112%</b>

Tabla 9. Cálculos de generación mensual.



Así mismo, se realiza el cálculo máximo de una generación en una hora por parte del sistema solar a instalar.

MÁXIMA GENERACIÓN EN UNA HORA		
PR	0,7	
Potencia panel	0,395	kWp
Cantidad	16	und
HORA	HPS	GEN. POR HORA kWh
6-7	0,07	0,29
7-8	0,19	0,85
8-9	0,32	1,43
9-10	0,43	1,89
10-11	0,47	2,07
11-12	0,57	2,51
12-13	0,52	2,32
13-14	0,44	1,97
14-15	0,38	1,67
15-16	0,28	1,26
16-17	0,16	0,71
17-18	0,05	0,20
Total	3,88	17,18

\*Los datos hora a hora fueron obtenidos del ATLAS SOLAR (IDEAM)

Tabla 10. Cálculos de generación diaria

## SELECCIÓN DE MEDIDA

De acuerdo a la Resolución **CREG 038 / 2014**, Artículo 6, los puntos de medición se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o por la capacidad instalada en el punto de conexión.

Tipo de puntos medición	Consumo o transferencia de energía, C, (MWh-mes)	Capacidad Instalada, CI (MVA)*
1	$C \geq 15000$	$CI \geq 30$
2	$15000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0.1$
4	$50 > C \geq 5$	$0.1 > CI \geq 0.01$
5	$C < 5$	$CI < 0.01$

Tabla 11. Clasificación de puntos de medición.

Tipo de puntos medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase medidores de energía reactiva	Clase de exactitud transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0.2S	2	0.2S	0.2
2 y 3	0.5S	2	0.5S	0.5
4	1	2	0.5	0.5
5	1	2	--	--

Tabla 12. Requisitos exactitud para medidores y transformadores de medida.

- **Equipo de medida seleccionado**

El equipo de medida seleccionado posee las siguientes especificaciones técnicas.

Repaso del tipo		MT174-D2 DIN	MT174-T1 DIN
Red	Baja tensión	•	•
Tipo de conexión	1F-2H	•	
	2F-3H	•	
	3F-4H	•	•
Comunicación	RS 485	•	•
	Interfaz óptico	•	•
Opciones entrada-salida	Salida S0	•	•
	Salida OPTOMOS	•	•
	Entrada tarifa (1 o 2)	•	•

Especificaciones técnicas		MT174-D2 DIN	MT174-T1 DIN
Tensión nominal	Un	3x120/208 V	
Rango de tensión		0,8 - 1,15 Un	
Corriente	Corriente base In	5 A	1 A
	Corriente máxima Imax	120 A	6 A
Clase de Exactitud	Energía activa	Clase 1 (IEC 62053-21 NTC 4052)	
	Energía reactiva	Clase 2 (IEC 62053-23 NTC 4569)	
	Energía aparente	Clase 2	
Reloj tiempo real	Precisión	Mejor que $\pm 3$ min/año a 23°C	
	Alimentación de respaldo	Pila Li: 5 años operac. hasta 20 años	
Rango temp. IEC 62052-11	Operación	-40°C...+60°C, extend. -40°C...+70°C	
	Almacenamiento	-40°C ... +80°C	
Protección ingreso polvo y agua		IP54	
Consumo		0.6 W / 10 VA (sin RS485) 0.8 W / 10 VA (con RS 485)	

Tabla 13. Medidor seleccionado.

DISPONIBILIDAD DE RED

En concordancia con lo estipulado en el “Artículo 5. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1.” de la resolución CREG 030 de 2018 se consulta en el operador de red la disponibilidad de la red.

Actualmente el proyecto cuenta con un transformador propio de **225 kVA** destinado a suplir las necesidades energéticas de las instalaciones administrativas, por lo tanto, su disponibilidad de red.

CODIGO DE CONEXIÓN	CAPACIDAD NOMINAL(KVA)	LONGITUD	LATITUD	ALTITUD	VOLTAJE NOMINAL	DISP POTENCIA (%)	DISP ENERGIA (%)
2A-SA36	225	-73.0831	7.0319	1271.61	13200/220	12.00	12.00

Anterior

Siguiente

Clic antes de...

Info. factura

Con. medición

Proc. conexión

Cond. conexión

Definiciones

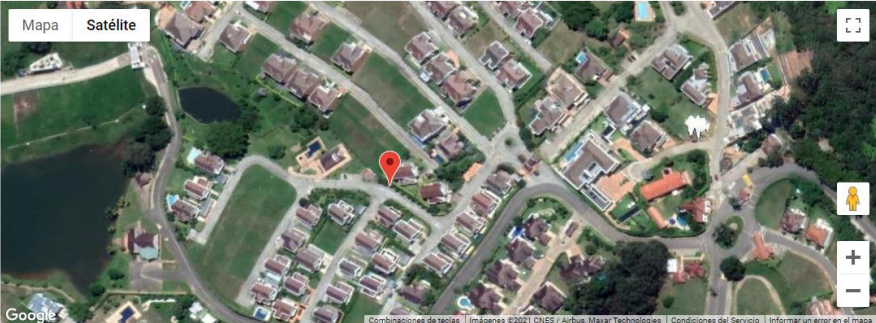
Enviar

Cancelar

Ubicación geográfica

Mapa

Satélite



Google

Combinaciones de teclas

Imágenes ©2021 CNSS / Airbus, Maxar Technologies

Condiciones del Servicio

Informar un error en el mapa

CUMPLIMIENTO DEL CNO 1322

ACUERDO CNO 1322			
Nivel de tensión	1		
Rango de potencia [MW]	<0.1 MW		
Requerimientos de protección	Equipo usado	Valor Umbral	Tiempo desconexión [s]
Baja tensión (ANSI 27)	Apsystem YC1000	0.85 p.u.	2
Sobre tensión (ANSI 59)	Apsystem YC1000	1.15 p.u.	2
Baja frecuencia (ANSI 81U)	Apsystem YC1000	57 Hz	0,2
Sobre frecuencua (ANSI 81O)	Apsystem YC1000	63 Hz	0,2
Anti - isla IEEE 1547	Apsystem YC1000		0,2
Tabla 6. Acuerdo CON 1322 de 2020			

Siguiendo los lineamientos establecidos en el Artículo 10.1 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - Retie, el presente diseño es detallado y se basará en los parámetros contemplados en la Resolución No. 90708 del 30 de agosto de 2013 - RETIE expedido por el Ministerio de Minas y Energía.

**Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.**

- **Análisis de cargas iniciales y futuras**

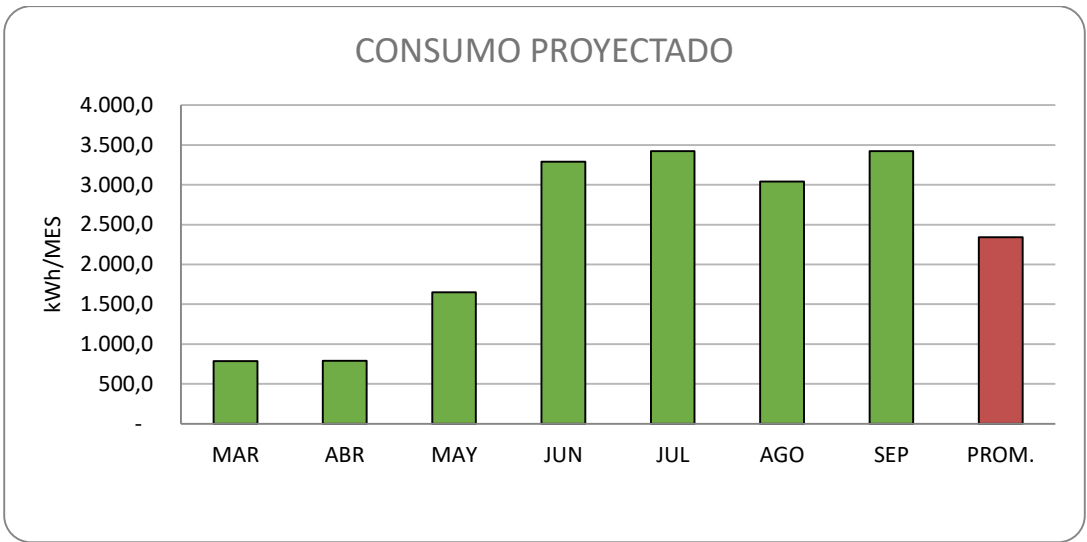


Tabla 14. Consumo histórico energético de las instalaciones.

MES	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	PROM.
CONSUMO (kWh)	789,0	790,0	1.650,0	3.290,0	3.420,0	3.040,0	3.420,0	2.342,7

Tabla 15. Consumo histórico energético de las instalaciones. (2)

- **Análisis del factor de potencia**

El factor de potencia promedio empleado en el proyecto es de **COSΦ=0.90**. La siguiente tabla muestra factores de potencia para diferentes tipos de salidas individuales.

SALIDA	Factor de potencia	Comentario
Carga resistiva	1.0	Plancha
Iluminación	0.9 en atraso	Luminaria LED
Tomacorrientes	0.9 en atraso	Cargas generales
Motores	Según placa	Motobomba de presión

Tabla 16. Análisis de factor de potencia.

- **Análisis de armónicos**

Siguiendo lo indicado en el Std IEEE 519 de 1992, las principales fuentes de armónicos para una instalación eléctrica son:

- Convertidores
- Hornos de arco
- Compensador de VAR estático
- **Inversores monofásicos**
- **Inversores trifásicos**
- Controles de fase electrónicos
- Ciclo-convertidores
- Variadores de modulación con ancho de pulso

En el presente proyecto se cuenta con un inversor **Trifásico** que según ficha técnica posee una distorsión armónica total (THD) **<3%** cumpliendo con los estándares de la resolución CREG 024 de 2005. **Ver ficha técnica anexa.**

#### **Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.**

El objetivo de la coordinación de aislamiento es establecer en los diferentes materiales y equipos eléctricos en sus partes energizadas el aislamiento requerido para prevenir contacto eléctrico en las estructuras de media tensión y baja tensión que forman parte de la construcción, sin embargo, cabe aclarar que este ítem es variable según el proyecto ya que en algunos casos no es necesario desarrollarlo ya que se aplican normas de construcción eléctrica con productos estandarizados. El tipo de aislamiento se debe seleccionar según el nivel de tensión del servicio. Para el presente diseño las tensiones de servicio en son de **DC 41.0 V** y en **AC 208 V** en baja tensión.

Para evitar que chispas, arcos eléctricos o cortocircuitos que puedan ser originados por sobretensiones transitorias ya sea por impacto directo de rayo en la edificación, o en sus acometidas de servicios (tales como electricidad, teléfono, gas, ductos metálicos), al igual que por tensiones inducidas por impactos indirectos o lejanos, que puedan generar incendios, explosiones o sobretensiones que pongan en riesgo vidas humanas; se debe equipotencializar las acometidas de servicios, pantallas de cables, y otras partes metálicas no energizadas. A continuación, se presenta la Tabla E.3 Tensión al impulso que deben soportar los equipos (extraída de la NTC4552-2)

Nivel de tensión de operación de los equipos (V)	BIL requerido en (kV)			
	Contadores	Tableros, interruptores, cables, etc.	Electrodomésticos, herramientas portátiles	Equipo electrónico
	Categoría IV	Categoría III	Categoría II	Categoría I
120-240; 120/208	4	2,5	1,5	0,8
254/440 ; 277/480	6	4	2,5	1,5

*Tabla 17. Analisis de aislamiento eléctrico.*

## Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

El cálculo de corrientes de cortocircuito se requiere para todo tipo de instalaciones eléctricas, estas se producen por fallas las cuales pueden ocurrir en cualquier punto de la instalación eléctrica proyectada. Es por ello que el dimensionamiento de la mayor corriente de falla a tierra se apoya en la plataforma “Fault Current Calculator” by Schneider Electric.



	<p>Corriente de falla primaria desconocida seleccionada Voltaje primario: 13200 V</p>
	<p><b>Transformador - T1</b></p> <p>Transformador KVA: 225 Voltaje secundario: 208 Impedancia del transformador: 3.5</p> <p><b>Falla</b></p> <p>I s.c.: 17793 AMPS Corriente de falla atornillada: 17793 A @ 208V</p>
	<p><b>Cable - C1</b></p> <p>Longitud (en pies): 500 Cable por fase: 1 Tamaño del cable: 8 Material del cable: Aluminum Tipo de cable: 3 Conductores individuales Tipo de conducto: Steel</p> <p><b>Falla</b></p> <p>I s.c.: 215 AMPS Corriente de falla atornillada: 215 A @ 208V</p>

Ilustración 1. Cálculo de corriente de falla.

Las protecciones y equipos seleccionados deben ser con poder de corte mayor a **6kA**.

## Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.

La ubicación del proyecto se encuentra en un espacio poblado bajo condiciones normales de descargas atmosféricas. Se evalúa el riesgo con la siguiente tabla "Lightning Protection Risk Assessment Calculator" donde se encuentra dentro de los parámetros aceptables y no requiere de SIPRA.


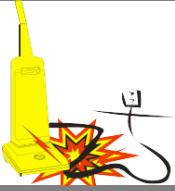
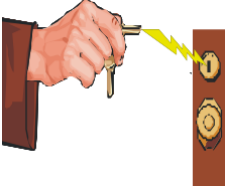
<b><u>LIGHTNING RISK ASSESSMENT CALCULATIONS</u></b>	
Building / Installation :	<b><u>RUITOQUE, SANTANDER</u></b>
Building ID No.	<b><u>CASA 2, CONDOMINIO LA PRADERA</u></b>
<b>LIGHTNING DENSITY</b>	Ng= <input type="text" value="50"/>
<b>STRUCTURE</b>	
Length L(m)	L= <input type="text" value="10"/>
Width W(m)	W= <input type="text" value="11,27"/>
Height H(m)	Hi= <input type="text" value="3"/>
Chimney/Tower height (m)	T= <input type="text" value="0"/>
<b>DANGER FOR PEOPLE</b>	h= <input type="text" value="No particular danger"/>
<b>OCCUPATION OF THE STRUCTURE</b>	Lf1= <input type="text" value="Structure unoccupied"/>
<b>LIGHTNING CONDUCTOR</b>	Pd= <input type="text" value="None"/>
<b>Electrical Line</b>	Ai= <input type="text" value="Aerial"/>
<b>RELATIVE LOCATION OF THE STRUCTURE</b>	Cd= <input type="text" value="Structure surrounded by similar or lower objects"/>
<b>FIRE RISK</b>	rf= <input type="text" value="Low"/>
<b>SERVICE</b>	Lf2= <input type="text" value="TV, Communication, Electricity, Radio"/>
<b>SURGE ARRESTOR</b>	Pi= <input type="text" value="None"/>
<b>RESULTS OF THE RISK ASSESSMENT</b>	
Risk of human loss	R1= <input type="text" value="ACCEPTABLE"/>
Risk of loss of service	R2= <input type="text" value="ACCEPTABLE"/>
Risk of loss of cultural heritage	R3= <input type="text" value="ACCEPTABLE"/>
Notes:	

Tabla 18. Evaluación de riesgos de descargas atmosféricas.

## Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Todo proyecto eléctrico tiene asociados una serie de riesgos que es necesario controlar y minimizar para garantizar la seguridad de las personas y de la instalación.

Según lo señalado en el Artículo 9.3 del RETIE, los factores de riesgo eléctrico más comunes son los siguientes:

	<p><b>ARCOS ELÉCTRICOS.</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.</p>
	<p><b>AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p>
	<p><b>CONTACTO DIRECTO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.</p>
	<p><b>CONTACTO INDIRECTO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.</p>
	<p><b>CORTOCIRCUITO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.</p>
	<p><b>ELECTRICIDAD ESTÁTICA</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.</p>



	<p><b>EQUIPO DEFECTUOSO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.</p>
	<p><b>RAYOS</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.</p>
	<p><b>SOBRECARGA</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.</p>
	<p><b>TENSIÓN DE CONTACTO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>
	<p><b>TENSIÓN DE PASO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla,</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>

Tabla 19. Riesgos eléctricos más comunes.

- **Matriz de riesgo eléctrico**

Con el fin de evaluar el nivel de riesgo de tipo eléctrico, el RETIE recomienda aplicar la matriz que se muestra a continuación con los tipos de riesgo eléctrico que se pueden presentar al momento del uso y construcción de la red eléctrica:

- Evaluación de riesgo 1 Y 2

EVALUACIÓN RIESGO 1										
FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados con riesgo eléctrico.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Arcos Eléctricos		(a) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES			
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
		(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL			X	REAL	X					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación:		Ing. Dorian Vega		MP:	NS205-136138		FECHA:		11/07/2021	
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										
EVALUACIÓN RIESGO 2										
FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación primaria en baja tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de seguridad.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra sólidas, o temporales.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Contacto directo		(a) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES			
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
		(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL			X	REAL	X					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación:		Ing. Dorian Vega		MP:	NS205-136138		FECHA:		11/07/2021	
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										

- **Evaluación de riesgo 3 Y 4**

EVALUACIÓN RIESGO 3										
FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO INDIRECTO										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de baja tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra sólidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Contacto indirecto		(a) l) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES			
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
		(Ej: Quemaduras )		(Ej: Arco eléctrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL		X		REAL	X					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación:		Ing. Dorian Vega		MP:		NS 205-136138		FECHA:		11/07/2021
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										
EVALUACIÓN RIESGO 4										
FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITOS										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de baja tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra sólidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo, instalación de equipos de arte certificados.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Cortocircuitos		(a) l) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES			
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
		(Ej: Quemaduras )		(Ej: Arco eléctrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL		X		REAL	X					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación:		Ing. Dorian Vega		MP:		NS 205-136138		FECHA:		11/07/2021
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										

● Evaluación de riesgo 5 Y 6

EVALUACIÓN RIESGO 5										
FACTOR DE RIESGO POR RAYOS (DESCARGAS ATMOSFERICAS)										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de baja tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad al momento del impacto de un rayo.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar puestas a tierras sólidas, equipotencialización de sistema de puesta a tierra y de apantallamiento de ser necesarios.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Rayos		(a) l) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES			
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
		(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL		X		REAL	X					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación		Ing. Dison Vega		MP:		NS205-136138		FECHA:	11/07/2021	
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										
EVALUACIÓN RIESGO 6										
FACTOR DE RIESGO POR SOBRECARGA										
POSIBLES CAUSAS: En las instalaciones eléctricas de baja tensión se pueden presentar incendios, daños a equipos, por corrientes nominales superiores de los equipos y conductores, instalaciones que no cumplen con normas técnicas y conexiones flojas.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar interruptores automáticos con relés de sobrecarga, dimensionamiento técnico de conductores y equipos.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Sobrecarga		(a) l) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES			
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
		(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL		X		REAL	X					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación		Ing. Dison Vega		MP:		NS205-136138		FECHA:	11/07/2021	

RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos

● Evaluación de riesgo 7 Y 8

EVALUACIÓN RIESGO 7										
FACTOR DE RIESGO POR TENSION DE CONTACTO										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo, instalación de equipos de corte certificados.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Tensión de contacto		(a l) o (en)	TENSION DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES			
EVENTO O EFECTO		(Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
				(Ej: Arco electrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL		X	REAL		X					
C O N S E C U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación:		Ing. Dison Vega		MP:	NS205-136138		FECHA:	11/07/2021		
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										
EVALUACIÓN RIESGO 8										
FACTOR DE RIESGO POR TENSION DE PASO										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Tensión de paso		(a l) o (en)	TENSION DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES			
EVENTO O EFECTO		(Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
				(Ej: Arco electrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL		X	REAL		X					
C O N S E C U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación:		Ing. Dison Vega		MP:	NS205-136138		FECHA:	11/07/2021		
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										

● Evaluación de riesgo 9 Y 10

EVALUACIÓN RIESGO 9										
FACTOR DE RIESGO POR ELECTRICIDAD ESTÁTICA										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Electricidad estática	(a) l) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES				
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE				
		(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)		(Ej: Celda de 13,8kV)				
POTENCIAL		X		REAL	X					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación:		Ing. Dorian Vega		MP:	NS205-136138		FECHA:	11/07/2021		
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										
EVALUACIÓN RIESGO 10										
FACTOR DE RIESGO POR EQUIPOS DEFECTUOSO										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica primaria externa se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos o contactos con equipos energizados a través de equipos defectuosos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar guantes dieléctricos para media tensión y gafas de protección ultravioleta; además de ropa de dotación hecha a base de algodón. Efectuar mantenimiento a los equipos utilizados.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura	por	Aros Eléctricos	(a) l) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES				
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE				
		(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)		(Ej: Celda de 13,8kV)				
POTENCIAL		X		REAL	X					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sinefecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluación:		Ing. Dorian Vega		MP:	NS205-136138		FECHA:	11/07/2021		
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										

- Decisiones y acciones para controlar el riesgo

En la tabla mostrada a continuación se presentan las decisiones tomadas respecto al nivel de riesgo evaluado anteriormente:

Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE			
COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MUY ALTO	Inadmisible para trabajar: Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo.  Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización mediante un Permiso Especial de Trabajo. (PES).
	ALTO	Minimizarlo: Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP.  Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	MEDIO	Aceptarlo: Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP).  Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP.  No requiere permiso especial de trabajo.	El líder de trabajo debe verificar: <ul style="list-style-type: none"> <li>• ¿Qué puede salir mal o fallar?</li> <li>• ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?</li> <li>• ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?</li> </ul>
	MUY BAJO	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades

RETIE: TABLA 9.4 Decisiones y acciones para controlar el riesgo

### Análisis del nivel tensión requerido.

Las tensiones que se manejarán en el proyecto son las siguientes:

EQUIPO	SISTEMA DC	SISTEMA AC
String de paneles solares	41.0 V	N/A
Inversor	208 V	3Φ – 208V

Tabla 20. Nivel de tensión requerido.

### Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1

No aplica para este tipo de proyecto, referirse a parágrafos 1 y 2 del literal 14.4 del RETIE

### Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

El presente proyecto no posee transformadores.

### Cálculo del sistema de puesta a tierra.

El sistema de puesta a tierra tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por sobretensiones y mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas, al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra.

La resistencia de puesta a tierra debe garantizar que las tensiones de paso y contacto sean inferiores a las máximas admisibles exigidas. De la tabla 10 Según RETIE artículo 15 numeral 15.4 y se presentan en la siguiente tabla.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión.	10 $\Omega$
Protección contra rayos.	10 $\Omega$
<b>Punto neutro de acometida en baja tensión.</b>	<b>25 <math>\Omega</math></b>
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 $\Omega$

Tabla 21. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

La resistencia de puesta a tierra debe ser menor o igual a 25 $\Omega$  en baja tensión y garantizar que las tensiones de paso y contacto sean inferiores a las máximas admisibles exigidas.

Para el cálculo de la resistividad del terreno se tendrán en cuenta las resistividades del terreno según el tipo de suelo, como se muestra en la siguiente tabla, tomas del estudio “Manual para la interpretación del perfil de resistividad obtenido al realizar el estudio de la resistividad del suelo a partir de las configuraciones del método de Wenner - Juan David Cárdenas Valencia, Esteban Galvis García de la Universidad Tecnológica de Pereira.

Los valores de resistencia de puesta a tierra aquí calculados serán confrontados con las medidas que se realicen posteriormente en el terreno.

Tipo de terreno	Resistividad $\rho$ ( $\Omega$ -m)
Terrenos vegetales húmedos	10-50
Arcilla, gredas, limos	20 - 60
Arenas arcillosas	60 - 120
Fangos, turbas	150 - 300
Arenas	250 - 500
Suelos pedregosos	300 - 400
Rocas	1.000 - 10.000
Concreto húmedo	100 - 240
Concreto seco	10.000 - 50.000

Tabla 22. Resistividad en distintos tipos de suelo.



En la siguiente tabla calculada según los lineamientos de la Norma IEEE Standard 80 se muestran los valores típicos de tensiones de paso y contacto tolerables por el cuerpo humano, dependiendo del tipo de suelo, la resistividad del terreno y el tiempo de duración de la falla para personas con un peso promedio de 70 kg.

Tipo de suelo	Resistividad (Ω-m)	Duración de falla 0.5 s		Duración de falla 1.0 s	
		Tensión de paso(V)	Tensión de contacto (V)	Tensión de paso (V)	Tensión de contacto (V)
Orgánico Mojado	10	174	166	123	118
Húmedo	100	263	186	186	133
Seco	1 000	1 154	405	816	286
Piedra partida 105 mm	3 000	3 143	885	2 216	626

Tabla 23. Tensiones de paso y contacto.

El terreno sobre el cual se piensa realizar la construcción tiene características de arenas arcillosas por lo que se presenta el siguiente cálculo.

El sistema de puesta a tierra será mejorado con suelo de baja impedancia para mejorar las características de resistividad del terreno (Ω-m) según resistencia calculada por la siguiente tabla.

#### Selección del bajante de puesta a tierra:

DESDE	HASTA	CONDUCTOR	REFERENCIA
Barraje SPT principal	Varilla de SPT 5/8"	8 AWG Cu	Tabla 250-94
Paneles Solares	Barraje SPT principal	10 AWG Cu	Tabla 250-95

Tabla 24. Resistencia calculada SPT.

#### Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

El cálculo económico de conductores es un estudio que se realiza con el fin de establecer en términos de dinero las pérdidas de energía debidas a la resistencia propia de cada conductor. Dichas pérdidas son calculadas mediante la siguiente ecuación:

$$E = R * I_{max}^2 * \Delta t$$

Donde,

E: Energía disipada por el conductor,

R: resistencia propia del conductor (ver ficha técnica del conductor)

I<sub>max</sub>: corriente máxima que pasará por el conductor

Δt: es el intervalo de tiempo

En la siguiente tabla se demuestra la comparación entre el conductor seleccionado para cada sistema y el conductor anterior.

ECUACIÓN						
$E = R * I_{max}^2 * \Delta t$						
Sistema	INVERSORES				AC	
	MPPT 1	MPPT2	MPPT 3	MPPT4	INVERSOR 1, 2, 3, 4	INVERSOR 1+2+3+4
I max (A)	12,21	12,21	12,21	12,21	4,00	16,00
Delta t (h)	8	8	8	8	8	8
Calibre seleccionado	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG
Resistencia (Ω/km)	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56
Distancia (km)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Energía disipada (Wh/km)	0,3130	0,3130	0,3130	0,3130	0,0336	0,5374
Valor kWh (\$600)	\$ 187,77	\$ 187,77	\$ 187,77	\$ 187,77	\$ 20,15	\$ 322,44
Calibre anterior	14 AWG	14 AWG	14 AWG	14 AWG	14 AWG	14 AWG
Resistencia (Ω/km)	10,17	10,17	10,17	10,17	10,17	10,17
Energía disipada (Wh)	0,49	0,49	0,49	0,49	0,05	0,83
Valor kWh (\$600)	\$ 291,11	\$ 291,11	\$ 291,11	\$ 291,11	\$ 31,24	\$ 499,88
Pérdida COP\$	-\$ 103,33	-\$ 103,33	-\$ 103,33	-\$ 103,33	-\$ 11,09	-\$ 177,44

Tabla 25. Cálculo económico del conductor.

Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.


En este punto se hace un análisis con las especificaciones de instalación; a continuación, se muestra una tabla con las características del conductor empleado en cada tramo.

SISTEMA AC		
DESCRIPCIÓN	CNT.	UND
Acometida principal	4,52	kVA
Tensión	208	V
Corriente	12,55	A
Corriente x 125%	15,68	A
Calibre seleccionado	12	AWG
Ampacidad de calibre Tabla 310-16	30	A
Temperatura ambiente instalación	23	°C
Corrección de ampacidad por temperatura	32,4	A
Protección seleccionada	3X20	A

SISTEMA DC		
DESCRIPCIÓN	CNT.	UND
Cada Mppt por INVERSORES	0,395	kVA
Tensión	41	V
Corriente	12,21	A
<b>Corriente x 125%</b>	<b>15,26</b>	<b>A</b>
<b>Calibre seleccionado</b>	<b>4mm2</b>	<b>AWG</b>
Ampacidad de calibre Tabla 310-16	30	A
Temperatura ambiente instalación	28	°C
<b>Corrección de ampacidad por temperatura</b>	<b>32,4</b>	<b>A</b>
<b>Protección seleccionada</b>	<b>2X16</b>	<b>A</b>

Tabla 26. Verificación del conductor.

### Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.

Descripción		Uso	Cantidad
L - Foot		Anclaje a piso y/o techo, se debe impermeabilizar la perforación para evitar filtraciones. Se emplea tornillo autoperforante.	1 soporte de L cada dos metros para el sostenimiento del RIEL
Riel		Soporte transversal de los paneles solares, van sostenidos por las L - foot. Cada panel requiera ya sea de manera horizontal o vertical el paso de dos rieles transversalmente.	Generalmente, cada riel viene de 4.2 m que permiten ubicar 4 paneles verticalmente sobre ellos, es decir que para 4 paneles de 1m de ancho se requieren 2 rieles de 4.2 m.
MID Clamp		Punto de anclaje de los paneles solares contra el riel, evita su movimiento por vientos o su propio peso, cada MID soporta dos paneles.	Cada MID va entre dos paneles, es decir que por cada dos paneles se requieren 2 MID Clamp.
END Clamp		Punto de anclaje de los paneles solares contra el riel, evita su movimiento por vientos o su propio peso, cada END soporta dos paneles.	Cada END va al final de cada cadena de paneles, es decir que por cada dos paneles se requieren 2 END Clamp.

**Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre - corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.**

La elección de protecciones según corrientes normalizadas y adecuadas para la configuración DC / AC son seleccionados según los siguientes cálculos:

- **Sistema DC:**

Sistema DC			
Protección integrada contra sobre corriente:			
MICRO-INVERSOR APsystem YC1000-3 208 (1,2,3,4)	MPPT 1	Paneles en paralelo	x Isc panel solar
		1	x 12,21A
		12,21A	
		12,21A	x 125%
		15,26A	
		Protección fusible	: 16A
	MPPT 2	Paneles en paralelo	x Isc panel solar
		1	x 12,21A
		12,21A	
		12,21A	x 125%
		15,26A	
		Protección fusible	: 16A
	MPPT 3	Paneles en paralelo	x Isc panel solar
		1	x 12,21A
		12,21A	
		12,21A	x 125%
		15,26A	
		Protección fusible	: 16A
	MPPT 4	Paneles en paralelo	x Isc panel solar
		1	x 12,21A
		12,21A	
		12,21A	x 125%
		15,26A	
		Protección fusible	: 16A
Protección contra sobre tensión:			
DPS Tipo II - 1000Vdc 12.5kA			

Tabla 27. Cálculo de protecciones DC.

- Sistema AC:




Sistema AC	
Sistema 208V	
Inversor Apsystem YC1000-208-3 1+2+3+4	
Protección contra sobre corriente:	
Sistema:	 3Φ  N  T
Potencia (kVA):	4,52
Tensión de línea (V):	208
Intensidad max (A):	12,55
Factor de carga continua:	125%
Intensidad resultante (A):	15,68
Protección termomagnética:	3X16A
Conductor seleccionado:	12 AWG Cu

Tabla 28. Cálculo de protecciones AC.

Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

Sistema AC					
Inversores a tablero de protecciones AC					
Conductores					
Cable	Cantidad	Diametro exterior mm	Sección transv. mm2	Ocupación mm2	Área conduit mm2
12 AWG	3	3,36	8,87	26,60	66,5
12 AWG	1	3,36	8,87	8,87	22,2
Conduit					
Coraza liquid tight	Cantidad	Diametro interior mm	Diametro externo mm	Sección transv. mm2	Ocupación de conductores
1/2"	1	15		176,71	20%

Tabla 29. Cálculo de canalizaciones.

# **Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia y Cálculos de regulación.**

REGULACIÓN DE CORRIENTE SISTEMA FOTOVOLTAICO EN AC													
Tensión de línea (V)		208		Sistema		3F	Temperatura Ambiente		23	°C			
Tramo	Regulación de tensión	Impedancia efectiva (Zef)			Resistencia	Inductancia	Conduit	Demanda máxima	Corriente	Distancia	Pérdidas de potencia	Conductor	
	%R	Cos	0,80	Sen	0,60	Ω / km		Ω / km	kVA	A	km	%Pp	AWG / mm2
Inversor 1+2+3+4 a Tablero AC	0,13	5,35			6,56	0,177	PVC	4,52	12,55	0,004	0,34	12	30
	0,13												

REGULACIÓN DE CORRIENTE SISTEMA FOTOVOLTAICO EN DC														
Tensión de línea (V)		41				Sistema		N/A	Temperatura Ambiente		23	°C		
Tramo	Regulación de tensión	Impedancia efectiva (Zef)				Resistencia dc	Inductancia	Conduit	Demanda máxima	Corriente	Distancia	Pérdidas de potencia	Conductor	
	%R	Cos	1,00	Sen	0,00	Ω / km	Ω / km		kVA	A	km	%Pp	AWG / mm2	Amperios
1,1,1	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
2,2,1	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
3,3,1	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
4,4,1	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
1,1,2	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
2,2,2	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
3,3,2	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
4,4,2	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
1,1,3	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
2,2,3	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
3,3,3	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
4,4,3	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
1,1,4	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
2,2,4	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
3,3,4	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
4,4,4	0,29	6,56				6,56	N/A	PVC	0,45	12,21	0,0015	0,26	12	30
	0,59													

Tabla 30. Cálculo de regulación y pérdidas de potencia.

### **Clasificación de áreas.**

Instalaciones especiales, según RETIE 2013, Art. 28.3: Son aquellas instalaciones que por estar localizadas en ambientes clasificados como peligrosos, o por alimentar equipos o sistemas complejos, presentan mayor probabilidad de riesgo que una instalación básica, y, por tanto, requieren de medidas especiales para mitigar o eliminar tales riesgos. Para el presente proyecto no aplica el proyecto como área de atmósfera peligrosa o área clasificada.

### **Elaboración de diagramas unifilares.**

Ver plano anexo

### **Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.**

Ver plano anexo

### **Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.**

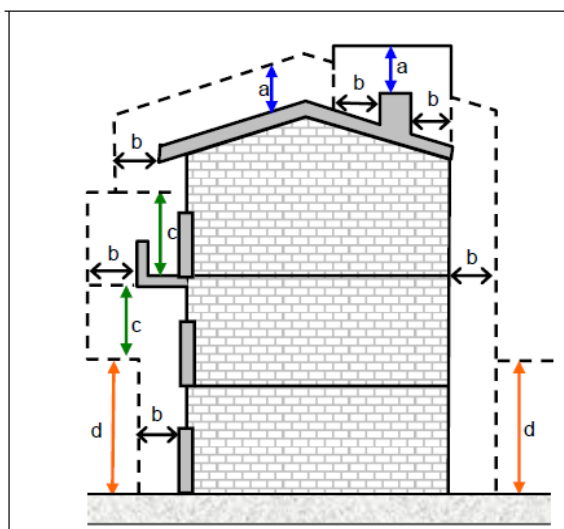
Ver plano anexo

### **Establecer las distancias de seguridad requeridas.**

En el presente proyecto solar se encuentran cables aislados tipo **SOLAR** por lo que no deben cumplir con las distancias de seguridad.

Para el presente proyecto se tendrán en cuenta las distancias de seguridad señaladas en el Capítulo 13 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE puesto que su incumplimiento es fuente de riesgos que afectarán la integridad de las personas y sus bienes.

Teniendo en cuenta que la red de media tensión utiliza conductores desnudos, las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.



*Figura 2. Distancias de seguridad en zonas con construcciones*

La distancia horizontal “b” se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la

posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que en ningún momento la red quede encima de la construcción.

Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.

● **Distancias Mínimas de Seguridad en Zonas con Construcciones.**

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical “a” sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 13.1).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal “b” a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 13.1)	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical “c” sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 13.1)	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical “d” a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 13.1) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

Tabla 30. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones se muestran en la siguiente tabla.

No se deben instalar conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas

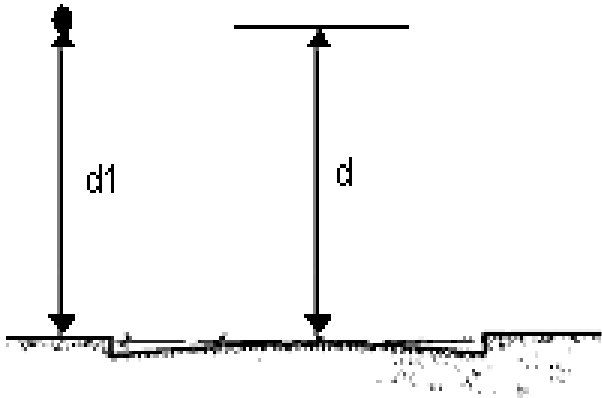


Figura 3. Distancias d1 y d en cruce y recorridos de vías.



En los tendidos de la red de distribución se debe tener en cuenta que las alturas de los conductores **d1** y **d** con respecto al piso o de la vía no podrán ser inferiores a las distancias que se muestran a continuación.

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo “ <b>d</b> ” en <b>cruces</b> con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Figura 13.2).	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6
Distancia mínima al suelo “ <b>d1</b> ” desde líneas que <b>recorren</b> avenidas, carreteras y calles (Figura 13.2).	500	11,5
	230/220	8,0
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Distancia mínima al suelo “ <b>d</b> ” en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en la zonas de servidumbre (Figura 13.2).	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia “ <b>e</b> ” estos valores (Figura 13.3) <sup>9</sup>	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	66/57,5	8,3
	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5
Distancia mínima vertical en el cruce “ <b>f</b> ” a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses (Figura 13.4)	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
	66/57,5	2,0
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	<1	1,2
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “ <b>g</b> ” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m (Figura 13.4)	500	12,9
	230/220	11,3
	115/110	10,6
	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	10,2
	<1	9,6
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “ <b>g</b> ” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m. (Figura 13.4)	500	7,9
	230/220	6,3
	115/110	5,6
	66/57,5	5,4
	44/34,5/33	5,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,2
	<1	4,6
Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	500	14,6
	230/220	12,8
	115/110	12
	66/57,5	12
	44/34,5/33	12
	13,8/13,2/11,4/7,6	12
	<1	12
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	7,0
	66/57,5	7,0
	44/34,5/33	7,0
	13,8/13,2/11,4/7,6	7,0
	<1	7,0

Para el caso de cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, se deben tener en cuenta las siguientes distancias mínimas.

		DISTANCIAS EN METROS									
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1	
	230/220	3,0	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6		
	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2			
	66	2,0	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5				
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4					
	44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3						
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	0,6							
	<1	1,2	0,6								
	Comunicaciones	0,6									
		Comunicación	<1	13,8/ 13,2/ 11,4/ 7,6	44/ 34,5/ 33	57,5	66	115/ 110	230/ 220	500	
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior											

Tabla 31. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones.

Los conductores sobre apoyos fijos, deben tener distancias horizontales y verticales entre cada uno, no menores que el valor que se muestra en la siguiente tabla.

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de comunicación expuestos	15 (1) 7,5 (2)
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre). 0 a 50 V (calibre menor de 4/0 AWG). Entre 750 V y 8,7 kV.	15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Más de 50 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Debe atender normas internacionales
Conductores de suministro de diferente circuito <sup>(3)</sup> 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Entre 50 kV y 814 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

Tabla 32. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura.

**Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.**

**Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.**

Los anteriores numerales no aplican para este tipo de proyecto.