MEMORIA DE CÁLCULO

DISEÑO DETALLADO

REGISTRADURÍA NACIONAL DEL ESTADO CIVIL

SANTA MARTA, MAGDALENA

AVENIDA LIBERTADOR #13-50

ELABORADO POR:

JUAN ESTEBAN QUINTERO SEPÚLVEDA
Ingeniero Electricista
M.P: EC205-172671

Diciembre de 2024

1 CONTENIDO

1 CONTENIDO 1

2 LISTA DE TABLAS 4

3 LISTA DE ILUSTRACIONES 5

4 LISTA DE ECUACIONES 8

5 GENERALIDADES 9

6 INFORME DE LA RED ELECTRICA EXISTENTE 19

7 MEMORIA DE CÁLCULO – RETIE 10.1.1 (Diseño detallado) 24

A. Análisis y cuadros de carga iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos. 24

B. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico. 28

C. Análisis de cortocircuito y falla a tierra. 29

D. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos. 29

E. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. 38

F. Análisis del nivel de tensión requerido. 48

G. 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. 49

H. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga..... 50

I. Cálculo del sistema de puesta a tierra..... 50

J. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de energía..... 57

K. 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, capitulo 9 o equivalente. 60

L. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos. 64

M. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los equipos según IEC 60947-2 Anexo A. 64

N. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.). 66

O. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. 67

P. Cálculos de regulación. 67

Q. Clasificación de áreas. 69

R. Elaboración de diagramas unifilares. 70

S. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción. 70

T. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares..... 70

U. Establecer distancias de seguridad requeridas. 81

V. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de instalación. 90

W. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas. 90

2 LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación Puntos de Medición 16

Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida 16

Tabla 3 Tensión al imlso que deben soportar los equipos 28

Tabla 4 Valores típicos de riesgos tolerables 34

Tabla 5 Factores de riesgos más comunes 41

Tabla 6 Decisiones y acciones para controlar el riesgo – Tabla 9.4 RETIE 50

Tabla 7 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos – Tabla 14.1 RETIE 51

Tabla 8 Valores de referencia para sistemas de puesta a tierra 53

Tabla 9 Valores de resistividad del terreno 56

Tabla 10 Metodología de Medición 56

Tabla 11 Valores máximos de corriente de corto circuito y tiempo de ciclo 64

3 LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Resumen de componentes 11

Ilustración 2 Ubicación Geográfica 12

Ilustración 3 Radiación Anual 13

Ilustración 4 Radiación Anual-Grafica 14

Ilustración 5 Cálculo de Generación Mensual 16

Ilustración 6 Cubierta 18

Ilustración 7 Vigas 18

Ilustración 8 Transformador en poste 19

Ilustración 9 Medidor 20

Ilustración 10 Disponibilidad de la Red 21

Ilustración 11 Cuadro de Cargas Tablero Cocina P2 22

Ilustración 12 Cuadro de Cargas Tablero Entrada P2 23

Ilustración 13 Cuadro de Cargas Tablero Normal 1 (TN_1) 23

Ilustración 14 Cuadro de Cargas Tablero Normal 2 (TN_2) 24

Ilustración 15 Cuadro de Cargas Tablero Normal 3 (TN_3) 24

Ilustración 16 Cuadro de Cargas Tablero Regulado (T_Reg) 25

Ilustración 17 Consumo histórico energético de las instalaciones 25

Ilustración 18 Consumo histórico energético de las instalaciones 26

Ilustración 19 Análisis del factor de potencias 26

Ilustración 20 Evaluación Nivel de Riesgo 35

Ilustración 21 Análisis de Riesgo sin medidas de protección 36

Ilustración 22 Análisis de Riesgo con medidas de protección 37

Ilustración 23 Factor de Riesgo – Arco Eléctrico 44

Ilustración 24 Factor de Riesgo – Contacto Directo 44

Ilustración 25 Factor de Riesgo – Contacto Indirecto 45

Ilustración 26 Factor de Riesgo – Cortocircuito 45

Ilustración 27 Factor de Riesgo – Rayos 46

Ilustración 28 Factor de Riesgo – Sobrecarga 47

Ilustración 29 Factor de Riesgo – Tensión de Contacto 47

Ilustración 30 Factor de Riesgo – Tensión de Paso 48

Ilustración 31 Factor de Riesgo – Electricidad Estática 48

Ilustración 32 Factor de Riesgo – Equipo Defectuoso 49

Ilustración 33 Valores Típicos de Tensión de paso y Contacto 53

Ilustración 34 Selección de conductor de puesta a tierra 54

Ilustración 35 Esquema de medición de resistividad aparente 55

Ilustración 36 Medición de resistividad 57

Ilustración 37 Resistencia de Puesta a Tierra 58

Ilustración 38 Cálculo económico del conductor SSFV 60

Ilustración 39 Cálculo económico del conductor TS - TG 61

Ilustración 40 Verificación del Conductor 62

Ilustración 41 Estructura Solar 65

Ilustración 42 Cálculo y coordinación de protecciones 66

Ilustración 43 Cálculo Ocupación de Ductos 1 67

Ilustración 44 Cálculo Ocupación de Ductos 2 67

Ilustración 45 Cálculo Ocupación de Ductos 3 68

Ilustración 46 Cálculo de regulación 70

Ilustración 47 Cálculo de regulación 70

Ilustración 48 Distancias de seguridad en zonas con construcciones 83

Ilustración 49 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones 84

Ilustración 50 Distancias de seguridad en cruces y recorridos de vías 85

Ilustración 51 Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones 87

Ilustración 52 Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones 88

Ilustración 53 Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo 88

Ilustración 54 Límites de aproximación 89

4 LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Resistencia de puesta a tierra 58

Ecuación 2 Corriente máxima de corto circuito permisible 63

Ecuación 3 Corriente máxima calculada del conductor 68

Ecuación 4 Impedancia eficaz 69

Ecuación 5 Caída de tensión fase-neutro circuito trifásico 69

Ecuación 6 Porcentaje de regulación 69

5 GENERALIDADES

PROYECTO: “Estudios y diseños del sistema eléctrico existente de las sede central y sedes de nivel desconcentrado de la RNEC para viabilidad de implementación de una solución de energía alternativa mediante paneles solares conforme al cumplimiento de la norma RETIE”

En este documento se presentan las memorias de cálculo que respaldan el diseño propuesto del SSFV en las instalaciones de uso final de la Registraduría Nacional del Estado Civil de la ciudad de Santa Marta, Magdalena. La entidad se encuentra ubicada en la dirección Avenida Libertador #13-50, de la ciudad de Santa Marta, en el departamento de Magdalena.

El sistema propuesto incluye la conexión de 36 paneles solares de 575 Wp, proporcionando una capacidad de generación total de 20,7 kWp. Estos paneles están conectados a través de nueve microinversores de 2000VA con un nivel de tensión de 240 Vac. La conexión a la red de AIR-E se realiza mediante un medidor bidireccional suministrado por el operador de red. El sistema solar fotovoltaico será interconectado a la red doméstica del predio, permitiendo la inyección de excedentes a la red de AIR-E.

Normas Aplicables

Para la elaboración de este diseño, se considerarán los criterios aplicables contenidos en los siguientes documentos:

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE
- Código Eléctrico Colombiano – Norma NTC 2050
- Resolución CREG 174 de 2021
- Normativa del OR

Los componentes del sistema solar fotovoltaico son:

DESCRIPCION	CANTIDAD	POTENCIA PICO (W)	POTENCIA TOTAL (kWp)
Módulo fotovoltaico	36	575	20.7
Microinversor	9	2000	18
Medidor bidireccional	1	N/A	N/A

Ilustración 1 Resumen de componentes

Fuente: Propia

LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El proyecto de diseño de las instalaciones eléctricas de uso final correspondientes al inmueble anteriormente descrito está ubicado en la Avenida Libertador #13-50 en la ciudad de Santa Marta. A continuación, se ilustra la localización del proyecto (tomado de Google Earth).

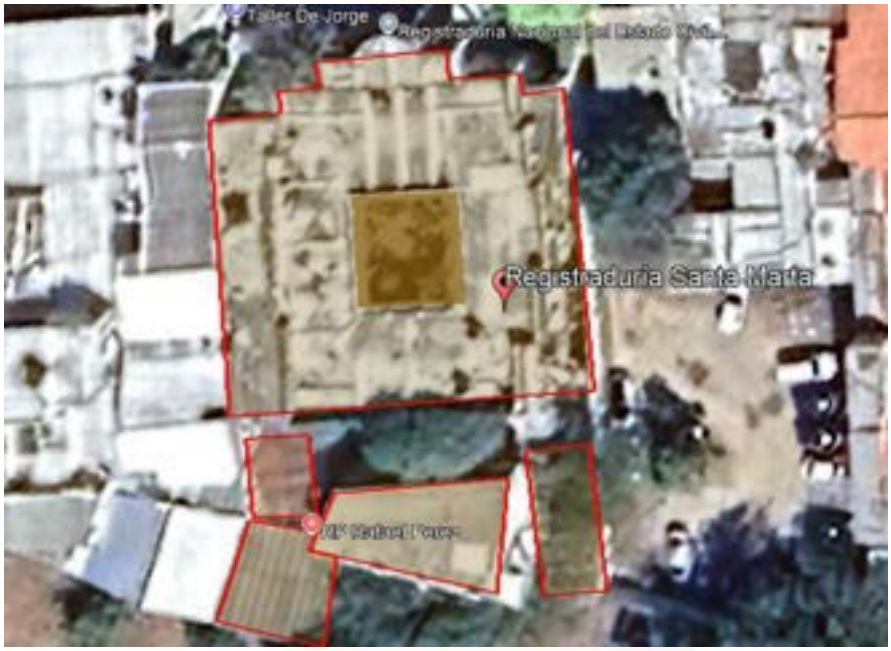


Ilustración 2 Ubicación Geográfica
Fuente: Google Earth

Ubicación geográfica

Latitud: 11.243562189705736

Longitud: -74.20213410196973

Altura: 10 m.s.n.m

LIMITACIONES NORMATIVAS DE LA ENTIDAD

La edificación donde se encuentra la registraduría de Santa Marta se encuentra en el listado de inmuebles de conservación, según lo estipulado en la ley 1617 de 2013 decretada por el congreso de la república y que estipula lo siguiente: “El Distrito Turístico e Histórico de Santa Marta se declara patrimonio cultural de la Nación por ser la ciudad más antigua sobreviviente fundada por España en América del Sur y en razón a su riqueza biogeográfica y ecológica, a su diversidad cultural con presencia de los pueblos indígenas Kogui, Arhuaca, Arzaria, Chimila y Wayúu y de población afrocolombiana.” (COLOMBIA, 2013), debido a ello se deben tener en consideración las limitantes de intervención en la misma, desde los permisos requeridos y los parámetros de limitación.

Los efectos jurídicos de la declaratoria de un bien como monumento nacional son: se le considera bien de interés cultural, goza de la protección del Estado, no puede ser demolido, restaurado u objeto de una intervención que le produzca cambios sin la previa autorización del Ministerio de Cultura, debe tener un plan especial de protección elaborado por éste y estar en el registro nacional de patrimonio cultural, si pertenece a una entidad pública, es inembargable, imprescriptible e inalienable, y si alguien lo destruye, modifica o interviene sin licencia, se hace acreedor a sanciones penales, económicas o urbanísticas.”

(Pública, 2024)

Para la intervención de un bien de interés cultural de debe realizar la solicitud en el portal web del ministerio de cultura del SIPA (Sistema de información de patrimonio) y diligenciar la ficha de registro para intervención de bienes inmuebles que comprende: La identificación del bien, descripción del proyecto, datos del solicitante, financiación y requisitos.

Los requisitos varían conforme al tipo de bien; sin embargo, en los bienes inmuebles de carácter nacional se requieren los siguientes documentos jurídicos:

- Carta de solicitud de autorización por parte del propietario y documentos de la entidad.
- Carta de autorización de un profesional idóneo responsable del proyecto y documentos.
- Certificado de tradición y libertad y boletín de nomenclatura o certificado catastral.
- Concepto de norma específica aplicable al predio expedido por la curaduría o la oficina de planeación.
- Concepto previo favorable expedido por la entidad territorial competente.
- Memorial de responsabilidad.

Adicionalmente se requieren los siguientes documentos técnicos:

- Documentos básicos: Memoria descriptiva, localización y manzana catastral.
- Estudios preliminares: Investigación histórica y tipológica. (Si se trata de un proyecto de restauración o una gran intervención de la estructura)
- Levantamiento general y detallado.
- Planos de calificación y diagnóstico.
- Estudios técnicos.
- Proyecto arquitectónico.
- Proyecto estructural.

Radiación Electromagnética

La ubicación del proyecto presenta las siguientes características de irradiación global horizontal anual según las coordenadas geográficas mencionadas anteriormente. A continuación, se muestra el promedio mensual de irradiación basado en los datos de la plataforma PVWATTS.

Mes	Radiación solar (kWh / m^2 / dia)
Enero	6.87
Febrero	7.15
Marzo	6.76
Abril	6.00
Mayo	5.37
Jun	5.16
Jul	5.27
Agosto	5.45
Septiembre	5.78
Octubre	5.66
Noviembre	5.96
Diciembre	6.56
Anual	6.00

Ilustración 3 Radiación Anual
Fuente: PVWATTS

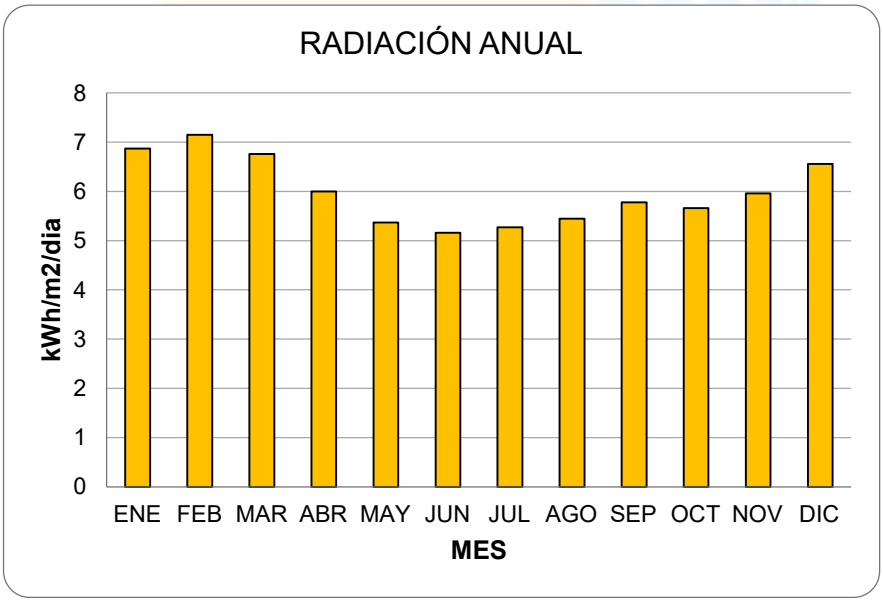


Ilustración 4 Radiación Anual-Grafica
Fuente: PVWATTS

Componentes del Sistema Fotovoltaico

- **Módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos empleados son Monocristalinos de 575Wp que se encargarán de captar la radiación electromagnética del sol y convertirla en energía eléctrica en Corriente Directa (DC).

- **Microinversor**

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, 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. Los equipos para emplear son 9 microinversores de 2000W.

- **Equipo de Monitoreo**

El equipo de monitoreo que permita la comunicación de forma remota con todos los componentes del sistema, brindando una gestión eficiente y confiable del rendimiento del sistema fotovoltaico.

- **Arreglo fotovoltaico**

Conociendo las características técnicas de los equipos principales del sistema a desarrollar, se propone la instalación de una SSFV de 36 paneles de 575 W

conectados a 9 microinversores de 2000W y 2 MPPT. Se conectarán Strings de 2 paneles por cada MPPT, resultando en la conexión de 4 paneles a cada microinversor. De esta forma, se proyecta un sistema de 20.7 kWp.

Cálculos de Generación

Una vez calculados los parámetros principales del sistema solar fotovoltaico, se determina la capacidad de generación que abastecerá las instalaciones.

CÁLCULO DE GENERACION SOLAR MENSUAL		
Horas Pico Solar	6	kWh/m2/día
Perdidas	15	%
Potencia Panel	575	Wp
Cantidad de paneles	36	Und
Generacion solar diaria proyectada	**94,7**	**kWh-dia**
Generacion mensual proyectada	**2842,0**	**kWh-mes**
Consumo local historico	9340,71	kWh
Cubrimiento de demanda	**30,43**	**%**

Ilustración 5 Cálculo de Generación Mensual
Fuente: Propia

Selección de Medida

Según la Resolución CREG 038 de 2014, Artículo 6, los puntos de medición se clasifican según el consumo o la transferencia de energía en la frontera, o según la capacidad instalada en el punto de conexión.

Tabla 1 Clasificación Puntos de Medición

Tabla 1. Clasificación de puntos de medición

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	C ≥ 15.000	CI ≥ 30
2	15.000 > C ≥ 500	30 > CI ≥ 1
3	500 > C ≥ 50	1 > CI ≥ 0,1
4	50 > C ≥ 5	0,1 > CI ≥ 0,01
5	C < 5	CI < 0,01

Fuente: Tabla 1 Articulo 6 - CREG 038 de 2014

Tabla 2. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

Tabla 2 Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

Fuente: Tabla 2 Articulo 6 - CREG 038 de 2014

Equipo de Medida

El equipo de medición se dejó a disposición del operador de red. Hasta el momento, se sabe que debe ser bidireccional, tener al menos tipo de conexión 3 fases y 4 hilos, y contar con un índice de energía activa de 1.

6 INFORME DE LA RED ELECTRICA EXISTENTE

Descripción general de las instalaciones

La RNEC sede Santa Marta se encuentra ubicada en la Avenida Libertador #13-50, en una edificación que cuenta con 3 bloques, donde el bloque principal comprende la registraduría de un solo piso, mientras que los otros dos bloques de dos pisos comprenden la registraduría especial, así como también nuevas áreas de oficinas, un auditorio y archivo, el área total es 1696,25 m^2 aproximadamente. Dicha edificación posee la titularidad del predio y cuenta con la siguiente distribución: en el bloque 1 se encuentra el área de registraduría especial y oficina en el piso 1, mientras en el piso 2 se encuentran oficinas de registro y la ventanilla única; en el bloque 2 se encuentra archivo en el piso 1 y el auditorio en el piso 2; por último, en bloque 3 se encontraba el área de control interno. En la edificación no se tiene planeado realizar ampliaciones, remodelaciones o cambios significativos.

La edificación cuenta con espacio de cubierta apropiado, sin incidencia de sombras para la instalación de un Sistema Solar Fotovoltaico en cubierta, se estiman 500 m^2

disponibles aproximadamente, con diversos tejados, en primera instancia se encuentra un tejado con placa de cemento, teja de asbesto, teja roja de polipropileno con una altura de 8 m aproximadamente y distancia entre vigas de acero de 2 m.

Ilustración 6 Cubiertas

Fuente: propia

Ilustración 7 Vigas

Fuente: propia

Análisis de la infraestructura eléctrica

En la RNEC de Santa Marta tiene conexión a la red por medio de operador de red AIR-E, la conexión empieza desde la línea de media tensión de 13,2 kV que llega al transformador trifásico de 45 KVA ubicado en poste cerca de la entidad, con código C1420, la acometida de baja tensión llega hasta el medidor trifásico N°53119384-MC953 con medida directa y caja hermética ubicado en el mismo poste, seguidamente llega a la entidad al totalizador de 3x150 A del tablero principal, para posteriormente llegar a un barraje principal de donde se desprenden los subtableros que energizan la entidad.

Tiene un sistema eléctrico de respaldo correspondiente a una UPS para suministrar energía al servidor y no cuenta con sistema de protección contra incendios. No se cuenta con planos eléctricos, diagramas unifilares, memorias de cálculo de diseño eléctrico, certificación RETIE, diseño de Sistema de Puesta a Tierra o memorias de iluminación según RETILAP.

Ilustración 8 *Transformador en poste*

Fuente: Propia

Ilustración 9 *Medidor*

Fuente: Propia

Disponibilidad de la Red

De acuerdo 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 al operador de red sobre la disponibilidad de la red. Actualmente el proyecto cuenta con un transformador de 45 kVA destinado a suplir las necesidades energéticas de las instalaciones aledañas, por lo tanto, su disponibilidad de red.

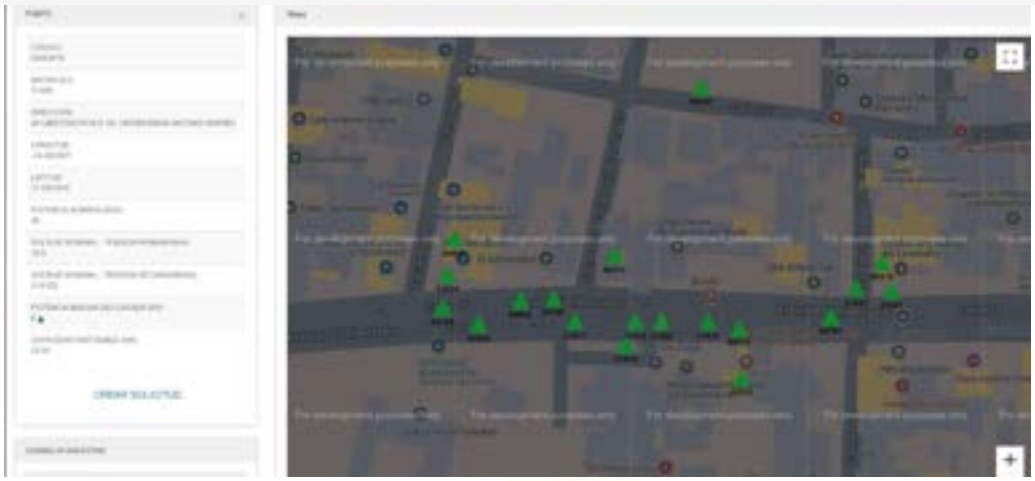


Ilustración 10 *Disponibilidad de la Red*
Fuente: Operador de Red

Siguiendo los lineamientos establecidos en el Artículo 10.1 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el presente diseño se detalla y se basa en los parámetros contemplados en la Resolución No. 90708 del 30 de agosto de 2013, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

7 MEMORIA DE CÁLCULO – RETIE 10.1.1 (Diseño detallado)

A. Análisis y cuadros de carga iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

Análisis de cargas iniciales y futuras

Ilustración 11 *Cuadro de Cargas Tablero General*
Fuente: Propia

Ilustración 12 *Cuadro de Cargas TD_1*
Fuente: Propia

Ilustración 13 *Cuadro de Cargas T_D2*
Fuente: Propia

Ilustración 14 *Cuadro de Cargas T_D3*

Fuente: Propia

Análisis de cargas iniciales y futuras – SSFV

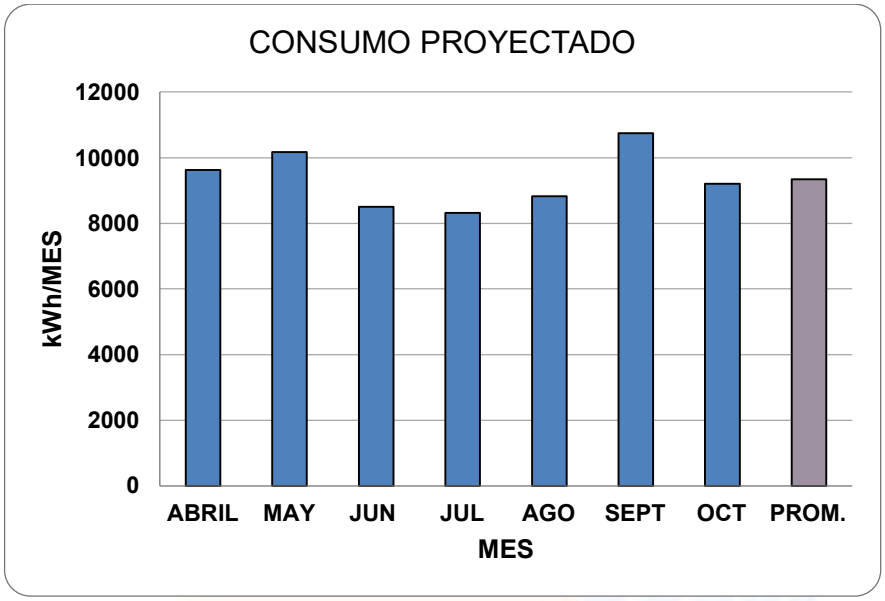


Ilustración 16 *Consumo histórico energético de las instalaciones*
Fuente: Factura de energía - OR

MES	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	PROM.
CONSUMO (kWh)	9620	10174	8504	8320	8827	10740	9200	9340,714

Ilustración 17 *Consumo histórico energético de las instalaciones*
Fuente: Factura de energía - OR

Análisis de factor de potencia.

Se considera entonces para el proyecto un FP=0.9 ya que no requiere ningún equipo especial con alto consumo de potencia reactiva. 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

Ilustración 18 *Análisis del factor de potencias*
Fuente: Propia

Análisis de armónicos.

Acorde a 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/trifásicos
- Controles de fase electrónicos
- Ciclo-convertidores
- Variadores de modulación con ancho de pulso kWh/MES

En el presente proyecto se utilizan nueve microinversores bifásicos, los cuales, según su ficha técnica, presentan una distorsión armónica total (THD) inferior al 3%, cumpliendo así con los estándares de la resolución CREG 024 de 2005. Consulte la ficha técnica adjunta para más detalles.

B. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

El objetivo de la coordinación de aislamiento es establecer el aislamiento requerido en los diferentes materiales y equipos eléctricos en sus partes energizadas para prevenir el contacto eléctrico en las estructuras de media y baja tensión que forman parte de la construcción. Sin embargo, este ítem puede variar según el proyecto, ya que en algunos casos no es necesario desarrollarlo debido a la aplicación de normas de construcción eléctrica con productos estandarizados. El tipo de aislamiento debe seleccionarse según el nivel de tensión del servicio. Para el presente diseño, las tensiones de servicio son de 120V DC máximo por MPPT y 120/220 V AC para baja tensión.

Para evitar que chispas, arcos eléctricos o cortocircuitos provocados por sobretensiones transitorias, ya sea por impacto directo de rayos en la edificación o en sus acometidas de servicios (como electricidad, teléfono, gas, ductos metálicos), así como por tensiones inducidas por impactos indirectos o lejanos, que puedan generar incendios, explosiones o poner 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 que muestra la tensión al impulso que deben soportar los equipos (extraída de la NTC 4552-2).

Tabla 3 Tensión al impulso que deben soportar los equipos

Nivel de tensión de operación de los equipos (V).	BIL requerido en [kV]			
	Contadores	Tableros, interruptores, cables etc.	Electrodomésticos, herramientas portátiles	Equipo electrónico
	IV	III	II	I
120 – 240; 120/208	4	2.5	1.5	0.8

Fuente: Tabla 11 - NTC 4552

Este apartado se complementa con los puntos D y U en los cuales se evalúan el riesgo por rayos y las distancias de seguridad requeridas respectivamente.

C. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

No aplica para el proyecto, al ser un proyecto de instalaciones eléctricas de redes de uso final tal como se expresa en los literales del numeral 10-1.1 de la Resolución 9-0795 del 25-07-2014.

La corriente de Falla la establece el Operador de Red, de acuerdo con el respectivo Análisis de Cortocircuito y Falla a Tierra de las redes existentes.

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

Todo sistema de protección contra rayos debe fundamentarse en un análisis de evaluación de riesgos contra rayos y así cumplir los requisitos de la NTC 4552, la

cual basa la protección en la aplicación de un Sistema Integral de Protección Contra Rayos (SIPRA). La evaluación del nivel de riesgo se realiza para determinar si se requiere implementar un sistema de protección contra rayos y las acciones que permitan disminuir el riesgo a un nivel tolerable. El nivel de riesgo se obtiene de la ponderación de los indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que puede implicar un impacto directo o indirecto de un rayo sobre una estructura.

Norma Técnica Colombiana NTC 4552-2

Introducción

Los rayos a tierra son peligrosos para las estructuras y sus acometidas de servicios. Los peligros a la estructura se manifiestan como:

- Daños a la estructura y su contenido
- Fallas asociadas a sistemas eléctricos y electrónicos
- Lesiones a seres vivos dentro y fuera de la estructura

Los efectos de los daños y fallas se pueden extender a los alrededores de la estructura o pueden involucrar su entorno.

Los peligros en las acometidas de servicios pueden generar:

- Daños a los mismos servicios
- Fallas asociadas a los equipos eléctricos y electrónicos

Para reducir las pérdidas debidas a rayos se requieren medidas de protección, cuyas características deben determinarse por medio de la evaluación del Riesgo.

En esta norma, el riesgo se define como el promedio anual de pérdidas en la estructura y en sus acometidas de servicios debido a descargas atmosféricas, el cual depende de:

- El número anual de rayos que afecta a las estructuras y a sus acometidas de servicios.
- La probabilidad de daño debido a los efectos del rayo.
- El costo promedio de los daños.

Los efectos de los rayos en las estructuras pueden ser por:

- Impactos directos a la estructura
- Impactos cercanos a la estructura y/o acometidas de servicios (energía, telecomunicaciones, otros).

Los efectos del rayo en las acometidas de servicios pueden ser por:

- Impactos directos a las acometidas de servicios
- Impactos cercanos a las acometidas de servicios o directas a estructuras conectadas a las acometidas de servicios

Los impactos directos en estructuras o en acometidas conectadas a estas pueden causar daños físicos y poner en peligro la vida.

Los impactos cercanos o directos a estructuras o a sus acometidas pueden causar fallas de los sistemas eléctricos y electrónicos, debido a sobretensiones causadas por acoples resistivos o inductivos de estos sistemas con la corriente del rayo.

El número de rayos que pueden afectar la estructura y sus servicios depende de las dimensiones y características de la estructura y sus acometidas, así como de la densidad de rayos a tierra en el área donde se encuentran localizadas.
La probabilidad de daños por rayos depende de las características de la estructura, sus acometidas y de la corriente del rayo; así como de la clase y eficiencia de las medidas de protección aplicadas.

El monto promedio anual de las pérdidas depende de la magnitud de los daños y de las consecuencias que pueden presentar como resultado del rayo.
El efecto de las medidas de protección se puede evaluar a partir de cada una de las medidas de protección individual, las cuales finalmente reducen las probabilidades de daño o el costo de las pérdidas.

Objeto y alcance de la norma

La NTC 4552-2 aplica a la evaluación de riesgo de una estructura o en sus acometidas de servicios debido a descargas de rayos a tierra.

El alcance de la norma es establecer un procedimiento para la evaluación de dicho riesgo. Una vez se seleccione un límite de riesgo superior tolerable, este

procedimiento permite la selección de medidas de protección apropiadas que deben adoptarse para reducir el riesgo a un límite tolerable o por debajo de él.

Manejo del riesgo

Procedimiento básico

La decisión para proteger una estructura o una acometida de servicio contra rayos, así mismo como las medidas de protección seleccionadas, deberán ser realizadas de acuerdo con la NTC 4552. El siguiente procedimiento será aplicado.

- Identificar el objeto a proteger y sus características.
- Identificar todos los tipos de pérdidas en los objetos y riesgos pertinentes, correspondientes R (R1 a R4).
- Evaluar el riesgo R para cada uno de los tipos de pérdidas.
- Evaluar la necesidad de protección, por comparación de riesgo R1, R2, R3, para una estructura (R2´ para el servicio) con un riesgo tolerable RT.
- Evaluar la conveniencia económica de protección por comparación de los costos de las pérdidas totales con y sin medidas de protección. En este caso, la evaluación de la componente de riesgo R4 para una estructura (R4´para un servicio) es realizada con el fin de evaluar tales costos.

Estructura a ser considerada para la evaluación de riesgo

La estructura debe incluir:

- La estructura misma
- Las instalaciones dentro de la misma
- El contenido de la estructura

- Las personas dentro de la estructura o que permanezcan en zonas aledañas hasta 3 metros de la estructura

- Ambientes afectados por un daño en la estructura

Acometida de servicio a considerarse para la evaluación de riesgo

- Los tableros de distribución y la edificación del usuario para los ductos metálicos.

Los servicios a proteger incluyen las líneas equipadas y la terminación de éstas.

Riesgo Tolerable RT

Es responsabilidad de la autoridad competente identificar el valor del riesgo tolerable.

Valores representativos de riesgo tolerable RT donde las descargas eléctricas atmosféricas involucran pérdida de vida humana y pérdidas de valores sociales y culturales, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4 Valores típicos de riesgos tolerables

Tipo de pérdida	R_T
Pérdidas de vidas o lesiones permanentes	10^{-3}
Pérdidas de servicio público	10^{-5}
Pérdidas de patrimonio cultural	10^{-5}

Fuente: NTC 4552

Procedimiento para evaluar la necesidad de protección

De acuerdo con la NTC 4552-1 los siguientes riesgos serán considerados en la necesidad de protección contra rayos para un objeto.

- Riesgos R1, R2, R3 para una estructura
- Riesgo R'1, R'2 para un servicio

Para cada tipo de riesgo a ser considerado se aplica el siguiente procedimiento.

La evaluación del nivel de Riesgo de la norma NTC 4552-2 está basada en la Norma IEC 65302-2; por lo tanto, es válido realizar tal evaluación utilizando esta norma.

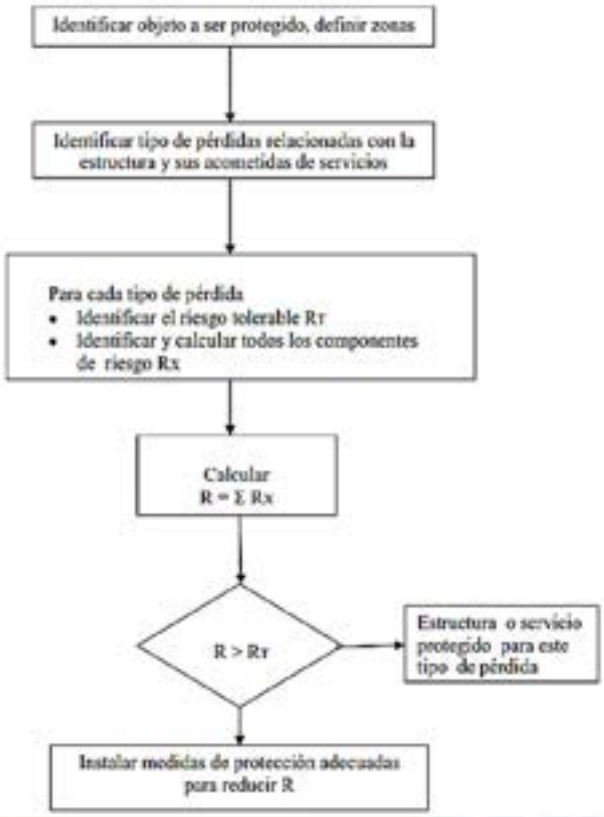


Ilustración 19 *Evaluación Nivel de Riesgo*
Fuente: Propia

Para el análisis del riesgo por Rayo se utiliza el calculador básico siguiendo la normatividad IEC 62305-2 y NTC 4552 con los parámetros correspondientes a la localización del proyecto y los parámetros de rayo de la región.

Densidad de descargas a tierra:		
Densidad de descargas a tierra	DDT=	2,00
Instalación:		
Largo (m)	L=	57,5
Ancho (m)	A=	29,5
Altura (m)	Al=	8
Altura sobresaliente a la estructura (m)	H=	0,5
Lesiones a seres vivos por descargas:	PA=	Riesgo de pánico Bajo(<=2 pisos, < 100 personas)
Ocupación de la estructura:	O=	Estructura normalmente ocupada
Probabilidad de daño:	PB=	No Protegida
Radio Esféra Rodante:		
Lineas eléctricas:	Le=	Aérea
Factor de localización:	Cd=	Objeto rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor
Riesgo de fuego en la estructura:	rf=	Bajo
Servicios públicos asociados:	SA=	TV, comunicaciones, electricidad, radio
Probabilidad de daño:	PC=	Sin sistema coordinado de protección
Cálculo del Riesgo.		
Riesgo de pérdida de vidas o lesiones permanentes	R1=	ACEPTABLE
Riesgo de pérdida de Servicio Público	R2=	ACEPTABLE
Riesgo de pérdida de Patrimonio Cultural	R3=	ACEPTABLE

Ilustración 20 *Análisis de Riesgo sin medidas de protección*

Fuente: Propia

Luego de realizarse el Análisis de Riesgo por Rayo para este proyecto, se concluye que no es necesario construir un Apantallamiento o Protección Externa e Interna para la estructura, ya que se evidencia que todos los riesgos están por debajo del umbral normativo. Se recomienda realizar la puesta a tierra de la instalación según lineamientos de la NTC 2050 y en cumplimiento con la norma NTC 4552. Esta norma, que regula las instalaciones eléctricas y los sistemas de protección contra descargas atmosféricas, establece los criterios para garantizar la seguridad y la continuidad del servicio eléctrico.

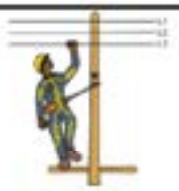
E. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

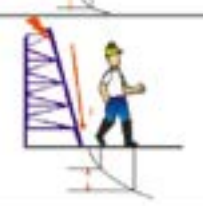
Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes.

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables.

En la siguiente tabla se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección.

Tabla 5 Factores de riesgos más comunes

	ARCOS ELÉCTRICOS. **POSIBLES CAUSAS:** 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. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** 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.
	AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS) **POSIBLES CAUSAS:** 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. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
	**CONTACTO DIRECTO** **POSIBLES CAUSAS:** Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** 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.
	CONTACTO INDIRECTO **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.
	CORTOCIRCUITO **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
	ELECTRICIDAD ESTÁTICA **POSIBLES CAUSAS:** Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN** Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.

	EQUIPO DEFECTUOSO **POSIBLES CAUSAS:** Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.
	RAYOS **POSIBLES CAUSAS:** Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
	SOBRECARGA **POSIBLES CAUSAS:** 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. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** 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.
	TENSIÓN DE CONTACTO **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
	**TENSIÓN DE PASO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Fuente: Tabla 9.5 RETIE

Para los riesgos presentados en este ítem se aplicará la matriz de riesgos con la metodología para analizarlos.

1. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.

2. Definir si el riesgo es potencial o real.

3. Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.

4. Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.

5. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.

6. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.

7. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en el siguiente ítem.

8. Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se aplica la matriz de la siguiente Tabla para la toma de decisiones.

Se anexan los cuadros referentes al análisis de Riesgo Eléctrico de acuerdo al equipo, proceso o lugar donde se evalúa el Riesgo potencial. Se realiza con base en el Artículo 9.2 del RETIE

Ilustración 21 Factor de Riesgo – Arco Eléctrico
Fuente: RETIE Articulo 9

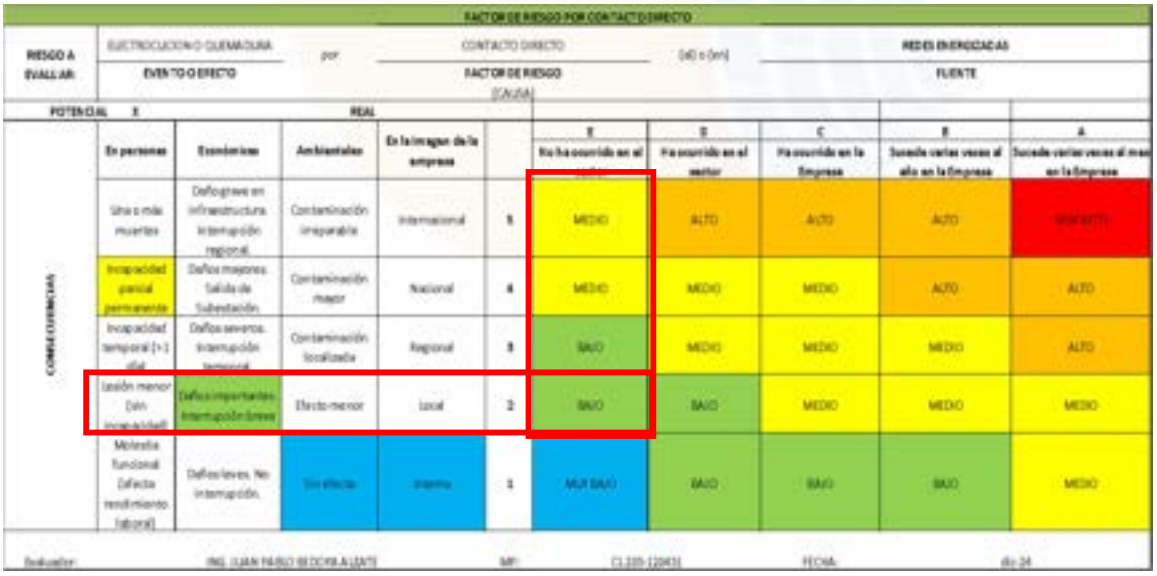


Ilustración 22 Factor de Riesgo – Contacto Directo
Fuente: RETIE Articulo 9

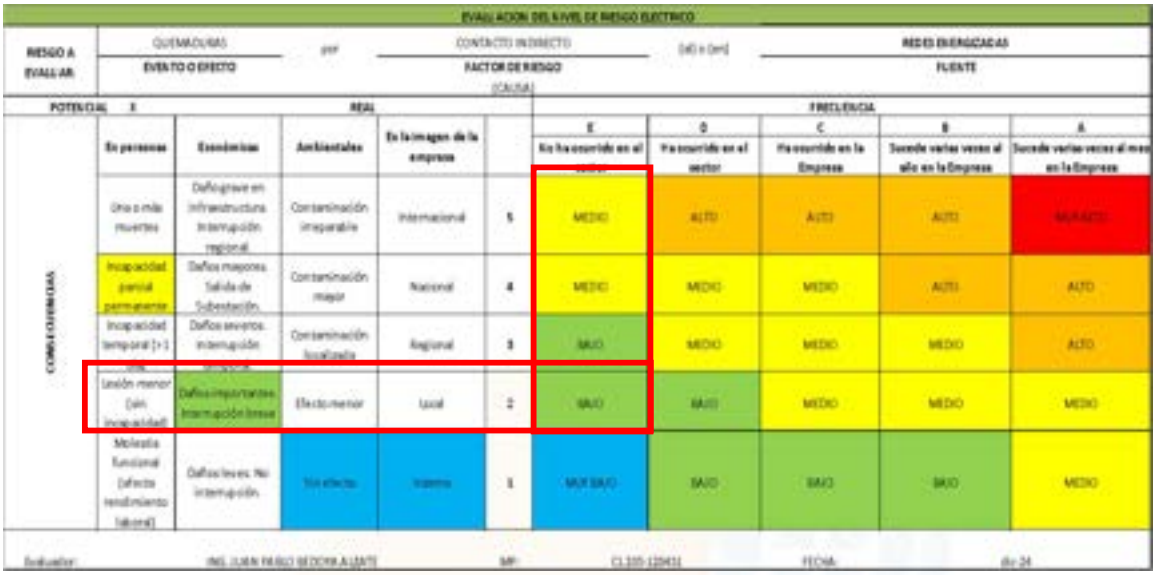


Ilustración 23 Factor de Riesgo – Contacto Indirecto
Fuente: RETIE Articulo 9

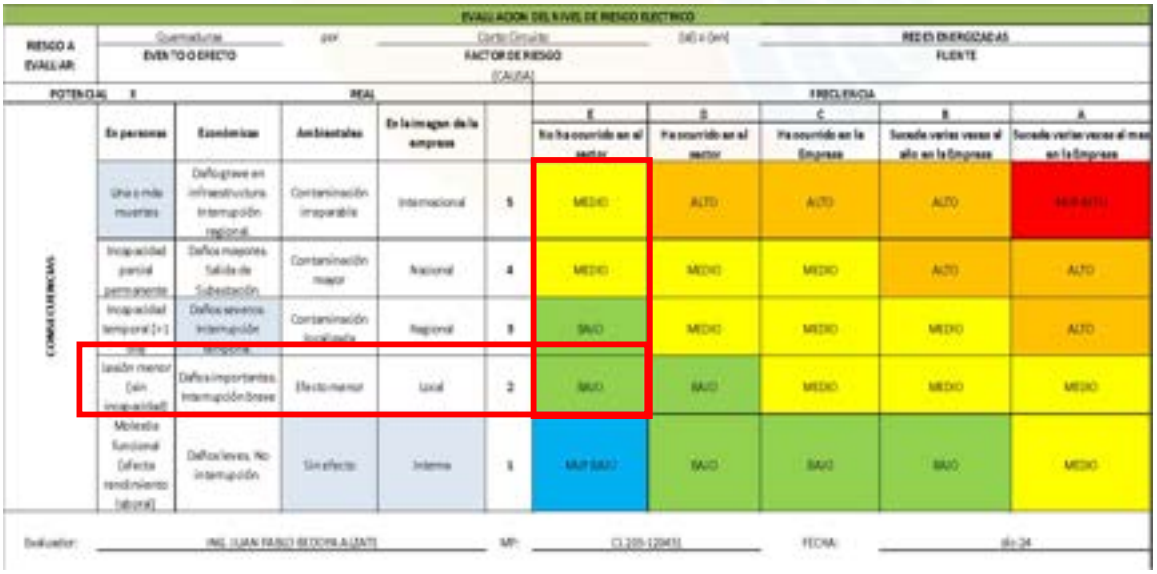
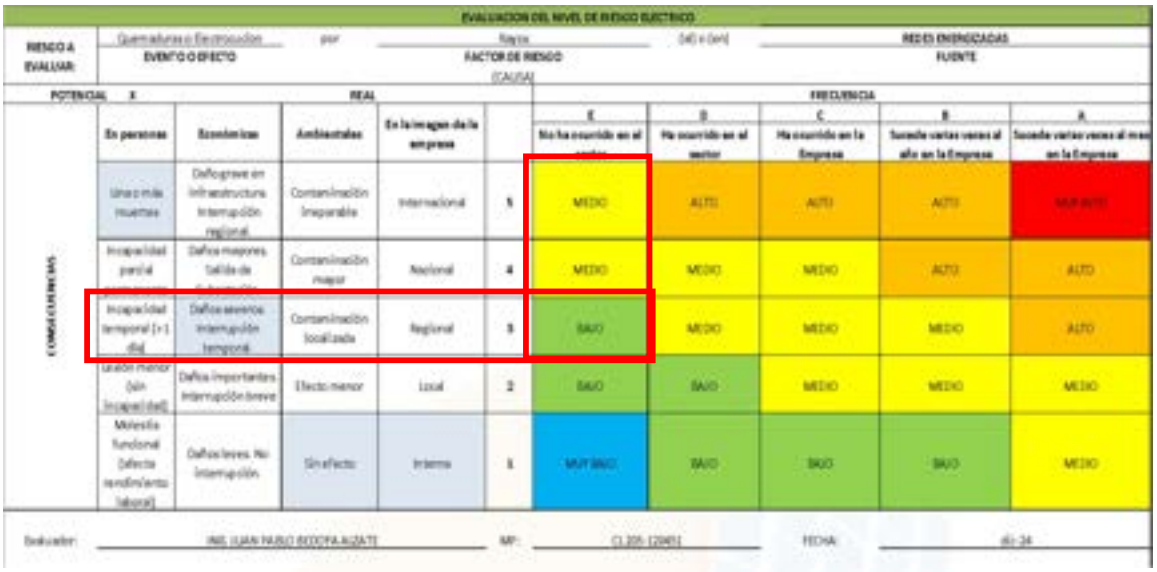


Ilustración 24 Factor de Riesgo – Cortocircuito
Fuente: RETIE Articulo 9



EVALUACION DEL NIVEL DE RIESGO ELECTRICO

RIESGO A EVALUAR:	Quemaduras o Electrocución	por	Rayos	(si) o (no)	REDES ENERGIZADAS
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL				FRECUENCIA				
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 más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de funcionamiento	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	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	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: ING. JUAN PABLO ROCHA ALZATE MP: CL205 129491 FECHA: dic-24

Ilustración 25 Factor de Riesgo – Rayos
Fuente: RETIE Articulo 9

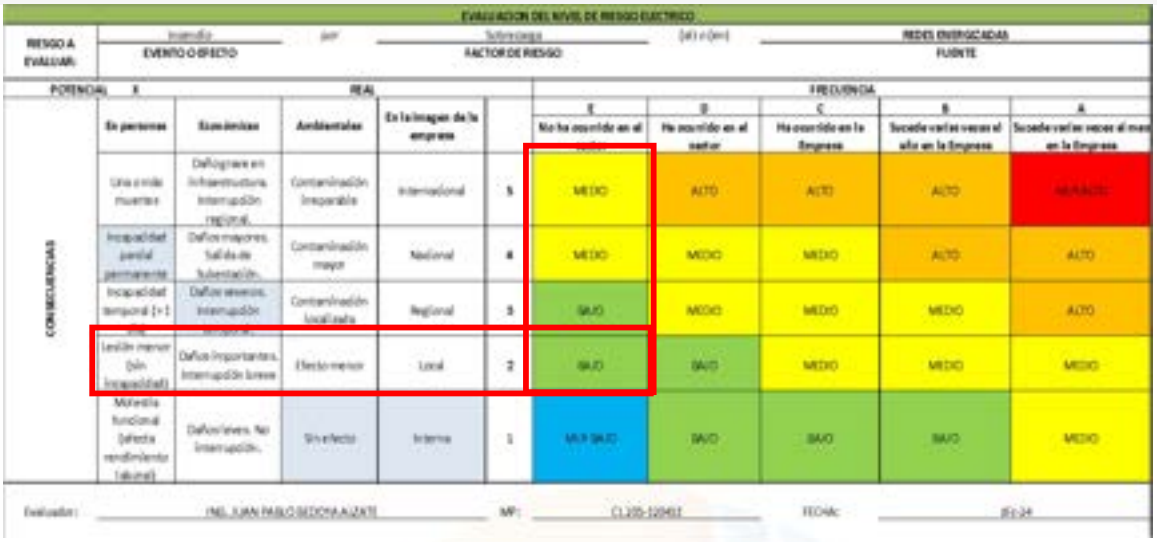


Ilustración 26 Factor de Riesgo – Sobrecarga
Fuente: RETIE Articulo 9

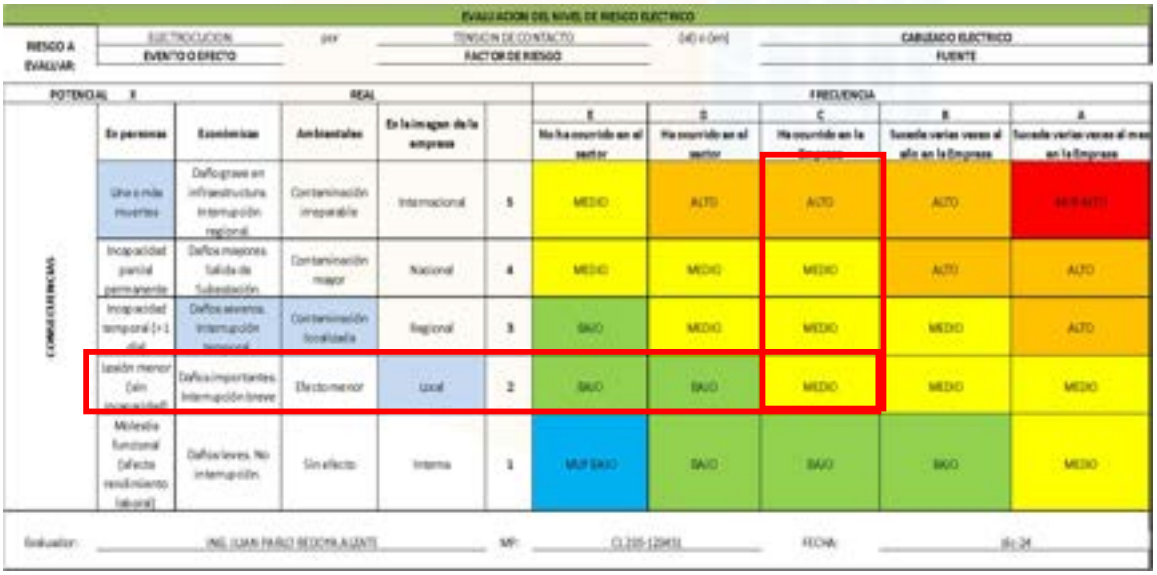
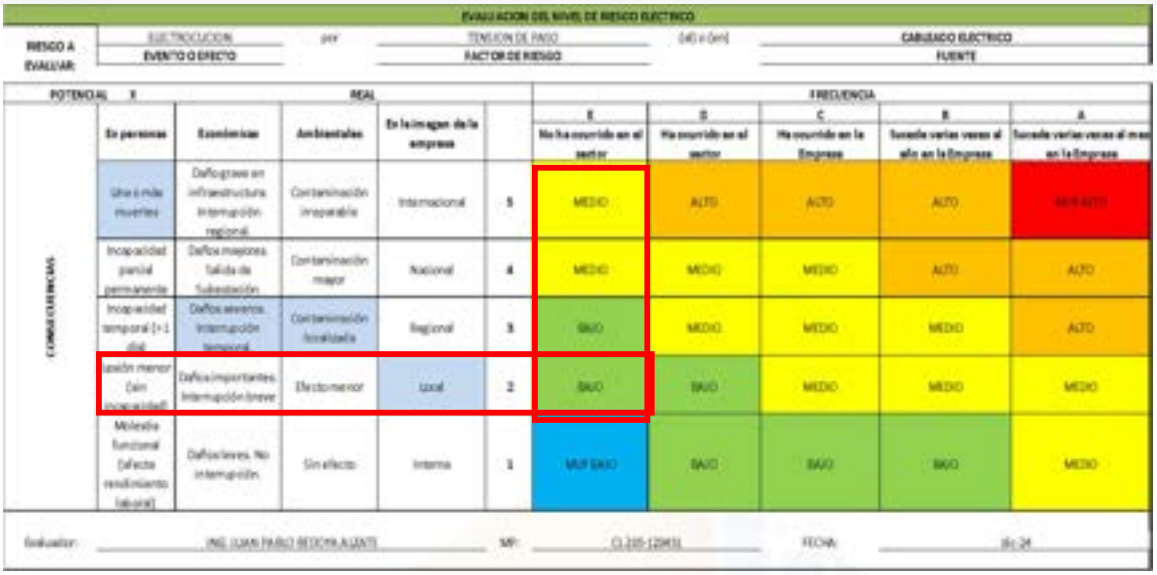


Ilustración 27 Factor de Riesgo – Tensión de Contacto
Fuente: RETIE Articulo 9



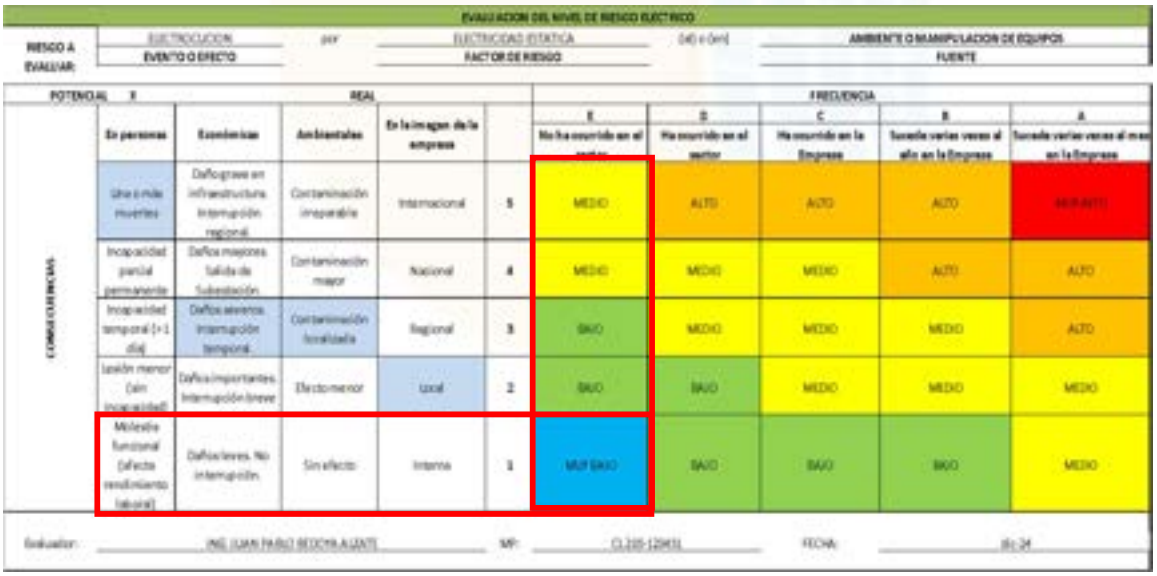
EVALUACION DEL NIVEL DE RIESGO ELECTRICO

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION	por	TENSION DE PASO	CABLEADO ELECTRICO
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO	FUENTE

POTENCIAL				REAL		FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Uno o más muertos	Daños graves 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	ALTO	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	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: ING. JUAN PABLO BEDOYA AGUDELO MP: C1-235-129431 FECHA: 16-Jul-24

Ilustración 28 Factor de Riesgo – Tensión de Paso
Fuente: RETIE Articulo 9



EVALUACION DEL NIVEL DE RIESGO ELECTRICO

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION	por	ELECTRICIDAD ESTATICA	AMBIENTE O MANIPULACION DE EQUIPOS
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO	FUENTE

POTENCIAL				REAL		FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Uno o más muertos	Daños graves 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	ALTO	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	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: ING. JUAN PABLO BEDOYA AGUDELO MP: C1-235-129431 FECHA: 16-Jul-24

Ilustración 29 Factor de Riesgo – Electricidad Estática
Fuente: RETIE Articulo 9

EVALUACION DEL NIVEL DE RIESGO ELECTRICO

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION (EVENTO O EFECTO)	por	EQUIPOS DEFECTUOSOS (FACTOR DE RIESGO)	del o en	AMBIENTE O MANIPULACION DE EQUIPOS (FUENTE)

POTENCIAL X	REAL					FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Uno o más 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	ALTO	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 (efecto rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: ING. JUAN PABLO REDONDO ALZATE MP: C1-235-129431 FECHA: 16-24

Ilustración 30 *Factor de Riesgo – Equipo Defectuoso*
Fuente: RETIE Articulo 9

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

Tabla 6 *Decisiones y acciones para controlar el riesgo – Tabla 9.4 RETIE*

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: •¿Qué puede salir mal o fallar? •¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? •¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	MUY BAJO	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades
RETIE: TABLA 9.4 Decisiones y acciones para controlar el riesgo			

F. Análisis del nivel de tensión requerido.

Para el proyecto se energizará desde el SSFV, las nuevas cargas se alimentarán con las fases, teniendo una tensión de 220/120 VAC, con dicha tensión se alimentarán con las fases correspondientes, las cargas establecidas de la instalación.

Nivel de Tensión DC requerido:

- En la entrada del microinversor se limita la tensión en DC del MPPT a 120V, que es aproximadamente 2 paneles en serie.
- En la salida del microinversor 2000VA, arroja un nivel de tensión bifásico 220/120V AC. Se balanceará la instalación para que la conexión de SSFV sea compatible con el tipo de red trifásico/bifásico.

G. 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 se realiza este análisis, ya que como se establece en numeral 14.4 del RETIE el análisis del campo electromagnético se debe realizar para los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas. En las cercanías de esta instalación no pasan líneas de alta o extra - alta tensión o de distribución que puedan generar campos electromagnéticos de magnitud considerable.

Tabla 7 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos – Tabla 14.1 RETIE

TIPO DE EXPOSICIÓN	INTENSIDAD DE CAMPO ELÉCTRICO(kV/m)	DENSIDAD DE FLUJO MAGNÉTICO (μT)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas.	8,3	1000
Exposición del público en general hasta ocho horas continuas	4,16	200

Fuente: Tabla 14.1 RETIE

Adicionalmente se tiene corrientes menores a 100 amperios

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

Para las nuevas cargas no se requiere instalación de un nuevo transformador principal para la entidad, por lo cual no se requiere desarrollo de este punto, por ser un proyecto de uso final.

I. Cálculo del sistema de puesta a tierra.

La finalidad del sistema de puesta a tierra es 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 los máximos admisibles exigidos. Según el artículo 15, numeral 15.4 del RETIE, estos valores se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 8 *Valores de referencia para sistemas de puesta a tierra*

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Tabla 15.4. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

Fuente: Tabla 15.4 RETIE

La resistencia de puesta a tierra debe ser de 25Ω o menos en baja tensión y debe garantizar que las tensiones de paso y contacto sean inferiores a los máximos admisibles exigidos.

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. Estos valores dependen 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

Ilustración 31 *Valores Típicos de Tensión de paso y Contacto*
Fuente: IEEE Estándar 80

Selección de conductor de puesta a tierra

DESDE	HASTA	CONDUCTOR	REFERENCIA NORMATIVA
Paneles Solares	Microinversores	10 AWG_CU	Tabla 250.122 NTC 2050
Microinversores	Tablero Solar AC	10 AWG_CU	Tabla 250.122 NTC 2050
Tablero Solar AC	Tablero General	8 AWG_CU	Tabla 250.122 NTC 2050
Electrodo de puesta a tierra	Tablero General de Distribución AC	8 AWG_CU	Tabla 250.66 NTC 2050
Puente de conexión equipotencial		8 AWG_CU	Tabla 250.102(C)(1) NTC 2050
Equipotencializacion estructura solar		8 AWG_CU	Tabla 250.102(C)(1) NTC 2050

Ilustración 32 *Selección de conductor de puesta a tierra*
Fuente: NTC 2050 Articulo 250

Puesta a Tierra

El método para emplear será de dos Electrodos Tipo Varilla de cobre de 5/8”x 2.4m con 3m de separación acorde a la IEEE 80. Esto con el fin de proteger y equipotencializar toda la edificación y sus instalaciones de uso final. Se recomienda realizar mediciones para determinar si la resistencia del sistema de puesta a tierra

cumple con los valores de la Tabla 15.4 del RETIE Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

Medición de la Resistividad del Terreno

Existen diversas técnicas para medir la resistividad aparente del terreno. Para los efectos del presente reglamento, se puede aplicar el método tetraelectródico de Wenner, el cual es el más utilizado en aplicaciones eléctricas y se muestra en la Figura 15.4 del RETIE. También se pueden emplear otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

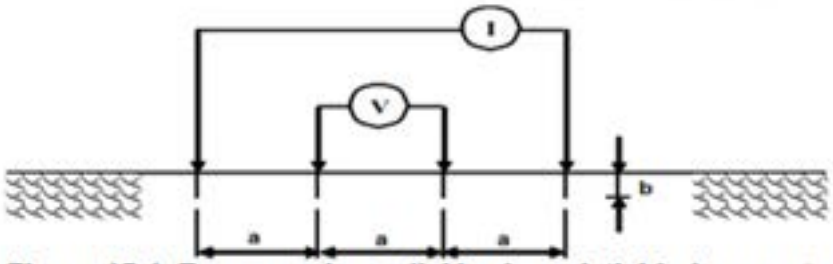


Figura 15.4. Esquema de medición de resistividad aparente

Ilustración 33 *Esquema de medición de resistividad aparente*
Fuente: Figura 15.4 - RETIE

Para el cálculo de la resistividad aparente del terreno, se considerarán las resistividades según el tipo de suelo, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 9 Valores de resistividad del terreno

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arciliosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Fuente: Prof. Henryk Markiewicz&Dr Antoni Klajn "Puestas a tierra y EMC", Wroclaw University of Technology, junio 2003.: Leonardo Power QualityInitiative.6.3.1

El terreno sobre el cual se planea realizar la construcción tiene características de Humus, Limo y turba húmeda. A continuación, se presenta el cálculo correspondiente.

Tabla 10 Metodología de Medición

METODOLOGIA	
METODO DE WENNER	
EQUIPO UTILIZADO	
MARCA:	UNI-T UT572
TIPO:	Medidor de Resistencia - Resistividad del terreno, Aislamiento y Continuidad
PROYECTO	Registraduría Santa Marta

DIRECCION	Avenida Libertador #13-50

Fuente: Propia

Evidencia fotográfica:

Ilustración 34 *Medición de resistividad*

Fuente: Propia

Tabla medida de resistividad del terreno. Cumpliendo con los valores establecidos del RETIE Tabla 15.1 y la normatividad IEEE80.

La resistividad promedio para este caso es de: 56 (Ω/m)

La resistencia de puesta a tierra total tiene tres componentes:

- La resistencia del conductor conectado al sistema de puesta a tierra, que es función de su resistividad, longitud y sección.
- La resistencia de contacto entre la superficie del electrodo y el suelo, este valor es usualmente pequeño si el electrodo está libre de pintura o grasa, esto se elimina efectuando un buen contacto entre el electrodo y tierra.
- La resistencia de la tierra alrededor del electrodo que es la resistencia principal que influirá en la resistencia total de la puesta a tierra.

$$R = \frac{\rho}{2\pi * L} ln \frac{2L}{r}$$

Ecuación 1 Resistencia de puesta a tierra

Donde:

R: Resistencia de puesta a tierra

ρ: Resistividad del terreno

L: Longitud del electrodo

r: Radio del electrodo

Siendo así:

ρ: 56 Ω/m

L: 2.44m

r: 0.015m (5/8Ø)

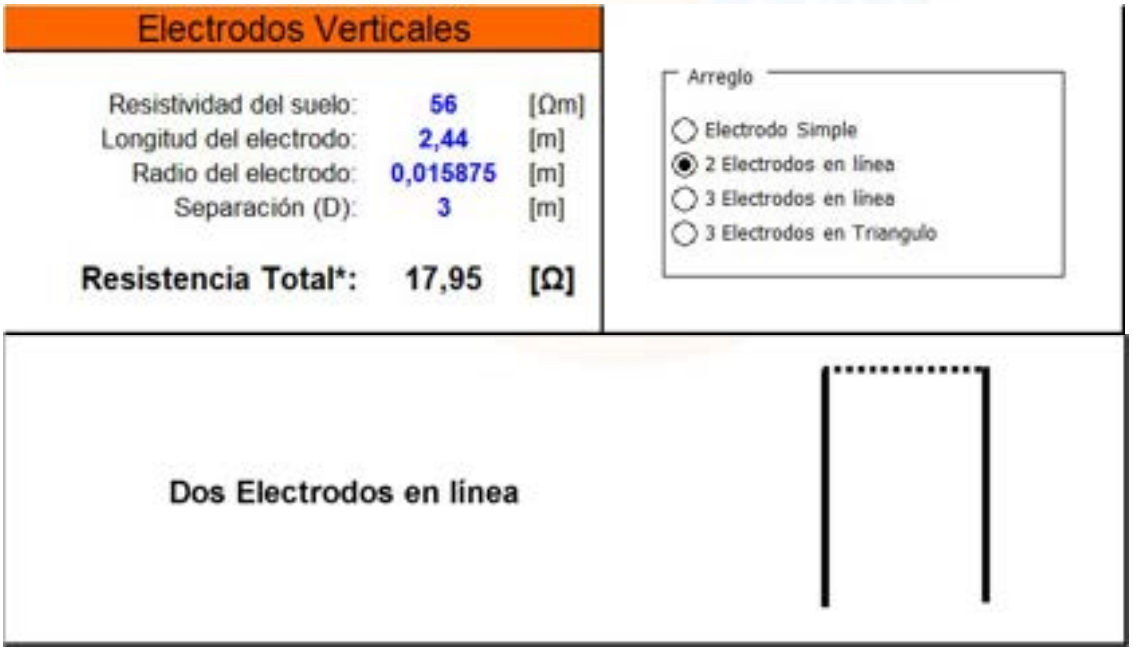


Ilustración 35 Resistencia de Puesta a Tierra
Fuente: Propia

Como resultado, comprobamos que cumple con lo exigido por parte de la Tabla 15.4 del RETIE.

J. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de 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 ecuación: $\boldsymbol{E = R * Imax\ 2 * \Delta t}$. Donde E es la energía disipada por el conductor, R es la resistencia propia del conductor, Imax es la corriente máxima que pasará por el conductor y Δt es el intervalo de tiempo (1 hora).

Solución solar fotovoltaica

Las horas de sol pico para el sector del proyecto están calculadas en 6,00 HSP.

Debido a que el microinversor solo entrará en operación en las HSP mencionadas, las perdidas por día serán:

ECUACION				
$E = R * Imax^2 * \Delta t$				
Sistema	DC		AC	
	MPPT1	MPPT2	UNIÓN DE MICROINVERSORES	MICROINVERSOR A TABLERO SOLAR
Horas Solar Pico	6			
Costo kWh	918,76			
I max (A)	15,9	15,9	24,9	24,9
Δt	1	1	1	1
Calibre seleccionado	12 AWG	12 AWG	10 AWG	10 AWG
Resistencia (Ω/km)	1,04E-02	1,04E-02	6,51E-03	8,47E-02
Distancia (km)	0,001	0,001	0,001	0,013
Energía disipada (Wh/km)	2,6200	2,6200	4,0389	52,5060
Valor kWh	$ 14,44	$ 14,44	$ 22,26	$ 289,44
Calibre Anterior	14 AWG	14 AWG	12 AWG	12 AWG
Resistencia (Ω/km)	1,64E-02	1,64E-02	1,04E-02	1,35E-01
Energía disipada (Wh/km)	4,1568	4,1568	6,4256	83,5323
Valor kWh	$ 22,91	$ 22,91	$ 35,42	$ 460,48
Perdida por día COP$	-$ 8,47	-$ 8,47	-$ 13,16	-$ 171,03

Ilustración 36 Cálculo económico del conductor SSFV
Fuente: Propia

Tablero Solar – Tablero General

N = número de fases			3		
i= Numero de Años de la instalacion			52		
Numero de Horas de uso por Dia			24		
Numero de Dias de Uso por Año			365		
Longitud por Hilo			15		
I = corriente pico/fase (Diseñada)			74,7	CAPACIDAD DE CORRIENTE	
Costo KW-h			$ 918,76	CONDUCTOR PROPUESTO	
R_1=resistencia cd (Ω/m) para N°	4	Conductor 1	0,000832	85	CUMPLE
Kp = costo/anual de			$ 300.000	CONDUCTOR A COMPARAR	
R_2=resistencia cd (Ω/m) para N°	2	Conductor 2	0,000523	115	CUMPLE
Kc = factor de coincidencia			1		
t = tasa de descuento			12%		
FP = factor de pérdidas			0,3		
Ke= costo marginal de pérdidas de energia			$ 9		
i = tasa de crecimiento de la demanda			0%		

$VP = 0{,}001 * N * Io^2 * R * ((Kp * Kc^2) + (8760 * Ke * FP)) * (((1+i)^n * (1+i)) 1/(1+t))$

VP N° 4 $ 12,4

VP N° 2 $ 7,8

COSTOS DE LOS CONDUCTORES + INSTALACIÓN

CALIBRE	Longitud Total	V/Conductor x m	V/ M/O x m	VP x m	Costo Total
4	178	$ 8.817	$ 850	$ 12,4	$ 1.722.984
2	178	$ 13.675	$ 1.000	$ 7,8	$ 2.613.604

Diferencia	-$ 890.620

PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES

Pérdida (kW) = $\sqrt{3} * L * I^2 * R/1000$		Perdidas (Kw)	horas /año	Costo/kW-h	kW-h/año	Pérdidas Kw-h/año
PkW No.	4	0,12062	8760	$ 919	1.056,59	$ 970.756
PkW No.	2	0,07582	8760	$ 919	664,18	$ 610.223
Diferencia		0,0448				$ 360.533

RESULTADOS COSTOS + PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES

CALIBRE	Costo Total	Pérdidas Kw-h/año	TOTAL	Diferencia	
4	$ 1.722.984	$ 970.756	$ 2.693.739	-$ 530.087	El resultado Negativo es un indicador Positivo para el Conductor Propuesto
2	$ 2.613.604	$ 610.223	$ 3.223.826		

CONCLUSIÓN: La comparacion economica entre los conductores N° 4 y 2 estando ambos en capacidad de conducir la corriente, arroja que los costos asociados al N°4 por pérdidas y por costos del conductor e Instalacion aporta mejores rendimientos al proyecto.

Pérdida (kW) = $1{,}732 * L * I^2 * R/1000$

Ilustración 37 Cálculo económico del conductor TS - TG

Fuente: Propia

K. 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, capitulo 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.

Paneles a microinversor

SISTEMA DC		
DESCRIPCION	**CNT.**	**UND**
MPPT1	1465,98	VA
MPPT2	1465,98	VA
Tensión	92,2	V
Corriente	15,90	A
Corriente x 125%	**19,88**	**A**
Calibre seleccionado	**10**	**AWG**
Ampacidad de calibre Tabla 310-16	20	A
Temperatura ambiente instalacion	25	°C
Corrección de ampacidad por temperatura	**20**	**A**
Proteccion interna microinversor	**2x20**	**A**

Ilustración 38 *Verificación del Conductor del panel-microinversor*
Fuente: Propia

Microinversores a Tablero Solar

SISTEMA AC		
DESCRIPCION	**CNT.**	**UND**
Salida de Microinversores	6	kVA
Tensión	208	V
Corriente	16,67	A
Corriente x 115%	**19,18**	**A**
Calibre seleccionado	**10**	**AWG**
Ampacidad de calibre Tabla 310-16	30	A
Temperatura ambiente instalacion	25	°C
Corrección de ampacidad por temperatura	**30**	**A**
Proteccion seleccionada	**2x32**	**A**

Ilustración 39 Verificación del Conductor de los Microinversores-TS
Fuente: Propia

Tablero solar a Tablero general

SISTEMA AC		
DESCRIPCION	**CNT.**	**UND**
Salida de Microinversores	18	kVA
Tensión	208	V
Corriente	50,02	A
Corriente x 125%	**62,53**	**A**
Calibre seleccionado	**4**	**AWG**
Ampacidad de calibre Tabla 310-16	70	A
Temperatura ambiente instalacion	25	°C
Corrección de ampacidad por temperatura	**70**	**A**
Proteccion seleccionada	**3x70**	**A**

Ilustración 40 Verificación del Conductor TS-TG
Fuente: Propia

CÁLCULO DE CORRIENTE MÁXIMA PERMISIBLE DE LOS CONDUCTORES AL CORTOCIRCUITO

La máxima corriente de corto circuito permisible para cables THHN y THWN, se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$I_{CC} = A\sqrt{\frac{0.0297 \times log\left(\frac{T_2+\lambda}{T_1+\lambda}\right)}{t}}$$

Ecuación 2 Corriente máxima de corto circuito permisible

Donde:

I_{CC}:	Corriente de cortocircuito en [kA].
A:	Área del conductor en [mm²].
k:	341 para cobre y 224 para aluminio.
λ:	234 para cobre y 228 para aluminio.
t:	Tiempo duración del cortocircuito en [s].
T_1:	Máxima temperatura de operación del cable [°C].
T_2:	Máxima temperatura permisible de corto circuito. [°C].

Utilizando la ecuación para determinar ICC y los valores de la siguiente tabla se presentan los resultados para cada calibre empleado en la ejecución de la obra:

CONDUCTORES EN COBRE						
Calibre Conductor AWG	Área sección transversal CMIL	Frecuencia de la red Hz	Duración del cortocircuito S	Temperatura de operación °C	Temperatura máxima del cortocircuito °C	Corriente de cortocircuito kA
12	6530	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	1,78
10	10380	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	2,82
8	16510	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	5,49
6	26240	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	8,73
4	41740	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	13,89
3	52620	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	17,51
2	66360	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	22,08
1	83690	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	27,85
1/0	105600	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	35,14
2/0	133100	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	44,30
3/0	167800	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	55,84
4/0	211600	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	70,42
250	250000	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	83,20
300	300000	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	99,84
350	350000	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	116,48
400	400000	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	133,12
500	500000	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	166,40
600	600000	60	4 Ciclos, 0.07	90	250	199,68

Tabla 11 *Valores máximos de corriente de corto circuito y tiempo de ciclo*

La tabla anexa muestra los valores máximos para varios calibres y el tiempo en ciclos sin daño en el aislamiento.

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

Descripcion		Uso
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.
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.
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.
Roof Hook		Punto de anclaje del tejado contra el riel, evita su movimiento por vientos o su propio peso, cada Roof Hook por 1 Panel
Unión Riel		Accesorio para la unión de riel solar cuando se desea prolongar la longitud del mismo

Ilustración 41 *Estructura Solar*
Fuente: Propia

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

Las protecciones se calculan según la corriente nominal la cual no debe ser inferior al 125% de la corriente calculada según NTC 250 de 1991.

Mediante el software LSPS, se muestran las curvas termomagnéticas del totalizador y de las protecciones de los circuitos ramales.

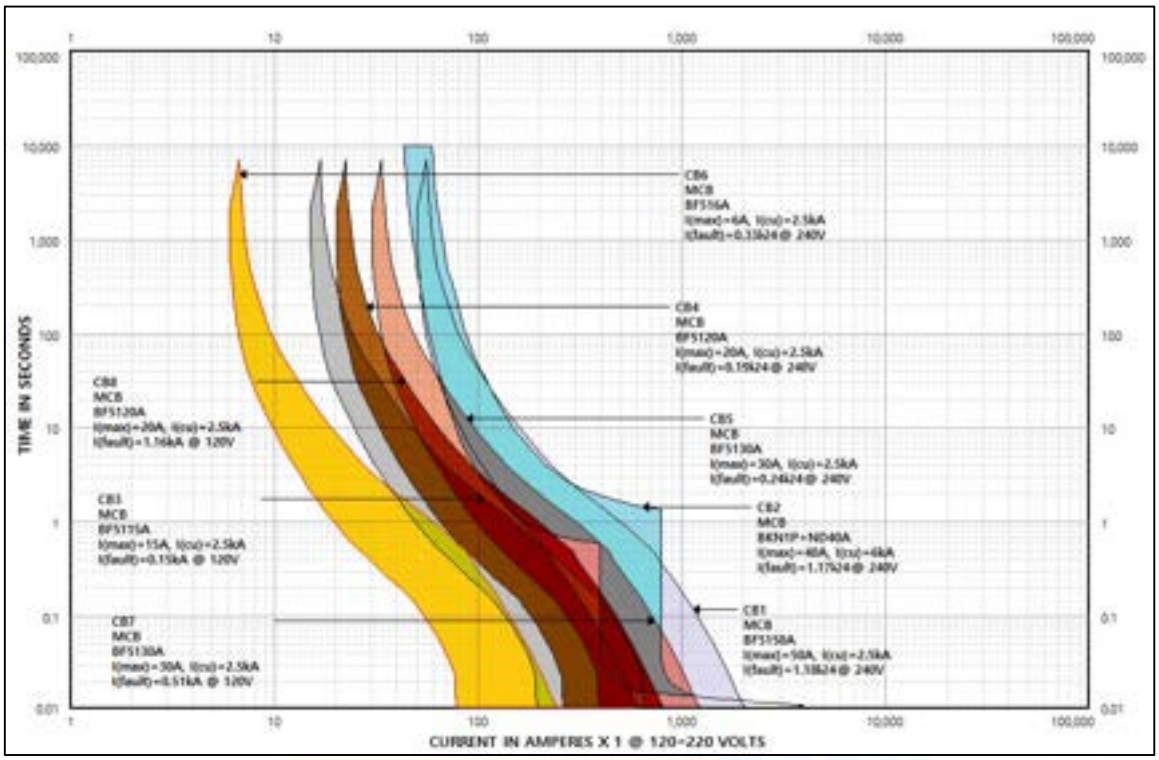


Ilustración 42 Cálculo y coordinación de protecciones

Fuente: (LG, 2023)

Como se puede observar se tiene disparos en cascadas de las protecciones seleccionadas para la SSFV es decir que se obtiene una selectividad

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

De Microinversores a Tablero solar					
Conductores					
Cable HFFR-LS	Cantidad	Diametro exterior mm	Sección transv. mm2	Ocupación mm2	
10 AWG	7	4,45	15,55	108,87	
Conduit					
Coraza liquid tight	Cantidad	Diametro interior mm	Diametro exterior mm	Sección transv. mm2	Ocupacion de conductores (%)
1"	1	26,5		551,55	19,74
Tuberia IMC	Cantidad	Diametro interior mm	Diametro exterior mm	Sección transv. mm2	Ocupacion de conductores (%)
1"	1	27,81		607,42	17,92

Ilustración 43 Cálculo Ocupación de Ductos 1
Fuente: Propia

Tablero Solar a Tablero de General					
Conductores					
Cable HFFR-LS	Cantidad	Diametro exterior mm	Sección transv. mm2	Ocupación mm2	
4 AWG	4	8,87	61,79	247,17	
8 AWG	1	5,97	27,99	27,99	
Conduit					
Tuberia EMT	Cantidad	Diametro interior mm	Diametro exterior mm	Sección transv. mm2	Ocupacion de conductores (%)
1+1/4"	1	35,1		967,62	28,44

Ilustración 44 Cálculo Ocupación de Ductos 2
Fuente: Propia

Puesta a tierra SSFV al Tablero de Distribución General AC					
Conductores					
Cable HFFR-LS	Cantidad	Diametro exterior mm	Sección transv. mm2	Ocupación mm2	
8 AWG	1	5,97	27,99	27,99	
Conduit					
Tuberia PVC	Cantidad	Diametro interior mm	Diametro exterior mm	Sección transv. mm2	Ocupacion de conductores (%)
1/2"	1	15,3		183,85	15,23

Ilustración 45 Cálculo Ocupación de Ductos 3
Fuente: Propia

O. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

Las pérdidas de energía se consideran y son presentadas en el dimensionamiento y cálculo del conductor económico (ítem J).

P. Cálculos de regulación.

Metodología para el cálculo de la regulación:

Corriente máxima calculada en el conductor [A]:

$$I = W / Vs$$

Ecuación 3 Corriente máxima calculada del conductor

La impedancia eficaz es:

$$ZEF = R \cos \theta + XL \operatorname{Sen} \theta$$

Ecuación 4 Impedancia eficaz

Donde, según la Tabla 9 Capítulo 9 de la NTC 2050, para conductores de cobre THHN/THWN por ejemplo Calibre 12 AWG:

R = 6.56 ohm/km

XL= 0.177 ohm/km

Para un circuito trifásico, la caída de tensión fase-neutro está expresada así:

$$\Delta VF\text{-}N = ZEF \cdot L \cdot I$$

Ecuación 5 Caída de tensión fase-neutro circuito trifásico

Donde:

ZEF: impedancia eficaz del conductor [Ω]

L: longitud del conductor [m]

I: Corriente máxima calculada en el conductor [A]

Porcentaje de regulación de tensión:

$$\% \text{ Regulación} = (\Delta V / Vr) \cdot 100$$

Ecuación 6 Porcentaje de regulación

Donde Vr: tensión fase-fase en el circuito

A continuación, se puede evidenciar los cálculos de caída de tensión:

Cálculo de la regulación para el alimentador – Troncales microinversores:

SISTEMA ELÉCTRICO	VOLTAJE	# Cto.	I NOMINAL	SALIDAS						TOTAL (VA) o Watios	AREA DE SERVICIO / LOCAL	CARACTERISTICAS CONDUCTOR			CAIDA DE TENSION			PROTECCION	CALIBRE (AWG)	MATERIAL CONDUCTOR
				FASE 1		FASE 2		FASE 3												
			A	CANT.	S (VA)	CANT.	S (VA)	CANT.	S (VA)			Longitud (m)	R (Ω/Km)	Xl (Ω/Km)	Ramal	Total	I (A) Efectiva cond.	Amperios		
1Ø - 240	240	1-3.7.5	24,9	1	3000	1	3000			6.000	TRONCAL 1	25,0	1,9400	0,1640	1,88	2,26	42	2x12	10	Cu
1Ø - 240	240	2-4.7.5	24,9			1	3000	1	3000	6.000	TRONCAL 2	25,0	1,9400	0,1640	1,88	2,26	42	2x12	10	Cu
1Ø - 240	240	5-7.7.5	24,9	1	3.000			1	3000	6.000	TRONCAL 3	25,0	1,9400	0,1640	1,88	2,26	42	2x12	10	Cu

Ilustración 46 Cálculo de regulación
Fuente: Propia

Cálculo de la regulación para el alimentador del Tablero Solar:

SISTEMA ELÉCTRICO		VOLTAJE	# Cto.	I NOMINAL	SALIDAS						TOTAL (VA) o Watios	AREA DE SERVICIO / LOCAL	CARACTERISTICAS CONDUCTOR			CAIDA DE TENSION			PROTECCION	CALIBRE (AWG)	MATERIAL CONDUCTOR
					FASE 1		FASE 2		FASE 3												
				A	CANT.	S (VA)	CANT.	S (VA)	CANT.	S (VA)			Longitud (m)	R (Ω/Km)	Xl (Ω/Km)	Ramal	Total	I (A) Efectiva cond.	Amperios		
1Ø Y -208	51	208	1-3.7.5	24,7	1	6000	1	6000	1	6000	18.000	Tablero Solar	10,0	1,0171	0,1575	1,23	1,60	99	3x70	4	Cu

Ilustración 47 Cálculo de regulación
Fuente: Propia

Q. Clasificación de áreas.

Las instalaciones eléctricas de este proyecto no están localizadas sobre ambientes especiales donde puede existir riesgo de explosión por presencia de gases o vapores inflamables, líquidos inflamables, polvos combustibles o fibras o partículas combustibles, tampoco alimentan equipos o sistemas complejos.

Por tal razón, en esta instalación no hay áreas clasificadas de acuerdo con la sección 500 de la NTC 2050, o lugares clasificados como peligrosos de acuerdo al RETIE artículo 28.3.1.

R. Elaboración de diagramas unifilares.

Ver en anexo: Plano_Electrico_Registraduría_Santa_Marta

S. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.

Ver en anexo: Plano_Electrico_Registraduría_Santa_Marta

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

Todo el material utilizado en la ejecución de la obra deberá contar con certificado de conformidad con el RETIE, expedido por un Organismo de certificación de productos acreditados ante el ONAC. Además, todo el producto será instalado en total acuerdo con las instrucciones del fabricante acorde al artículo 2.3 del RETIE.

A continuación, se lista los materiales empleados en la ejecución de la obra eléctrica de la Tabla 2.1 del RETIE que deben dar cumplimiento a los requisitos establecidos en éste y demostrarlo mediante un Certificado de Conformidad de Producto:

- Alambres de aluminio o de cobre, aislados o sin aislar, para uso eléctrico.
- Cables de aluminio, cobre u otras aleaciones, aislados o sin aislar, para uso eléctrico.
- Cajas de conexión de circuitos eléctricos y conduletas.
- Canalizaciones y canaletas metálicas y no metálicas para uso eléctrico.
- Cinta aislante eléctrica.
- Clavijas eléctricas para baja tensión.
- Contactores eléctricos para corrientes superiores a 15 A.
- Conectores, terminales y empalmes para conductores de circuitos eléctricos.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias para menos de 1000 V.
- Electrodos de puesta a tierra en cobre, aleaciones con más del 80% en cobre, acero inoxidable, acero recubierto en cobre, acero con recubrimiento galvanizado o cualquier tipo de material usado como electrodo de puesta a tierra.
- Electrobombas de tensión superior a 25V en corriente alterna o 48V en corriente continua.

- Extensiones eléctricas para tensión menor a 600V.
- Generadores de corriente alterna o continua, de potencia igual a mayor de 1 kVA, incluye grupos electrógenos y pequeñas plantas de generación.
- Interruptores o disyuntores automáticos para tensión menor a 1000 V.
- Motores eléctricos para tensiones nominales mayores a 25 V y potencias iguales o mayores a 375 W de corriente continua o alterna, monofásicos o polifásicos, incluyendo aquellos incorporados en equipos como electrobombas y reductores de velocidad.
- Paneles solares fotovoltaicos para uso en instalaciones eléctricas de construcciones residenciales, comerciales o de uso público.
- Productos para equipos especiales, tales como: ascensores, montacargas, escaleras eléctricas, pasillos electromecánicos, grúas colgantes, elevadores de carga, equipos de rayos X, máquinas de riego controladas eléctricamente, piscinas, jacuzzis y fuentes similares y para sistemas contraincendios.
- Pulsadores eléctricos usados como accionamiento manual para conexión y desconexión de circuitos eléctricos.
- Tableros eléctricos y paneles, armarios o encerramientos para tableros de tensión inferior o igual a 1000 V.
- Tomacorrientes para uso general o aplicaciones en instalaciones especiales para baja tensión.
- Relés térmicos y electrónicos para protección contra sobrecargas.

- Tubos de hierro o aleación de hierro, para instalaciones eléctricas (Tubos Conduit metálicos).
- Tubos no metálicos para instalaciones eléctricas (Tubos Conduit no metálicos).

A continuación, se lista los materiales empleados en la ejecución de la obra eléctrica de la Tabla 2.2 del RETIE que precisan las condiciones en las cuales un producto, que siendo objeto del RETIE se puede excluir de su cumplimiento, por ser destinado a aplicaciones distintas al alcance y por tal razón no requieren demostrar conformidad con el RETIE:

- Tubos rígidos de polímeros de cloruro de vinilo.
- Placas, láminas, hojas, cintas, tiras y demás formas planas, autoadhesivas, de plástico, incluso en rollos de anchura inferior o igual a 20 cm.
- Accesorios de tuberías metálicos, como curvas, uniones, roscados o no roscados.
- Aparatos para corte y seccionamiento, protección, derivación, empalme, o conexión de circuitos eléctricos de media tensión, como interruptores, conmutadores, relés, cortacircuitos, supresores de sobretensiones transitorias, clavijas y tomas de corriente(enchufes), portalámparas cajas de empalme, y demás conectores y Fusibles, para tensiones menores a 1000V.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PRODUCTOS.

Conductores eléctricos: Los conductores que se utilicen deberán ser HFFR 90°C - Cu, conductividad 98 %, temple suave, temperatura máxima 90 grados centígrados, con aislamiento doble chaqueta, para 600 voltios. Los conductores menor o igual al calibre No. 8AWG, puede ser de un solo filamento o cable 7 hilos con aislamiento del tipo PE HF FR LS a 75°C. Para la parte de conexión solar de los strings, se exige que los conductores sean tipo Solar ZZ-F.

El aislamiento de los conductores deberá cumplir con el código de colores dado en la tabla 6.5 del RETIE. En los casos que el color propio del aislamiento no corresponda con el sistema y nivel de tensión de tabla 6.5 se podrá usar una marcación clara en las partes visibles, con pintura, con cinta o rótulos adhesivos del color respectivo.

En circuitos monofásicos derivados de sistemas trifásicos, el conductor de la fase debe ser marcado de color asignado a la fase en el sistema trifásico donde se derive.

No estará permitido en ningún caso ejecutar empalmes en cable y en alambres dentro de la tubería Conduit y por lo tanto los conductores serán continuos desde su origen hasta las cajas de salidas, derivación de empalme.

Protecciones termomagnéticas: Serán automáticos, de disparo libre, tipo riel DIN y tipo enchufable con capacidad de ruptura mínima de cortocircuito de 10kA, con mecanismo de operación para cierre y apertura rápida y accionamiento simultáneo en sus polos.

Medidor de energía: Estos deberán ser bidireccionales, en su caso, polifásicos. Deberán cumplir con las normas del operador de red, Código de Medida (Resolución CREG 038/2014), resoluciones 156 y 157 de 2011, NTC 2050, NTC 3435, NTC 3275, así como las exigencias establecidas en las normas NTC 5019 para los sistemas de medición de energía eléctrica.

Conectores: Deberá cumplir con el artículo 20.12 del RETIE. Todos los empalmes y derivaciones se harán en las cajas para salidas con conectores tipo resorte de 3M; no se permitirán empalmes dentro de la tubería Conduit o en elementos que no sean permanentemente accesibles.

Tablero de distribución: Se usará tablero con acabado de pintura electrostática gris RAL7032 texturizada en polvo, grado de protección IP 44 y/o IP 54. Chapa y empaque de caucho en contorno de puerta para evitar filtraciones, provisto de doble fondo metálico desmontable para facilitar el manejo, instalación, labores de mantenimiento y reparación. Se instalarán, además, rieles tipo din para las respectivas protecciones, cajas de empalme y demás equipos requeridos para llevar a cabo la instalación. Se instalarán con su parte superior a 1,8 m de altura sobre el piso. Los tableros deberán ser apropiados para montajes empotrados. Las protecciones se podrán reemplazar independientemente, sin necesidad de desmontar las protecciones adyacentes ni los terminales principales. Los barrajes de las cajas de distribución para las fases, neutro y tierra serán de cobre de alta conductividad y tendrán la capacidad de corriente suficiente para las cargas proyectadas.

Cajas de conexión: Las cajas empotradas se instalarán a ras con el acabado final de la estructura. Las uniones entre tubos y cajas se harán con boquillas, accesorios y tuercas, ajustándolos de tal manera que tengan buen contacto mecánico y eléctrico. Las cajas tendrán las dimensiones suficientes para acomodar todos los conductores de acuerdo con las tablas 314.16 (A)(B) de la Norma NTC 2050.

Notas Generales de Construcción:

- Se debe utilizar el siguiente código de colores en el cableado:

NEUTROS: (Blanco),

TIERRAS: (Verde o Desnudo).

FASES: Amarillo, Azul o Rojo

- La tubería que este expuesta a intemperie será tipo IMC, sin ocupar el 40% de ocupación.

- Todos los dibujos, son considerados como esquemáticos, como una guía indicativa de la forma como se realizarán los trabajos y la ubicación de las salidas. A pesar de contar con una escala específica, no necesariamente los detalles lo están.

- Todas los tableros y equipos deben ser conectados al sistema de puesta a tierra.

- Los planos eléctricos, no se han diseñado como un conjunto didáctico que pretenda enseñar cómo construir instalaciones eléctricas. Quien los lea, o haga uso de ellos, debe tener algún conocimiento básico de interpretación de planos y será este quien se responsabilice por llevar a cabo las obras indicadas.

- El diseñador, no asume responsabilidad alguna por las obras mal ejecutadas o por daños que personal no calificado lleve a cabo según su propia interpretación de los planos o por malas practica de obra.

MEDIDOR DE ENERGIA

El sistema de medición de energía se debe instalar en el sitio acordado en los planos eléctricos aprobados y de acuerdo con las normas y condiciones particulares que para este propósito establece el Operador de Red, encargado de suministrarlo para este proyecto. El medidor a ser instalado debe acogerse a las condiciones, modelos y tipos que tiene homologados el Operador de Red para su legalización.

PUESTA EN SERVICIO

No se debe proporcionar el servicio al AGPE sin completar el trámite correspondiente ante el Operador de Red, incluyendo la recepción de documentos y la implementación de equipos. Además, se debe haber obtenido la certificación de conformidad con RETIE.

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA:

El sistema de puesta a tierra será instalado de acuerdo con los lineamientos indicados en el RETIE, según su artículo 15 y a la Sección 250 de la NTC 2050 en su segunda actualización, siguiendo las condiciones, memorias de diseño y localizaciones sugeridas en los planos eléctricos.

Los electrodos para la construcción del sistema de puesta a tierra, serán dos varilla de cobre de 5/8"x2.4 m, interconectada mediante su respectivo conductor de cobre dimensionado acorde a la tabla 250.66 NTC 2050.

CERTIFICACIÓN DE CONFORMIDAD CON RETIE

Se debe realizar una inspección para verificar la conformidad con el RETIE, la cual se lleva a cabo por intermedio de un organismo de inspección acreditado. Es muy conveniente, que la selección del organismo de inspección se lleve a cabo desde el inicio de la obra, con el fin de concertar con este y con suficiente anticipación, la metodología para la revisión de las instalaciones y la metodología para la entrega final y certificación.

La construcción deberá seguir todas las recomendaciones de la NTC 2050, normas del operador de red y RETIE para instalaciones de uso final y/o viviendas unifamiliares, más específicamente, los artículos del 6 al 20.29 del Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.

Un tablero debe tener adherida de manera clara, permanente y visible, mínimo la siguiente información:

a) Tensión(es) nominal(es) de operación.
b) Corriente nominal de alimentación.
c) Número de fases.
d) Número de hilos (incluyendo tierras y neutros).

e) Razón social o marca registrada del productor, comercializador o importador.
f) El símbolo de riesgo eléctrico.
g) Cuadro para identificar los circuitos.
h) Indicar, de forma visible, la posición que deben tener las palancas de accionamiento de los interruptores, al cerrar o abrir el circuito.
i) Todo tablero debe tener su respectivo diagrama unifilar actualizado.

Adicional al rotulado, el productor de tableros debe poner a disposición del usuario, mínimo la siguiente información:

a) Grado de protección o tipo de encerramiento.
b) Diagrama unifilar original del tablero.
c) El tipo de ambiente para el que fue diseñado en caso de ser especial (corrosivo, intemperie o áreas explosivas).
d) Instrucciones para instalación, operación y mantenimiento. **20.23.1.4 RETIE.**

El equipo eléctrico debe estar puesto a tierra de acuerdo con las Parte V, VI y VII del Artículo 250 y conectados mediante los métodos de cableado del Capítulo 3, excepto lo modificado por este artículo. Los siguientes equipos deben ser puestos a tierra:

1) Conjuntos de elementos de alumbrado a través de paredes y elementos de alumbrado subacuático, diferentes de aquellos productos de alumbrado de baja tensión especificados para la aplicación sin un conductor de puesta a tierra.

2) Todo equipo eléctrico ubicado a una distancia máxima de 1.5m de la pared interior del cuerpo de agua especificado.
3) Todo equipo eléctrico asociado con el sistema de recirculación del cuerpo de agua especificado.
4) Cajas de conexiones.
5) Encerramientos de transformadores y fuentes de alimentación.
6) Interruptores de circuito contra fallas a tierra.
7) Paneles de distribución que no forman parte del equipo de acometida y que alimentan cualquier equipo eléctrico asociado con el cuerpo de agua especificado. **680.6 NTC 2050**

Terminales de puesta a tierra y conexión equipotencial

Se deben identificar las terminales de puesta a tierra y conexión equipotencial para uso en ambientes húmedos y corrosivos. Las conexiones de puesta a tierra y conexión equipotencial instaladas en campo, en un ambiente mojado, húmedo o corrosivo deben estar compuestas de cobre, aleación de cobre o acero inoxidable. Y deben ser específicamente para uso en entierro directo. **680.7 NTC 2050**

Debe permitirse que el equipo fijo o estacionario, diferentes de las luminarias subacuáticas, para una piscina instalada permanentemente se conecte con un cordón flexible y clavija para facilitar la remoción o desconexión con fines de mantenimiento o reparación.

a) **Longitud.** En las piscinas que no sean almacenables, el cordón flexible no debe tener más de 0,9 m de longitud.

b) **Puesta a tierra de equipos.** El cordón flexible debe tener un conductor de puesta a tierra de equipos, de cobre y dimensionado de acuerdo con la sección 250.122, pero de calibre mínimo de 3,30 mm2 (12 AWG). El cordón debe terminar en una clavija de conexión del tipo con polo a tierra.

c) **Construcción.** Los conductores de puesta de equipos deben estar conectados a una parte metálica fija del conjunto. La parte removible se debe montar sobre la parte metálica flexible o se debe unir a él. **680.8 NTC 2050**

U. Establecer distancias de seguridad requeridas.

En el presente proyecto solar, se utilizan cables aislados tipo SOLAR, por lo que no están sujetos a las mismas distancias de seguridad.

Sin embargo, se considerarán las distancias de seguridad especificadas en el Capítulo 13 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), ya que el incumplimiento de estas puede generar riesgos que afecten la integridad de las personas y sus bienes.

Dado que la red de baja tensión emplea conductores aislados y conectores de perforación, las distancias verticales se medirán siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones:

Se presentan las disposiciones de la Tabla 13.1 del RETIE.

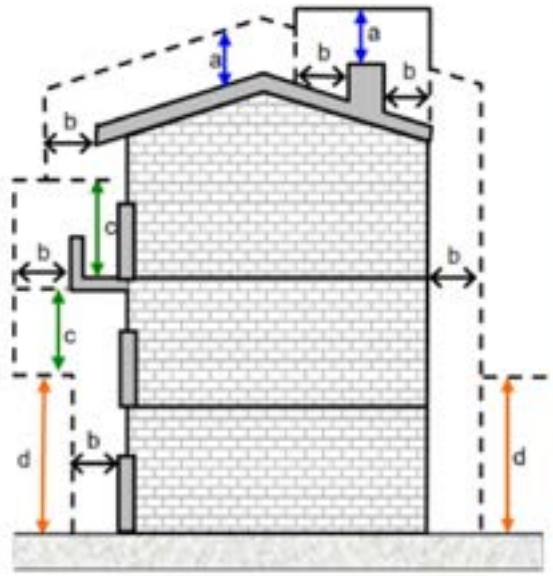


Ilustración 48 *Distancias de seguridad en zonas con construcciones*

Fuente: Tabla 13.1 RETIE

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		
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

Ilustración 49 *Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones*

Fuente: Tabla 13.1 RETIE

Las distancias mínimas de seguridad que deben mantenerse entre las partes energizadas y las construcciones se presentan en la siguiente tabla. Además, no se deben instalar conductores de redes o líneas del servicio público por encima de edificaciones donde haya presencia de personas.

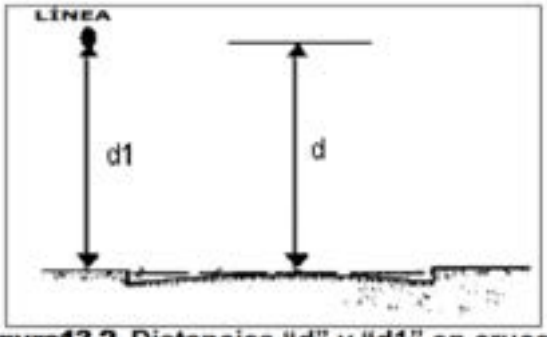


Figura13.2. Distancias "d" y "d1" en cruce y recorridos de vías

Ilustración 50 *Distancias de seguridad en cruces y recorridos de vías*
Fuente: RETIE

En los tendidos de la red de distribución, se debe asegurar que las alturas de los conductores d1 y d respecto al suelo o a la vía no sean inferiores a las distancias que se muestran a continuación.

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "**d**" en **cruces** 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 "**d1**" desde líneas que **recorren** 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 "**d**" 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 las 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 "e" estos valores (Figura 13.3)[9]	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 "**f**" 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 **"g"** 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 **"g"** 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**

Ilustración 51 *Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones*

Fuente: Tabla 13.2 RETIE

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								

Ilustración 52 Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

Fuente: Tabla 13.3 RETIE

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 (3) 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

Ilustración 53 Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo

Fuente: Tabla 13.4 RETIE

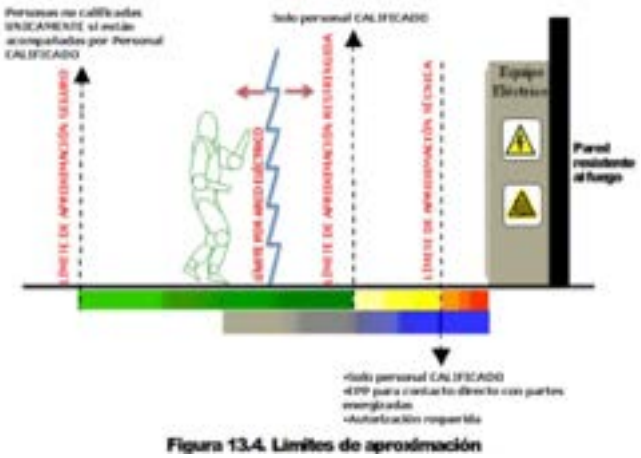


Figura 13.4. Límites de aproximación

Ilustración 54 *Límites de aproximación*

Fuente: Figura 13.4 RETIE

Además de las recomendaciones obligatorias expuestas anteriormente se deben cumplir con las siguientes distancias de trabajo alrededor de los tableros. Norma NTC 2050. Numeral 110-16. Espacio alrededor de los equipos eléctricos (para 600 V nominales o menos).

Alrededor de todos los equipos eléctricos debe existir y se debe mantener un espacio de acceso y de trabajo suficiente que permita el funcionamiento y el mantenimiento fácil y seguro de dichos equipos.

a) Espacio de trabajo. Excepto si se exige o se permite otra cosa en este código, la medida del espacio de trabajo para equipos que funcionen a 600 V nominales o menos a tierra y que pueden requerir examen, ajuste, servicio o mantenimiento mientras están energizados, debe cumplir con:

1) Profundidad del espacio de trabajo: la profundidad del espacio de trabajo en la dirección del acceso hacia las partes energizadas no debe ser inferior a 0.9m (Tensión de servicio de los tableros 120V Fase – Tierra).

2) Ancho del espacio de trabajo: el ancho del espacio de trabajo en el frente del equipo eléctrico, debe ser el ancho del equipo o 0,75 m, el que sea mayor. En todos los casos, el espacio de trabajo debe permitir abrir por lo menos a 90° las puertas o paneles abisagrados del equipo.

3) Altura del espacio de trabajo: el espacio de trabajo debe estar libre y extenderse desde el nivel del suelo o plataforma hasta la altura exigida por el artículo 110-16.

b) Espacios libres. El espacio de trabajo requerido por este artículo no se debe utilizar para almacenamiento.

c) Acceso y entrada al espacio de trabajo. Debe haber al menos una entrada de suficiente área que dé acceso al espacio de trabajo alrededor del equipo eléctrico.

d) Iluminación. Debe haber iluminación suficiente en todos los espacios de trabajo alrededor de los equipos acometida, cuadros de distribución, paneles de distribución instalados en interiores.

e) Altura hasta el techo. La altura mínima hasta el techo de los espacios de trabajo alrededor de los equipos de acometida, cuadros de distribución, paneles de distribución o de los centros de control motores debe ser de 1,90 m.

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

No se aplican desviaciones a la norma

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

No se aplican más estudios

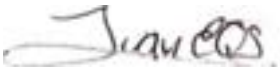
Al finalizar la elaboración de la memoria de cálculo para el diseño detallado para el posible SSFV de la Registraduría Nacional del Estado Civil de Santa Marta, Magdalena, hemos concluido con éxito la fase de planificación y diseño. Este documento proporciona una base sólida y exhaustiva para la implementación del sistema solar fotovoltaico, así como de las redes internas de uso final para la entidad. Asegura el cumplimiento de todas las especificaciones técnicas y normativas vigentes, proporcionando una guía detallada para cada aspecto del proyecto.

La memoria de cálculo abarca diversos componentes esenciales del sistema, incluyendo la disposición y orientación de los paneles solares, el respectivo dimensionamiento de los inversores, y la integración con las redes eléctricas existentes. Además, se han realizado estudios de rendimiento energético para prever la producción de energía y asegurar que se cumplan los objetivos de eficiencia establecidos.

Siguiendo los lineamientos establecidos en este documento, nos preparamos para avanzar a la etapa de implementación. Es fundamental adherirse estrictamente a las indicaciones aquí contenidas para asegurar una instalación exitosa y eficiente.

Además, es importante destacar que toda la memoria de cálculo ha sido elaborada por un profesional calificado, cumpliendo con la normativa vigente tanto a nivel nacional como las especificaciones del operador de red. Este cumplimiento no solo garantiza la calidad y seguridad del diseño, sino también su conformidad con los

estándares requeridos para su correcta operación. La experiencia y conocimientos del profesional a cargo aseguran que cada componente del sistema esté optimizado para su función específica y que todas las interconexiones sean seguras y eficientes.



Juan Esteban Quintero Sepúlveda

M.P: EC205-172671
Ingeniero Electricista
Diseñador del proyecto