



IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA PARA USUARIOS EN ZONAS RURALES DEL MUNICIPIO DE TEORAMA EN EL DEPARTAMENTO DE NORTE DE SANTANDER

DISEÑO ELÉCTRICO SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA INDIVIDUAL

12/2024

TABLA DE CONTENIDO

1	OBJETO.....	8
2	ALCANCE	9
3	NORMATIVA APLICABLE Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA	10
3.1	GLOSARIO	11
4	INTRODUCCIÓN.....	16
5	CAPITULO I - DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS	17
5.1	Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras	17
5.2	Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.....	17
5.3	Análisis De Cortocircuito Y Falla A Tierra	18
5.4	Análisis De Nivel De Riesgo Por Rayos Y Medidas De Protección Contra Rayos	22
5.5	Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	29
5.6	Análisis de tensión requerido.....	41
5.7	Cálculo de campos electromagnéticos.....	41
5.8	Cálculo de transformadores.....	41
5.9	Cálculo del sistema puesta a tierra.....	41
5.10	Circuito de salida de la fuente fotovoltaica	42
5.11	Circuito de salida del controlador de carga.....	43
5.12	Circuito de entrada/salida batería.....	43
5.12.1	Circuito de entrada.....	43
5.12.2	Circuito de salida.....	44
5.13	Circuito de entrada al inversor.....	44
5.14	Circuito de salida del inversor en AC.....	44
5.15	Cálculo económico de conductores.....	45
5.16	Verificación de los conductores.....	45
5.17	Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos	45
5.18	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes	45
5.19	Cálculo de canalizaciones.....	45
5.20	Cálculos de pérdidas de energía.....	46
5.21	Cálculos de regulación.....	46

5.22	Clasificación de áreas	46
5.23	Elaboración de diagramas unifilares.....	46
5.24	Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción	47
5.25	Especificaciones de construcción complementarias a los planos incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales	47
5.26	Establecer las distancias de seguridad requeridas.....	47
5.27	Justificación técnica de desviación de la NTC 2050.	48
5.28	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.....	48
6	CAPITULO II - CRITERIOS PARA ESTIMACIÓN DE CONSUMO Y PERFIL DE CARGA USUARIOS TIPO I	49
6.1	Consumos y tenencia equipos electrodomésticos.....	49
6.2	Estimación del consumo de energía por equipos.....	50
7	CAPITULO III - ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS	51
7.1	Requerimiento RETIE para instalaciones básicas en unidades de vivienda	51
7.2	Cuadro de cargas ajustado propuesto	51
7.3	Estimión consumo en el tiempo.....	53
8	CAPITULO IV - CRITERIOS Y SELECCIÓN NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO SSFVI	55
8.1	Tensión máxima de los circuitos C.C.....	55
8.2	Tensión máxima de los circuitos en C.A.	55
9	CAPITULO V - CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO EQUIPOS SSFVI	57
9.1	Optimización de componentes.....	58
9.2	Metodología Para Dimensionamiento De Un SSFVI	61
9.3	Recurso Solar Disponible	62
9.4	Aforo De Cargas.....	64
9.5	Dimensionamiento de equipos.....	64
10	CAPITULO VI – CALCULO DE TENSIONES MÁXIMA DE CIRCUITO.	76
10.1	Resultados Dimensionamiento SSFVI.....	76
10.2	Resumen Del Dimensionamiento SSFVI	82
11	CAPITULO VII – CALCULO DE TENSIONES MÁXIMA DE CIRCUITO.	86
11.1	Circuito de salida de la fuente fotovoltaica.	86
11.2	Circuito de salida del controlador de carga.....	87

11.3	Circuito de entrada/salida batería.	87
11.4	Circuito de entrada al inversor.	88
11.5	Circuito de salida del inversor en AC.	89
12	CAPITULO VIII - CÁLCULO DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES Y SOBRETENSIONES.	90
12.1	Protecciones Contra Sobrecorrientes	90
12.2	Protección contra sobretensión	94
13	CAPITULO IX – CÁLCULO DE CONDUCTORES.....	97
13.1	Calibres de los conductores.....	97
13.2	Consideraciones de materiales.....	99
14	CAPITULO X - ACOMETIDA SUBTERRANEA.....	101
15	CAPITULO XI - CRITERIOS DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	103
15.1	Requisitos Generales	103
15.2	Sistema de puesta a tierra.....	103
15.3	Conductor.....	104
15.4	Conectores.....	105
15.5	Caja de inspección	106
15.6	Instalación	107
16	CAPITULO XII - INSTALACIONES INTERNAS	108
16.1	Distancias mínimas de seguridad	108
16.2	Sistema de puesta a tierra.....	108
16.3	Distribución de circuitos.....	108
16.4	Protecciones contra sobrecorrientes, canalizaciones y conductores.	109
17	CONCLUSIONES.....	110
18	BIBLIOGRAFIA.....	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Cuadro de cargas propuesto. Residencial (Tipo 1).....	17
Tabla 2. Factores de Riesgo.....	29
Tabla 3. Resumen Análisis Nivel de Tensión Requerida.....	41
Tabla 4. Cálculos de Regulación	46
Tabla 5. Estimación de consumo de energía por equipos ¹	50
Tabla 6. Cuadro de cargas propuesto viviendas	52
Tabla 7. Consumo horario determinado para usuario residencial.....	53
Tabla 8. Ubicación del Lugar de Estudio.....	62
Tabla 9. Comparación de resultados radiación con diferentes bases de datos en un año.....	63
Tabla 10 Resumen meteorológico promedio para el municipio	64
Tabla 11. Constantes de pérdidas en SFV's	66
Tabla 12. Características técnicas mínimas de los paneles solares fotovoltaicos sugerido por el IPSE. ...	67
Tabla 13. Tipos de baterías para sistemas solar fotovoltaicos	69
Tabla 14. Características técnicas mínimas de las baterías	70
Tabla 15. Características técnicas mínimas del regulador	72
Tabla 16. Características técnicas mínimas del inversor	73
Tabla 17. Especificaciones técnicas del sistema de medición prepago de la SISFV	74
Tabla 18. Datos de entrada para el dimensionamiento SSFVI usuario residencial	76
Tabla 19. Resultados del dimensionamiento SSFVI usuario residencial	78
Tabla 20. Resumen del dimensionamiento.....	80
Tabla 21. Resumen del dimensionamiento SSFVI para usuario residencial e instituciones educativas tipo II.....	83
Tabla 22. Elementos Seleccionados para el SISFV	83
Tabla 23. Selección de Protecciones con base en interruptores de protección Norma IEC 60947-2.....	92
Tabla 24 Capacidad de corte mínima para las protecciones contra sobrecorrientes de los circuitos en DC y AC.....	93
Tabla 25. Características de las protecciones contra sobrecorrientes en los circuitos DC y Ac.....	94
Tabla 26. Criterios para instalación de DPS en distintos puntos del SISFV.....	95
Tabla 27. Características técnicas del DPS	96
Tabla 28. Tabla 310-16. NTC 2050.....	98
Tabla 29. Calibre de conductores SISFV.....	99
Tabla 30. Número Mínimo de Filamentos Conductores del Cable Fotovoltaico de acuerdo con la Tabla 690.31(E).....	100
Tabla 31. Tabla 250.122 NTC 2050.....	105
Tabla 32. Selección de calibres de conductores de puesta a tierra de equipos.....	105
Tabla 33. Distribución de circuitos. Usuarios residenciales.....	108
Tabla 34 Circuitos. Usuarios residenciales	109
Tabla 35. Capacidad de conductores en tubería Conduit metálica	109

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Simulación de arco eléctrico del sistema en el software ETAP 19.0.1	19
Ilustración 2. Modelo de etiqueta de arco eléctrico para el gabinete eléctrico	21
Ilustración 3. Etiquetas de seguridad para circuitos solares	22

Ilustración 4. Aviso de riesgo eléctrico para equipos del sistema eléctrico	22
Ilustración 5. Densidad de descargas a tierra (DDT) NTC 4552-1 versión 2008	24
Ilustración 6. Análisis de riesgo por rayos	26
Ilustración 7. Acciones preventivas frente al riesgo por rayos	26
Ilustración 8. Factores para evaluación de pérdidas	27
Ilustración 9. Evaluación de riesgo de la estructura	27
Ilustración 10. Material, configuración y Mínima área de la sección transversal para cables.....	28
Ilustración 11. Riesgo Evaluación Arco Eléctrico	30
Ilustración 12. Acciones de Mitigación Riesgo Critico Arco Eléctrico.....	31
Ilustración 13 Riesgo Ausencia de electricidad	31
Ilustración 14. Acciones de Mitigación Riesgo Ausencia de Electricidad.....	31
Ilustración 15. Riesgo Contacto Directo.....	32
Ilustración 16. Acciones de Mitigación Riesgo Contacto Directo	32
Ilustración 17. Riesgo Contacto Indirecto.....	33
Ilustración 18. Acciones de Mitigación Riesgo Contacto Indirecto.....	33
Ilustración 19. Riesgo Corto Circuito.....	34
Ilustración 20. Acciones de Mitigación Cortocircuito	34
Ilustración 21. Riesgo Electricidad Estática	35
Ilustración 22. Acciones de Mitigación Electricidad Estática	35
Ilustración 23. Riesgo Equipo Defectuoso	36
Ilustración 24. Acciones de Mitigación Equipo Defectuoso	36
Ilustración 25. Riesgo Rayos.....	37
Ilustración 26. Acciones de Mitigación Rayos	37
Ilustración 27. Riesgo Sobrecarga	38
Ilustración 28. Acciones de Mitigación Sobrecarga.....	38
Ilustración 29. Riesgo Tensión de Contacto.....	39
Ilustración 30. Acciones de Mitigación Tensión de Contacto.....	39
Ilustración 31. Riesgo Tensión de Paso.....	40
Ilustración 32. Acciones de Mitigación Tensión de Paso.....	40
Ilustración 33. Límites de Aproximación.....	47
Ilustración 34. Distancias mínimas Para Trabajos Corriente Alterna	48
Ilustración 35. Distancias mínimas Para Trabajos Corriente Continua	48
Ilustración 36. Perfil de carga horario para usuario residencial Tipo I.....	54
Ilustración 37. Componentes de una SISFV y alternativas de conexión a redes de energía	57
Ilustración 38. Metodología para el dimensionamiento de un SSFVI.....	62
Ilustración 39. Orientación e inclinación de los módulos	65
Ilustración 40. Ranking mundial de empresas fabricantes de paneles solares fotovoltaicos.	68
Ilustración 41. Comparación de generación de energía a través de horizontes de 10 años cada uno	81
Ilustración 42. Comparación consumo de energía eléctrica vs producción de energía eléctrica por usuario residencial.....	81
Ilustración 43. Excedentes de energía generada.	82
Ilustración 44. Curvas de disparo y coordinación de interruptores tipo IEC para protección de equipos electrónicos.....	91
Ilustración 45. Conexión DPS de dos polos. (en imagen se incluyen 2 DPS).....	96
Ilustración 46. Parcial de especificaciones Cable Tipo PV de Nexans.9.....	101
Ilustración 47. Parcial de especificaciones cable tipo PV de 6mm2.....	101
Ilustración 48. Parcial de especificaciones de cables PV y FV	101
Ilustración 49. Parcial de la Tabla C.3 del Anexo C de NTC2050.....	102
Ilustración 50. Detalles de Conectores en el sistema de puesta a tierra.....	106

Ilustración 51 Detalle Caja de inspección del SPT	106
---	-----

1 OBJETO

Diseñar las instalaciones eléctricas para el sistema de energía solar fotovoltaico individual tipo 1 viviendas rurales, cumpliendo lo dictaminado en el RETIE, la NTC 2050 y demás normatividad colombiana que aplique para los sistemas en mención en el Municipio de TEORAMA, Departamento de NORTE DE SANTANDER.

2 ALCANCE

Este documento es aplicable para el proyecto “IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA PARA USUARIOS EN ZONAS RURALES DEL MUNICIPIO DE TEORAMA EN EL DEPARTAMENTO DE NORTE DE SANTANDER”.

3 NORMATIVA APLICABLE Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

La estimación del perfil de carga y de consumo, deben cumplir con lo establecido por la normativa nacional aplicable, así como lo recomendado por las organizaciones nacionales e internacionales que continuamente contribuyen al estado del arte del diseño de este tipo de soluciones.

- American Society of Civil Engineers. (2008). ASCE Substation Structure Design Guide Reston, EE.UU.
- DNP. (2014). CONPES 3810 Política para el suministro de agua potable y saneamiento básico en la zona rural. Bogotá.
- DNP. (s.f.). PROYECTO TIPO. Obtenido de https://proyectostipo.dnp.gov.co/images/pdf/Celdas/DocumentoMetodologico_2020_10_16.pdf
- María Santana, J. B. (2015). Rango de Consumo Básico.
- Ministerio de Minas y Energía. (2013). RETIE Reglamento técnico de instalaciones eléctricas. Bogotá, Colombia.
- Ministerio de vivienda. (2010). NSR-10 Norma sismo resistente del 2010. Bogotá, Colombia. Norma Técnica Colombiana. (1998). NTC 2050 Código eléctrico colombiano. Bogotá, Colombia.
- RETIE, M. (2013). RETIE Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Bogotá, Colombia. Universidad Tecnológica del Chocó. (2016). Diagnostico energético del departamento de Chocó. Quibdó.
- UPME - CORPOEMA. (13 de diciembre de 2019). Estimación de los consumos de subsistencia en energía eléctrica, gas natural y GLP en territorio nacional SIN y ZNI - Informe Final. Bogotá.
- UPME - PIEC. (2019). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023. Bogotá.
- Departamento Nacional de Planeación (2019) Proyecto Tipo 21 Instalación de sistemas solares fotovoltaicos individuales en zonas no interconectadas https://proyectostipo.dnp.gov.co/images/pdf/Celdas/DocumentoMetodologico_2020_10_16.pdf
- GOMEZ, Ely, LEDEZMA Ana, Universidad Tecnológica de Choco (Quibdó 2016.) Diagnostico Energético del Departamento del Chocó. Caracterización del Consumo Final de Energía Sector Residencial Plan de Energización Rural Sostenible - Plan De Energización Rural Sostenible – PERS.
- Departamento Nacional de Planeación (2014) Documento CONPES 3810 Política Para el Suministro de Agua Potable y Saneamiento Básico en la Zona Rural

Otras normas y/o guías de diseño que sean requeridas, serán debidamente referenciadas en las correspondientes memorias de cálculo.

3.1 GLOSARIO

SIGLA / TERMINO	SIGNIFICADO / DEFINICIÓN
A	Amperios
Ah	Amperios Hora
AOM	Administración Operación y Mantenimiento
Arreglo (array) (*)	Conjunto mecánicamente integrado de módulos o paneles con una estructura y bases de soporte, sistemas de orientación y otros componentes, según se necesite para formar una unidad de generación de energía eléctrica de corriente continua o corriente alterna.
Arreglo fotovoltaico bipolar (bipolar photovoltaic array) (*)	Arreglo fotovoltaico de corriente continua que tiene dos salidas, cada una con polaridad opuesta con respecto a un punto común de referencia o una derivación central.
AT	Alta tensión
BT	Baja tensión
Capacidad generadora (generating capacity) (*)	Suma de potencia de salida continua máxima del inversor conectado en paralelo a 40 °C en kW. Celda solar (solar cell). Dispositivo fotovoltaico básico que genera electricidad cuando se expone a la luz.
Circuito de C.C. de sistema fotovoltaico (photovoltaic system dc circuit) (*)	Todo conductor de C.C. alimentado por una fuente de potencia FV, incluidos circuitos de fuente FV, circuitos de salida FV, circuitos de fuente de convertidor de C.C. a C.C. o circuitos de salida de convertidor de C.C. a C.C.
Circuito de entrada del inversor (inverter input circuit) (*)	Conductores conectados a la entrada de C.C. de un inversor.
Circuito de fuente de convertidor de C.C. a C.C. (dc-to-dc converter source circuit) (*)	Circuitos entre convertidores de C.C. a C.C. y de convertidores de C.C. a C.C. al punto, o los puntos, de conexión común(es) del sistema de C.C.
Circuito de salida de convertidor de C.C. a C.C. (dc-to-dc converter output circuit) (*)	Conductores de circuito entre los circuitos de fuente de convertidor de C.C. a C.C. y el inversor o equipo de utilización de C.C.

SIGLA / TERMINO	SIGNIFICADO / DEFINICIÓN
Circuito de salida de inversor interactivo (interactive inverter output circuit) (*)	Conductores entre el inverso interactivo y el equipo de corte de acometida u otra red de producción y distribución de energía eléctrica.
Circuito de salida del inversor (inverter output circuit) (*)	Conductores conectados a la salida de C.A. de un inversor.
Circuito de una fuente fotovoltaica (photovoltaic source circuit) (*)	Circuitos entre los módulos y desde los módulos al punto o puntos de conexión comunes del sistema de corriente continua.
Circuito fotovoltaico de salida (photovoltaic output circuit) (*)	Los conductores entre el circuito o circuitos de alimentación fotovoltaica y el inversor o el equipo de utilización de corriente continua.
Controlador de carga por desviación (diversion charge controller) (*)	Equipo que regula el proceso de carga de una batería desviando la potencia desde el almacenamiento de energía hasta las cargas de corriente alterna o de corriente continua o hasta la alimentación del servicio público interconectado.
Convertidor de C.C. a C.C. (dc-to-dc converter) (*)	Dispositivo instalado en el circuito de la fuente fotovoltaica o en el circuito fotovoltaico de salida que puede generar una tensión de salida de corriente continua y de la corriente a un valor más alto o más bajo que la corriente y la tensión de entrada de corriente continua.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DENSIFICACIÓN	Es un área que se puede atender sin añadir significativamente red del sistema de distribución local, concepto de última milla, transformadores de media tensión, extender redes de baja tensión y construir las acometidas. Se debe identificar la suficiente densidad de viviendas para instalar un transformador de 5 KVA, en un radio de 500 metros (área buffer de 500 metros sobre las redes).
Dispositivo de combinación de corriente continua (C.C.) (direct-current (dc) combiner) (*)	Dispositivo utilizado en la fuente fotovoltaica y en los circuitos fotovoltaicos de salida para combinar dos o más entradas de circuitos de corriente continua y proporcionar una salida para el circuito de corriente continua.
DNP	Departamento Nacional de Planeación

SIGLA / TERMINO	SIGNIFICADO / DEFINICIÓN
Fuente fotovoltaica de alimentación (photovoltaic power source) (*)	Arreglo o agregado de arreglos que genera energía de corriente continua a la tensión y corriente del sistema.
INTENSIFICACIÓN	± usuarios a 1,5 km (áreas buffer de 1,54 km) de la red o punto de conexión, correspondientes a pequeñas extensiones de red en MT, y demás infraestructura. Se evalúa la longitud y la densidad de usuarios para interconectar al SDL.
Inversor (inverter) (*)	Equipo que se utiliza para cambiar el nivel de la tensión, la forma de onda o ambas, de la energía eléctrica. En general un inversor [también conocido como unidad de acondicionamiento de energía (PCU, siglas por su nombre en inglés Power Conditioning Unit) o sistema de conversión de energía (PCS, siglas por su nombre en inglés Power Conversion System)] es un dispositivo que cambia una entrada de corriente continua en una salida de corriente alterna. Los inversores también pueden funcionar como cargadores de baterías que emplean la corriente alterna de otra fuente y la convierten en corriente continua para cargar las baterías.
Inversor multimodo (multimode inverter) (*)	Equipo con las capacidades tanto del inversor interactivo como del inversor autónomo.
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
KVA	kilovoltio amperio
kW	Kilowatios
kWp	Kilowatios Pico
LM	Lista de Materiales
MGA	Metodología General Ajustada
MME	Ministerio de Minas y Energía
Módulo (module) *	Unidad completa protegida ambientalmente, que consta de celdas solares, óptica y otros componentes, sin incluir los sistemas de orientación, diseñada para generar energía de corriente continua cuando es expuesta a la luz solar.

SIGLA / TERMINO	SIGNIFICADO / DEFINICIÓN
Módulo de corriente alterna (módulo fotovoltaico de corriente alterna) (alternating-current (ac) module (alternatingcurrent photovoltaic module)) *	Unidad completa protegida ambientalmente, que consta de celdas solares, óptica, inversor y otros componentes, sin incluir los de sistemas de orientación, diseñada para generar energía de C.A. al exponerse a la luz solar.
Panel (panel)	Grupo de módulos unidos mecánicamente sujetos, cableados y diseñados para proporcionar una unidad instalable en sitio.
PECOR	Plan de Expansión de Cobertura de los Operadores de Red
PNN	Parques Naturales Nacionales
POT	Plan de Ordenamiento Territorial
RAEE	Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos
Red de generación y distribución de energía eléctrica (electrical production and distribution network) (*)	Sistema de generación, distribución y uso de energía eléctrica, tal como el sistema de una red pública y las cargas conectadas, que es externo y no controlado por el sistema de energía fotovoltaica.
RESPEL	Registro de Generadores de Residuos o Desechos Peligrosos
RETIE	Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas
Sistema autónomo (stand-alone system) (*)	Sistema solar fotovoltaico que suministra energía eléctrica independientemente de una red de generación y distribución de energía eléctrica.
Sistema FV puesto a tierra funcional (functional grounded FV system) (*)	Sistema FV que tiene una referencia eléctrica a tierra que no está puesto a tierra de manera sólida.
Sistema interactivo (interactive system) (*)	Sistema FV que funciona en paralelo con una red de generación y distribución de energía eléctrica, a la que puede alimentar.
SSFVI	Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales
Subarreglo (subarray) (*)	Un subjuego eléctrico de un arreglo fotovoltaico.
Subarreglo monopolar (monopole subarray) (*)	Subarreglo fotovoltaico que tiene dos conductores en el circuito de salida, uno positivo (+) y uno negativo (-). Dos subarreglos fotovoltaicos monopolares son usados para formar un arreglo fotovoltaico bipolar.

SIGLA / TERMINO	SIGNIFICADO / DEFINICIÓN
TIC	Tecnologías de la Información y la Comunicación
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
V	Voltios / Voltaje
VDC	Voltaje Corriente Directo
Wh	Vatios Hora
Wp	Vatios Pico
ZNI	Zonas No Interconectadas

(*) Definiciones tomadas del numeral 690.2 de la NTC 2050 segunda actualización.

4 INTRODUCCIÓN

Este documento incluye todos y cada uno de los lineamientos necesarios para diseñar el SSFVI para realizar la electrificación de los usuarios objeto del Proyecto en el Municipio de TEORAMA en el departamento de NORTE DE SANTANDER.

Siguiendo los lineamientos del RETIE en el artículo 10° que hace referencia a los requerimientos generales que se deben cumplir en una instalación eléctrica para garantizar en primera medida la seguridad de las personas, de la vida animal, vegetal y la conservación del medio ambiente, se realizó el diseño eléctrico para el sistema de energía solar fotovoltaica individual.

Se realiza el diseño eléctrico como lo indica el reglamento en su artículo “10.1.1 Diseño Detallado”. La profundidad como se tratan los ítems del mencionado artículo es acorde al nivel de complejidad y nivel de riesgo que tiene el tipo de instalación.

5 CAPITULO I - DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

5.1 Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras

A continuación, se presenta el cuadro resumen de las cargas propuestas, la metodología desarrollada y los análisis se incluye en el CAPITULO III - ANALISIS Y CUADROS DE CARGAS del presente documento. (Pag.46).

Tabla 1 Cuadro de cargas propuesto. Residencial (Tipo 1).

Fuente: elaboración Propia

FUENTE	PIRAMIDE DE MASLOW	EQUIPO	NUMERO DE EQUIPOS	HORAS DE USO	POTENCIA [W]	POTENCIA ACUMULADA (W)	CONSUMO (Wh)	CONSUMO MENSUAL (kWh/mes)
DNP	Fisiológicas	Congelador	1	8	150	150	1200	36
DNP	Seguridad	Iluminación	4	7	10	40	280	8,4
UPME	Afiliación	Televisor 32"	1	6	90	90	540	16,2
UPME	Afiliación	Radio	1	5	25	25	125	3,75
DNP	Autorrealización	Cargador	3	4	30	90	360	10,8
DNP	Autorrealización	Equipo de sonido	1	5	90	90	450	13,5
DNP	Autorrealización	Computador	1	6	80	80	480	14,4
DNP	Fisiológicas	Licuada	1	0,2	430	430	86	2,58
DNP	Autorrealización	Lavadora	1	1	400	400	400	12
DNP	Autorrealización	Electrobomba 1/4	1	2	200	200	400	12
CONSUMO TOTAL							4321	129,63

5.2 Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico

Los criterios óptimos de selección de un Dispositivo de protección contra sobretensiones son:

- Nivel de protección: El dispositivo debe tener un nivel de protección adecuado para el equipo que se va a proteger, teniendo en cuenta las características eléctricas del sistema y el tipo de sobretensión que se espera.
- Capacidad de corriente: El dispositivo debe tener una capacidad de corriente adecuada para manejar las corrientes transitorias que se pueden generar durante una sobretensión.
- Tiempo de respuesta: El dispositivo debe tener un tiempo de respuesta rápido para eliminar la sobretensión antes de que dañe el equipo.
- Vida útil: El dispositivo debe tener una vida útil prolongada para brindar protección durante varios años.

- e. Facilidad de instalación: El dispositivo debe ser fácil de instalar y debe contar con una conexión adecuada al sistema eléctrico.
- f. Disponibilidad: Debe haber una amplia disponibilidad de los dispositivos en el mercado para garantizar la facilidad de adquisición de piezas de repuesto.
- g. Precio: El dispositivo debe ser asequible y proporcionar una buena relación calidad-precio.

En contexto, los criterios de selección de un DPS están basados en los siguientes elementos, como mínimo:

- a. Tipo de impacto de rayo, directo o indirecto,
- b. Nivel de protección Up dependiendo del valor Uw del aparato a proteger (Siempre $U_p < U_w$),
- c. Poder de derivación (Capacidad de descarga en A): I_{imp} , $I_{máx.}$ o I_n (10/350 μs o 8/20 μs ,
- d. Tipo de red de distribución (TT, TNC, TNS & IT);
- e. Número de líneas de la conexión (red o barra) eléctrica;
- f. Tensiones nominales de empleo (U_n , U_c y U_t)
- g. Hay pararrayos externos o no;
- h. Opciones y accesorios (indicador fin de vida, cartuchos enchufables, reserva de seguridad, señalización)

Para este tipo de equipos electrónicos, la normatividad colombiana no precisa una norma técnica. Sin embargo, a nivel internacional la norma IEC 62305-4 presenta las recomendaciones de buenas prácticas, como es el caso de torres de comunicaciones en entornos rurales.

5.3 Análisis De Cortocircuito, Falla a Tierra y Arco eléctrico

El análisis de cortocircuito a tierra en el circuito en DC considera al banco de baterías, como el principal aportante a la corriente de cortocircuito, en tanto es el equipo que tiene mayor capacidad de generación de amperaje. Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en DC se considera la ley de ohm, de la siguiente forma:

$$I_{cc} = \frac{V_m}{R_T}$$

I_{cc} = Corriente de cortocircuito (A)

V_m = Tensión máxima de trabajo de la batería (V)

R_T = Resistencia interna (Ω). Es igual a 30m Ω de acuerdo con ficha técnica

$$I_{cc} = \frac{51.2}{0.030} = 1,706 \text{ kA}$$

Para el circuito en AC, el único generador de corriente es el inversor. Acorde a la literatura¹, se puede considerar una corriente de cortocircuito cinco (5) veces mayor a la corriente nominal del inversor. Por lo que, para un inversor de 2000 W, la corriente nominal de salida es de 16,7 A, con lo que, la corriente de cortocircuito en AC es de 83,5 A.

Adicional a esto se realiza la simulación con el software ETAP 19.0.1 haciendo uso de su módulo de corto circuito DC obteniendo un valor de corriente de corto circuito cercano al calculado, en donde se ve claramente que el mayor aportante es la batería.

Para el circuito en AC, el único generador de corriente es el inversor. Acorde a la literatura¹, se puede considerar una corriente de cortocircuito cinco (5) veces mayor a la corriente nominal del inversor. Por lo que, para un inversor de 2000 W, la corriente nominal de salida es de 16,7 A, con lo que, la corriente de cortocircuito en AC es de 83,5 A.

Para el caso del análisis de arco eléctrico, el software ETAP también ofrece dentro de sus librerías el módulo de arco eléctrico en corriente continua, en donde la batería es la que más aporta en corriente de corto en la barra DC. En la simulación se obtuvo el cálculo de energía incidente arrojando un valor de 0,115 cal/cm² obteniendo un nivel de clasificación A (menor de 2cal/cm²) o de categoría/nivel 0 según la norma NFPA 70E.

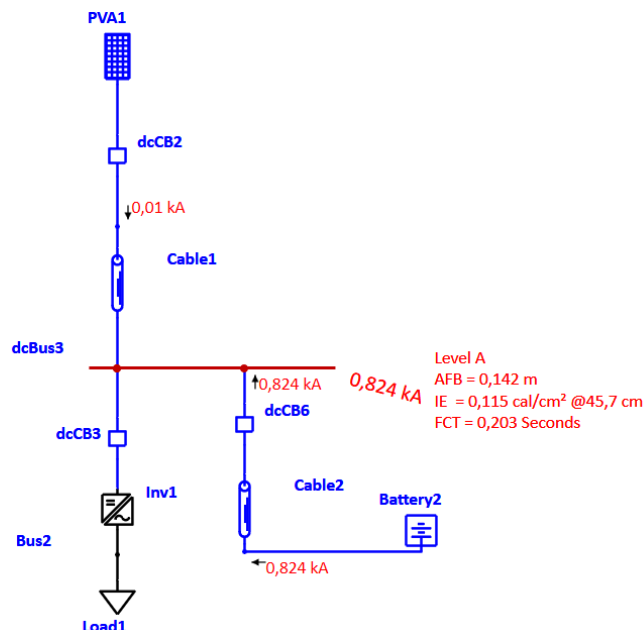


Ilustración 1. Simulación de arco eléctrico del sistema en el software ETAP 19.0.1

Cuando la NFPA comenzó a hablar sobre los EPP contra arcos eléctricos, lo habitual era describirlos como categoría 0, categoría 1, categoría 2, categoría 3, categoría 4 o peligrosos. Algunos fabricantes todavía utilizan estas categorías y muchos de los que trabajan en la industria las entienden bien. En versiones anteriores de la norma 70E, se utilizaba el término categorías de riesgo de peligro (HRC) para describir estas diferentes categorías.

Estas categorías solo se deben utilizar cuando se utiliza el “método de tabla” o el “método de categoría” (según la tabla 130.7(C)(15)(b) de la NFPA 70E). El Instituto de Arco Eléctrico, generalmente no recomienda utilizar el “método de tabla” o el “método de categoría” debido al posible uso indebido de las tablas, sino que recomienda en su lugar el “método de análisis de energía incidente”.

Se debe tener en cuenta que la Categoría 0 se eliminó de la tabla de categorías de métodos de la tabla de tareas de NFPA 70E en la versión de 2015. El "Nivel 0" se eliminó de la tabla de EPP de energía incidente en la versión de 2018. La gran idea es que no se requiere EPP especial para arco eléctrico para peligros de bajo nivel. Específicamente, si la energía incidente es inferior a 1,2 cal/cm² a una distancia de trabajo de 18 pulgadas (45cm), entonces no se requiere ropa con clasificación para arco. Si bien no existe un "Nivel 0", se deben considerar las siguientes prácticas de la industria para el trabajo eléctrico con menos de 1,2 cal/cm²:

- No usar fibras fundibles (poliéster, nailon, spandex, etc.) cuando se realicen trabajos eléctricos.
- Usar camisas de manga larga y pantalones largos cuando se realicen trabajos eléctricos.
- Usar gafas de seguridad y guantes de cuero gruesos cuando se realicen trabajos eléctricos.

Cabe aclarar que en el cálculo de la energía incidente, el tiempo de despeje de falla de la protección contra sobrecorriente tiene un papel esencial en el nivel de riesgo que se presenta en el sistema. Por lo que se debe de tener muy claro el dispositivo de protección a usar, ya que, si dentro de sus especificaciones es usado uno diferente al que se recomienda en las especificaciones técnicas, la energía incidente aumentaría en proporción al tiempo de despeje de la falla siendo un factor peligroso para el usuario residencial y también para el personal técnico de mantenimiento.

De acuerdo con el numeral 130.5 Evaluación de riesgo de relámpago de arco, apartado (H) de la NFPA 70E se presenta el etiquetado de equipos que deben de tener la siguiente información:

- Tensión nominal del sistema
- Frontera de relámpago de arco
- Al menos uno de los siguientes datos:

* Energía incidente disponible y la correspondiente distancia de trabajo, o la categoría de

EPP de la Tabla 130.7(C)(15)(a) o Tabla 130.7(C)(15)(b) para el equipo, pero no ambas.

* Nivel mínimo de resistencia al arco de la vestimenta.

* Nivel de EPP específico para el sitio.

Teniendo en cuenta lo anterior, se presentan los valores del sistema para la etiqueta del gabinete de equipos en donde se albergan los componentes eléctricos de dicho sistema:

- Tensión nominal del sistema: 48V
- Frontera de relámpago de arco: 0,142m de acuerdo con la simulación realizada en el software ETAP19.0.1
- Energía incidente: 0.115 cal/cm²
- Distancia de trabajo: 45,7cm

A continuación, se presenta un modelo de etiqueta para el gabinete de equipos eléctricos, esta debe estar ubicada de manera que sea claramente visible para el personal calificado antes de la evaluación, ajuste, reparación o mantenimiento de los equipos:


 ADVERTENCIA		
Peligro de Arco Eléctrico y contacto con Electricidad		
	Información de Riesgo por Arco	
	Energía Incidente (cal/cm ²)	0,115
	Distancia de Trabajo	45,7 cm
	Límite de Arco Eléctrico (AFB)	0, 142 m
	Peligro de Descarga Cuando	Cubierta removida
	Tensión de Operación: 48V	
	EQUIPO:	Gabinete de Equipos Eléctricos
<p>EPP Requeridos: Para este valor de energía incidente la norma NFPA 70E no indica el uso de ropa con clasificación de arco. Sin embargo, se deben considerar las siguientes prácticas de la industria para el trabajo eléctrico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No usar fibras fundibles (poliéster, nailon, spandex, etc.) cuando se realicen trabajos eléctricos. • Usar camisas de manga larga y pantalones largos cuando se realicen trabajos eléctricos. • Usar gafas de seguridad y guantes de cuero gruesos cuando se realicen trabajos eléctricos. 		
<p>Cambios en los ajustes de equipo o la configuración de sistema puede invalidar los valores calculados y los requerimientos de EPP los cuales pueden resultar en condición de peligro.</p>		

Ilustración 2. Modelo de etiqueta de arco eléctrico para el gabinete eléctrico

Para el circuito solar como medida de prevención y seguridad se debe indicar con señalización clara (como se muestra en la ilustración 4) el riesgo de la fuente fotovoltaica para evitar contactos no deseados por parte del personal no autorizado y/o capacitado. Esta etiqueta debe ir en la salida de los lazos fotovoltaicos y en la llegada de la acometida al gabinete de equipos.



Ilustración 3. Etiquetas de seguridad para circuitos solares

Adicionalmente se recomienda el uso de avisos de riesgo eléctrico en los equipos como el controlador, regulador, baterías y en el tablero de distribución como medida de prevención de riesgo y seguridad para las personas que habitan en las viviendas.



Ilustración 4. Aviso de riesgo eléctrico para equipos del sistema eléctrico

5.4 Análisis De Nivel De Riesgo Por Rayos Y Medidas De Protección Contra Rayos

La metodología usada por la IEC 62305-2 y homologada por la norma técnica colombiana NTC 4552-2 mencionada por el RETIE, evalúa el riesgo por rayos a partir de la fuente primaria: la corriente del rayo.

Por lo tanto, para utilizar el valor correspondiente a la densidad de descargas a tierra (DDT), se tomó como base la figura A.10 de la NTC 4552-2 versión 2008, donde se observa que el valor para la región en estudio es de 2 rayos/km²-año. A continuación, se muestra la mencionada figura junto con la división por departamentos para obtener una referencia más precisa de la región analizada.

¹ Corrientes de cortocircuito Información sobre las corrientes de cortocircuito en los inversores fotovoltaicos de SMA. Disponible en: <https://studylib.net/doc/18033096/technical-information---short-circuit-currents>

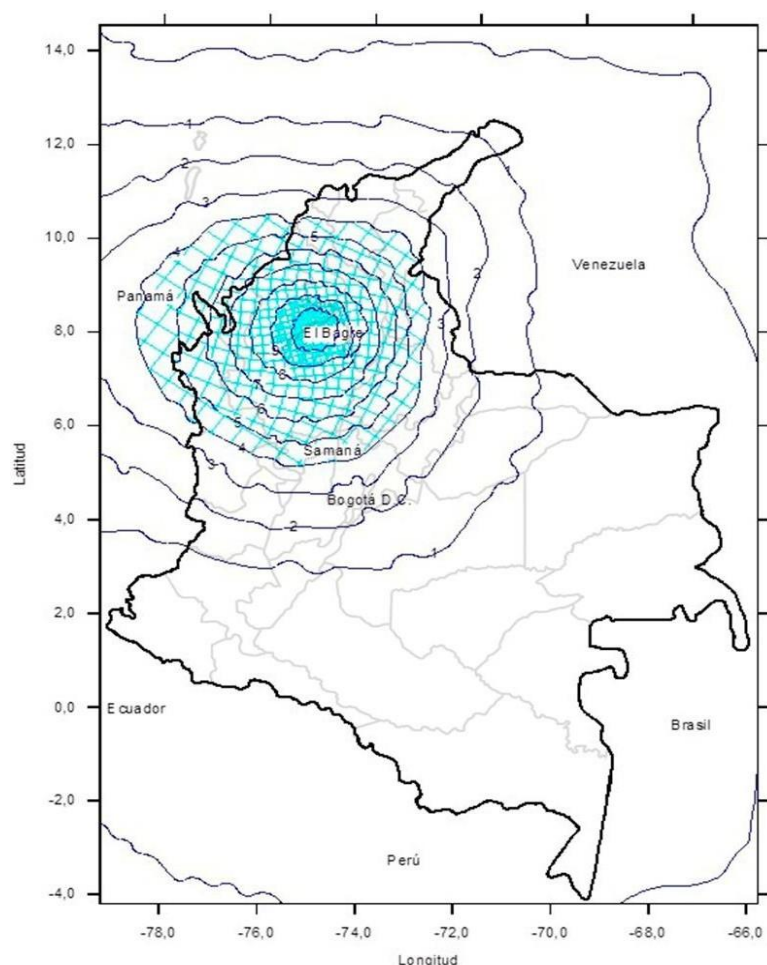


Ilustración 5. Densidad de descargas a tierra (DDT) NTC 4552-1 versión 2008

Como se observó anteriormente, dependiendo de la ubicación de la estructura con respecto al punto de impacto se consideran cuatro fuentes de daños (S), las cuales producen tres tipos de daños (D) y cuatro tipos de pérdidas (L).

En función del punto de impacto, se pueden distinguir las siguientes fuentes de daño:

- S1: Rayos que impactan directamente a la estructura.
- S2: Rayos que impactan cerca de la estructura.
- S3: Rayos que impactan directamente a una red de servicio que entra a la estructura.
- S4: Rayos que impactan cerca de una red de servicio que entra a la estructura.

Una descarga puede producir daños en función de las características del objeto a proteger; algunas de las características más importantes son: tipo de construcción, contenido y sus aplicaciones, tipo de servicios y medidas de protección previstas.

Para aplicaciones prácticas de evaluación de riesgo, es importante distinguir entre tres tipos básicos de daños que pueden suceder como consecuencia de las descargas atmosféricas tipo rayo:

D1: Daños a los seres vivos. D2:

Daños físicos.

D3: Fallas en sistemas eléctricos y electrónicos.

Cada tipo de daños por si solos o en combinación con otros, pueden producir pérdidas en la estructura a proteger. El tipo de pérdida que puede aparecer depende de las características de la estructura y su contenido. Dado lo anterior, se deben considerar los siguientes tipos de pérdidas:

L1: Pérdida de vidas humanas

L2: Pérdida de servicios públicos

L3: Pérdida de bienes culturales

L4: Pérdidas económicas

Los siguientes riesgos deben considerarse, correspondientemente a los tipos de pérdida descritos anteriormente:

R1 riesgo de pérdida de vidas humanas

R2 riesgo de pérdida de servicios públicos domiciliarios R3

riesgo de pérdida del patrimonio cultural

R4 riesgo de pérdida de valor económico

La protección contra rayo es necesaria si el riesgo R (R1 a R3) es más alto que el nivel tolerable RT.

$R > RT$

Se identificaron los 4 tipos de riesgo relevantes de la estructura a proteger (Rn):

Riesgo R1, Riesgo de pérdidas de vida humana

Riesgo R2, Riesgo de pérdidas de Servicio público Riesgo

R3, Riesgo de pérdidas del patrimonio Cultural Riesgo R4,

Riesgo de pérdida de valor económico.

PROYECTO:		SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA INDIVIDUAL	
DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER			
Largo de la estructura L (m)	9	◀	▶
Ancho de la estructura W (m)	10	◀	▶
Altura máxima de la estructura H (m)	3	◀	▶
Marque si la estructura posee parte sobresaliente.	<input type="checkbox"/>	Ejemplo de dimensiones de estructura	
Altura máxima de la estructura Hp (m)	3	◀	▶
Densidad de rayos a tierra (Rayos/km ² -año) DDT	4	◀	▶ DDT
CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO			
Seleccione la localización de la estructura a ser protegida.	Rodeado de objetos o árbol		
Ambiente donde están las acometidas de la estructura.	Rural		
Seleccione el tipo de suelo en el interior de la estructura	Prado, concreto.		
Seleccione el tipo de suelo en el exterior de la estructura	Prado, concreto.		

Ilustración 6. Análisis de riesgo por rayos
Fuente: Elaboración propia

En la siguiente imagen se puede observar las acciones preventivas frente al riesgo por rayo, se contarán con avisos de advertencia en el tablero eléctrico y en el cofre metálico, los cuales deben tener un símbolo de riesgo eléctrico.

ACCIONES PREVENTIVAS FRENTE AL RIESGO POR RAYO				
Medidas tomadas frente a tensiones de paso y contacto.	Sin medidas de protección		FALSO	
	Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas		VERDA DERO	
	Equipo tencialización efectiva a nivel del suelo		VERDA DERO	
	Avisos de advertencia		VERDA DERO	
	Refuerzo s estructurales como bajantes o restricciones físicas		FALSO	
Seleccione el nivel de protección de la estructura				
Estructura no protegida				
Seleccione el sistema de protección interno adoptado en el edificio.	sin sistema de protección interno			
Si la estructura a proteger posee paredes y techos metálicos con un espesor entre 0,1 mm y 0,5 mm marque la casilla.	VERDA DERO			
Tamaño de la cuadrícula para apantallamiento s localizados, distancia entre bajantes o distancia entre columnas si se utiliza un sistema natural w (m).	0	◀	▶	
Tipo de cableado interno	Sin apantallamiento y pequeños lazos inductivos (misma canalización sin ento)			
Marque la casilla si la pantalla del cable esta conectada a la misma barra equipotencial a la cual esta conectado el equipo.	VERDA DERO			
Tipo de canalización	<input checked="" type="radio"/> Metálica puesta a tierra en ambos extremos <input type="radio"/> Metálica no puesta a tierra o en un solo extremo <input type="radio"/> No Metálica			
	Ingrese el menor valor de tensión so portable al impulso tipo rayo en voltios, del sistema a proteger (BIL equipo s) Uw	2000	◀	▶
	Marque la casilla si existe equipo tencialización de las estructuras metálicas, sistemas interno s, partes conducto ras externas, acometidas de servicio y líneas conectadas a la estructura a proteger	VERDA DERO		

Ilustración 7. Acciones preventivas frente al riesgo por rayos
Fuente: Elaboración propia

FACTORES PARA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS	
PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS (L1)	
Seleccione el uso de la estructura.	Otros
Marque si pueden haber personas expuestas a tensiones de paso y de contacto dentro de la estructura, fuera de la estructura o en ambas ubicaciones.	<input checked="" type="checkbox"/> VERDADERO dentro de la estructura
	<input checked="" type="checkbox"/> VERDADERO fuera de la estructura
Pérdidas por sobretensiones en instalaciones con sistemas eléctricos críticos.	Sistemas eléctricos o electrónicos no críticos
Seleccione el riesgo por fuego en la estructura.	do (Estructuras que almacenen material combustible en for
Seleccione la medida de prevención para reducir las consecuencias por fuego.	
Sin medida de prevención	
Seleccione la situación especial de peligro.	
Sin situación especial de peligro o riesgo.	
PÉRDIDA DE SERVICIOS ESENCIALES (L2)	
Seleccione el tipo de servicio público que no se debería perder.	No existen servicios esenciales
PÉRDIDA DE HERENCIA CULTURAL IRREEMPLAZABLE (L3)	
Seleccione si existe herencia cultural irremplazable en la edificación.	FALSO
PÉRDIDA ECONOMICA (L4)	
Clasificación de la estructura en relación con los bienes perdidos por daño a la infraestructura.	otros
Clasificación de la estructura en relación con los bienes perdidos por falla en los sistemas.	otros
Seleccione si hay presencia de animales en el lugar a proteger.	VERDADERO

Ilustración 8. Factores para evaluación de pérdidas

Fuente: Elaboración propia

EVALUACIÓN DE RIESGO DE LA ESTRUCTURA				
PROYECTO:	SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA INDIVIDUAL TIPO 1			
	RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL	RIESGO DE PÉRDIDA ECONÓMICA
	R1	R2	R3	R4
VALORES DE RIESGO CÁLCULADO (Rn)	6.2469E-06	0.00E+00	0.00E+00	4.41E-06
VALORES DE RIESGO TOLERABLE (RT)	1.E-05	1.E-03	1.E-03	1.E-04
CONTROL DEL RIESGO (Rn<RT)	CUMPLE, RIESGO CONTROLADO	CUMPLE, RIESGO CONTROLADO	CUMPLE, RIESGO CONTROLADO	CUMPLE, RIESGO CONTROLADO

Ilustración 9. Evaluación de riesgo de la estructura

Fuente: Elaboración propia

De conformidad con el capítulo 5.2.4 “Componentes naturales” de la NTC 4552-3 en el numeral D las tuberías metálicas y tanques sobre techo que tengan un espesor de acuerdo con la Figura 6 podrían ser consideradas como parte natural del sistema de captación.

Tabla 5. Material, Configuración y Mínima área de la sección transversal para cables o varillas del sistema de captación y los conductores bajantes

Material	Configuración	Mínima área cuadrículada ⁹⁾ (mm ²)	Comentarios
Cobre	Cinta sólida	50	2 mm min. de espesor
	Alambre ⁷⁾	50	8 mm de diámetro
	Trenzado	50	1,7 mm min. de diámetro por hilo
	Alambre ^{3),4)}	200	16 mm de diámetro
Cobre recubierto de plata ¹⁾	Cinta sólida	50	2 mm min. de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Trenzado	50	1,7 mm min. de diámetro por hilo
Aluminio	Cinta sólida	70	3 mm min. de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Trenzado	50	1,7 mm min. de diámetro por hilo
Aleación de aluminio	Cinta sólida	50	2,5 mm min. de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Trenzado	50	1,7 mm min. de diámetro por hilo
	Alambre ³⁾	200	16 mm de diámetro
Acero galvanizado en caliente ²⁾	Cinta sólida	50	2,5 mm min. de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Trenzado	50	1,7 mm min. de diámetro por hilo
	Alambre ^{3),4)}	200	16 mm de diámetro
Acero inoxidable ⁵⁾	Cinta sólida ³⁾	50	2,5 mm min. de espesor
	Alambre ⁵⁾	50	8 mm de diámetro
	Trenzado	70	1,7 mm min. de diámetro por hilo
	Alambre ^{3),4)}	200	16 mm de diámetro

- 1) Recubrimiento en caliente o galvanizado, espesor mínimo de la capa de 1 µm.
- 2) El recubrimiento debería ser liso, continuo y libre de impurezas, espesor mínimo de la capa de 50 µm.
- 3) Aplicable sólo para varillas tipo bayoneta. Para aplicaciones donde la tensión mecánica como la carga del viento no son determinantes, un de diámetro 10 mm, una varilla tipo bayoneta de 1 m de longitud máxima con una fijación adicional se puede usar.
- 4) Aplicable sólo a varillas de tierra con alma de plomo.
- 5) Cromo ≥ 16 %, níquel ≥ 8 %, carbón ≤ 0,07 %.
- 6) Para acero inoxidable incrustado en concreto, y/o en contacto directo con material inflamable, los tamaños mínimos deberían ser aumentados a 78 mm² (10 mm de diámetro) para alambre y 75 mm² (espesor mínimo de 3 mm) para cinta sólida.
- 7) 50 mm² (8 mm de diámetro) se puede reducir a 28 mm² (6 mm de diámetro) en ciertos usos donde la fuerza mecánica no es un requisito esencial. Se debería considerar, en este caso, reducir el espacio entre los aseguradores.
- 8) Si aspectos térmicos y mecánicos son importantes, estas dimensiones se pueden aumentar a 60 mm² para cinta sólida y a 78 mm² para alambre.
- 9) La sección transversal mínima para evitar que se derrita es 16 mm² (cobre), 25 mm² (aluminio), 50 mm² (acero) y 50 mm² (acero inoxidable) para una energía específica de 10 000 kJ/D. Información adicional véase el Anexo D.
- 10) El espesor, el ancho y el diámetro son definidos en ±10 %.

Ilustración 10. Material, configuración y Mínima área de la sección transversal para cables

Fuente: NTC 4552-3

De acuerdo con la tabla 5 la estructura debe cumplir con los comentarios mínimos establecidos planteados lo cual permite que se considere como bajante natural por lo cual todo el riesgo estaría mitigado por esa condición máxima

De igual forma en el capítulo 5.3.4 componentes naturales, establece que las siguientes partes de la estructura pueden ser consideradas como conductores bajantes naturales:

- a) Elementos metálicos que garanticen que:
 - La continuidad eléctrica entre sus partes sea durable (ejemplo: soldadura, grapas o abrazaderas metálicas, atornilladas, etc.)
 - Sus especificaciones sean al menos iguales a la tabla 5

En conclusión, la estructura al ser metálica debe cumplir con las especificaciones planteadas en la tabla 5 y en conformidad con el capítulo 5.3.4 de la NTC 4552-3 se consideraría como conductor bajante natural.

Recomendaciones:

- Si los ductos metálicos no están incluidos en el sistema de puesta a tierra según la norma

entonces en caso de impacto de rayo al menos una parte de la corriente de rayo podría buscar su camino por los ductos metálicos y llegar hasta la persona en la edificación. Es necesario un Sistema Equipotencial instalado por un experto. En la barra equipotencial se conectan todas las partes metálicas de la edificación al Sistema de Puesta a Tierra.

- En caso de una tormenta eléctrica, alejarse mínimo 3 metros de distancia de postes de luz o banderas, especialmente en tribunas abiertas. Las personas peligran durante una tormenta, si son el punto más alto del entorno.
- Si la edificación cuenta con un sistema integral de protección contra rayos y sobretensiones entonces puede hacer uso de sus equipos eléctricos sin riesgos. Los dispositivos de protección disipan la sobretensión de forma segura.
- Si la víctima de un rayo presenta: Molestias para ver y escuchar y presión alta, parálisis de nervios y músculos, pulso casi imposible de detectar, Pupilas muy dilatadas, Respiración lenta, Entonces Se precisa ayuda rápidamente: Informe al servicio de emergencia (Marque 123).

5.5 Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

Se realiza el análisis de riesgo eléctrico de acuerdo con lo indicado en el numeral 9.2.1 del RETIE 2013.

a. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar: Se definieron los 11 factores de riesgo más comunes indicados en el numeral 9.3 del RETIE 2013:

Tabla 2. Factores de Riesgo
Fuente: Elaboración Propia

1. ARCO ELÉCTRICO	4. CONTACTO INDIRECTO	7. EQUIPO DEFECTUOSO	10. TENSIÓN DE CONTACTO
2. AUSENCIA DE ELECTRICIDAD	5. CORTOCIRCUITO	8. RAYOS	11. TENSIÓN DE PASO
3. CONTACTO DIRECTO	6. ELECTRICIDAD ESTÁTICA	9. SOBRECARGA	

b. Definir si el riesgo es potencial o real: Se determina si el riesgo es potencial o real en la matriz de riesgo realizada para cada uno de los factores de riesgo.

c. Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza: *Se estimaron las consecuencias con el evento o efecto producido por el factor de riesgo, en estos eventos se analizaron si se implican personas, pérdidas económicas, ambientales y afectación a la imagen de la empresa.*

d. 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:

Se realiza el respectivo cruce en las 11 matrices de riesgo.

e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas: *Para cada Factor de riesgo se analizaron las 4 posibles pérdidas: Personas, económicas, ambientales y afectación imagen de la empresa.*

f. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo: *Se evalúa cada matriz y se debe seleccionar el más crítico de uno de los siguientes niveles: “MUY ALTO”, “ALTO”, “MEDIO”, “BAJO”, “MUY BAJO”.*

g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 9.4.: *Para cada factor de riesgo analizado se toma las decisiones o acciones de acuerdo a la tabla 9.4 del RETIE 2013.*

ARCO ELÉCTRICO

RIESGO A EVALUAR.		Quemaduras por Arco Eléctrico (al) o (en) Cofre metálico/Tablero B.T								
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				
		(Ej: Quemaduras)				(Ej: Arco Eléctrico)				
POTENCIAL		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	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO X	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción. Temporal	Contaminación Localizado	Regional	3	BAJO	MEDIO X	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO X	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Ilustración 11. Riesgo Evaluación Arco Eléctrico
Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Medio”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
×	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usara 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

Ilustración 12. Acciones de Mitigación Riesgo Critico Arco Eléctrico

Fuente: Elaboración Propia

AUSENCIA DE ELECTRICIDAD

RIESGO A EVALUAR.		Pérdidas Económicas				por	Ausencia Electricidad				(al) o (en)	Cofre metálico/Tablero B.T	
		EVENTO O EFECTO					FACTOR DE RIESGO					FUENTE	
		(Ej: Quemaduras)					(CAUSA)					(Ej: Arco Eléctrico)	(Ej: Celda de 11,4 kV)
		POTENCIAL					FRECUENCIA						
		POTENCIAL	REAL				E	D	C	B	A		
O N S E C U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		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 subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO			
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción. Temporal	Contaminación Localizado	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			

Ilustración 13 Riesgo Ausencia de electricidad

Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Bajo”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
×	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? * ¿Que puede causar que algo salga mal o falle? * ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?

Ilustración 14. Acciones de Mitigación Riesgo Ausencia de Electricidad

Fuente: Elaboración Propia

CONTACTO DIRECTO

RIESGO A EVALUAR.		Fibrilación por Contacto Directo (al) o (en) Cofre metálico/Tablero B.T				FACTORES DE RIESGO				
		EVENTO O EFECTO				(CAUSA)				
		(Ej: Quemaduras)				(Ej: Arco Eléctrico)				
C O N S E C U E N C I A S	POTENCIAL	REAL				FRECUENCIA				
	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 subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación Localizado	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

Ilustración 15. Riesgo Contacto Directo

Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Medio”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
×	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usara 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

Ilustración 16. Acciones de Mitigación Riesgo Contacto Directo

Fuente: Elaboración Propia

CONTACTO INDIRECTO

RIESGO A EVALUAR.	Daños Equipos				por	Contacto Indirecto				(al) o (en)	Cofre metálico/Tablero B.T
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)					FUENTE	
	(Ej: Quemaduras)				(Ej: Arco Eléctrico)					(Ej: Celda de 11,84 kV)	
	POTENCIAL	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 subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción. Temporal	Contaminación Localizado	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	

Ilustración 17. Riesgo Contacto Indirecto
Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Medio”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
×	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usara 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

Ilustración 18. Acciones de Mitigación Riesgo Contacto Indirecto
Fuente: Elaboración Propia

CORTOCIRCUITO

RIESGO A EVALUAR.		Daños Equipos		por		Cortocircuito		(al) o (en)		Cofre metálico/Tablero B.T	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO				FUENTE	
						(CAUSA)					
		(Ej: Quemaduras)				(Ej: Arco Eléctrico)				(Ej: Celda de 11,4 kv)	
POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA							
						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	
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de 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 subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción. Temporal	Contaminación Localizado	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	

Ilustración 19. Riesgo Corto Circuito

Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Medio”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
×	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usara 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

Ilustración 20. Acciones de Mitigación Cortocircuito

Fuente: Elaboración Propia

ELECTRICIDAD ESTÁTICA

RIESGO A EVALUAR.		Molestias Musculares				por	Electricidad Estática				(al) o (en)	Cofre metálico/Tablero B.T	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE			
		(Ej: Quemaduras)				(Ej: Arco Eléctrico)				(Ej: Celda de 11,4 kV)			
POTENCIAL			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 subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO			
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación Localizado	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			

Ilustración 21. Riesgo Electricidad Estática

Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Bajo”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:


COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	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? * ¿Que puede causar que algo salga mal o falle? * ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?

Ilustración 22. Acciones de Mitigación Electricidad Estática

Fuente: Elaboración Propia

RAYOS

RIESGO A EVALUAR.	Descarga a persona por rayos (al) o (en) Módulos solares				FACTORES DE RIESGO				
	EVENTO O EFECTO				FUENTE				
	(Ej: Quemaduras)				(Ej: Arco Eléctrico)				
	POTENCIAL	REAL			FRECUENCIA				
	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
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción. Temporal	Contaminación Localizado	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Ilustración 25. Riesgo Rayos
Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Medio”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
×	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usara 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

Ilustración 26. Acciones de Mitigación Rayos
Fuente: Elaboración Propia

SOBRECARGA

RIESGO A EVALUAR.		Incendio por Sobrecarga (al) o (en) Cofre metálico/Tablero B.T								
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		(Ej: Quemaduras)				(Ej: Arco Eléctrico)			(Ej: Celda de 11,4 kV)	
POTENCIAL		REAL	FRECUCENCIA							
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		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
CONSEJERÍA	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 subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación Localizado	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

Ilustración 27. Riesgo Sobrecarga

Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Medio”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
×	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usara 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

Ilustración 28. Acciones de Mitigación Sobrecarga

Fuente: Elaboración Propia

TENSIÓN DE PASO

RIESGO A EVALUAR.	Molestia Funcional				por	Tensión de paso				(al) o (en)	Cofre metálico/Tablero B.T/Poste Metálico			
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO					FUENTE				
					(CAUSA)									
	(Ej: Quemaduras)				(Ej: Arco Eléctrico)					(Ej: Celda de 11,4 kV)				
POTENCIAL		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 a. 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 Localizado	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				

Ilustración 31. Riesgo Tensión de Paso

Fuente: Elaboración Propia

Se toma el caso más crítico de los cuatro puntos de Cruce, siendo este el nivel “Bajo”, se debe tener en cuenta las siguientes decisiones o acciones:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
×	Bajo	Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo	El líder de trabajo debe verificar: * ¿Que puede salir mal o fallar? * ¿Que puede causar que algo salga mal o falle? * ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?

Ilustración 32. Acciones de Mitigación Tensión de Paso

Fuente: Elaboración Propia

Recomendación General

Para mitigar o evitar los posibles riesgos no se deben tener acceso personas no calificadas a

los cuartos de BT sin cumplir con todos los protocolos requeridos para este tipo de trabajos o actividad.

Las instalaciones eléctricas de los lugares de trabajo se utilizarán y mantendrán en forma adecuada y el funcionamiento de los sistemas de protección se controlará periódicamente. Con el objetivo de una instalación eléctrica segura, se garantiza que los usuarios reciban una formación adecuada sobre el riesgo eléctrico, así como sobre las medidas de prevención y protección que hayan de adoptarse.

El constructor debe dar capacitación y cartilla con énfasis en riesgo de descargas.

5.6 Análisis de tensión requerido

A continuación, se presenta el cuadro resumen de las cargas propuestas, la metodología desarrollada y los análisis se incluye en el CAPITULO IV - CRITERIOS Y SELECCIÓN NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO SSFVI del presente documento. (Pag.53)

Tabla 3. Resumen Análisis Nivel de Tensión Requerida
Fuente: Elaboración Propia

1	Potencia Nominal De Salida	2000 vatios a 25°C.
2	Sistema Autónomo De Energía Fotovoltaica	120 V equipos de acometida monofásicos, trifilares de 120/240 V o paneles de distribución donde no haya salidas de 240V
3	Tensión de circuito abierto en corriente continua	104,9 VDC

5.7 Cálculo de campos electromagnéticos

De conformidad al artículo RETIE 14.4 en los párrafos 1: cálculo campo eléctrico niveles de tensión mayor a 110 kV, y párrafo 2: cálculo de densidad de flujo magnético corrientes mayores de 1000 A, NO APLICA PARA ESTA INSTALACIÓN.

5.8 Cálculo de transformadores

No se contempla instalación de transformadores por tanto NO APLICA PARA ESTA INSTALACIÓN.

5.9 Cálculo del sistema puesta a tierra

Se cumplirá según lo establecido el literal b artículo 10.1.3. (tipo y ubicación del sistema de

puesta a tierra, especificando el tipo de electrodo, sus dimensiones, así como el calibre y tipo del conductor de puesta a tierra, ver CAPITULO VI – CALCULO DE TENSIONES MÁXIMA DE CIRCUITO.

Para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos Individuales, en cuanto al cálculo de los calibres de conductores y valores de protecciones se refiere, se utilizará la metodología establecida en la NTC 2050 Segunda Actualización, Artículo 690, Numeral 690.8 Dimensionamiento y corriente de los circuitos, Literal (A) Cálculo de la corriente máxima del circuito. En un Sistema Fotovoltaico se encuentran varias etapas que se caracterizan por sus diferentes tipos de voltaje CC y CA, las especificaciones de sus conexiones y de sus dispositivos de control. Por ello es importante identificar cada etapa de acuerdo con las figuras que se detallan en este documento.

5.10 Circuito de salida de la fuente fotovoltaica

Para el caso de los Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI) objeto de este documento aplica lo dispuesto en los artículos 690.8(A)(1)(1) mediante el cual el cálculo de la corriente máxima de la fuente fotovoltaica será la suma de las corrientes de cortocircuito de capacidad nominal del módulo FV conectadas en paralelo multiplicada por 125%.

$$I_{m\acute{a}x} = 1.25 * I_{sc} \quad (\text{Ec 16})$$

Considerando la configuración de los módulos fotovoltaicos (2S1P), la corriente I_{sc} es igual a la de uno de los módulos, por lo tanto:

$$\begin{aligned} I_{m\acute{a}x} &= 1.25 * 18.47 \\ I_{m\acute{a}x} &= 23,09 \text{ A} \end{aligned}$$

De esta forma se coloca algunas restricciones a los módulos, puesto que deben, en términos absolutos, poder generar la misma corriente de cortocircuito (I_{sc}) para no ocasionar posibles daños en los mismos. En este sentido ***se recomienda que los módulos sean del mismo fabricante y modelo o número de parte.***

Se debe anotar que, el valor de corriente de cortocircuito tomado para el cálculo corresponde al presentado por el fabricante en condiciones STD y no al calculado en el diseño bajo condiciones de trabajo reales.

5.11 Circuito de salida del controlador de carga

Para los efectos de este documento debe entenderse que el convertidor denominado en la norma es realmente el controlador, por tanto, cuando en la norma se mencione convertidor se entiende que se trata del controlador en la instalación y se subrayará en la cita para recalcar la interpretación que se da en este documento, el *circuito de salida del controlador de carga*, se conforma con los conductores que conectan el controlador solar (MPPT) y el inversor C.C. a C.A.

En este orden de ideas, la corriente máxima de este circuito se calcula de acuerdo con la NTC 2050, Artículo 690.8(A) (6), el cual determina... *“Corriente de circuito de salida del controlador de carga, se dimensiona el circuito de salida como el de entrada al inversor autónomo, de acuerdo con el cálculo de la sección 690.8(A) (5).”*

Sin embargo, la NTC 2050 considera que existe una conexión directa entre el inversor y el controlador de carga, con lo que se asume que el controlador entrega directamente al inversor la corriente requerida, mientras que administra las condiciones del banco de baterías. En este entendido, es de esperar que la corriente de salida del controlador sea de una magnitud similar a la requerida por el inversor, con lo que una única protección protege la entrada del inversor y la salida del controlador.

No obstante, la corriente de salida máxima del controlador (50 A), es mayor a la corriente del circuito de entrada del inversor a voltaje mínimo (46.3 A). Lo anterior se debe, a que controlador y batería comparten el mismo nodo, teniendo esta última una capacidad de entrega de voltaje mucho mayor al controlador. Lo anterior resulta en que, de diseñarse la protección de acuerdo con lo establecido en la *sección 690.8(A) (5)*, se contaría con una protección ineficaz al momento de proteger el controlador ante una corriente de retorno. Por lo tanto, se realiza una desviación de la norma, para definir esta corriente, como la corriente máxima de salida del controlador (50 A).

5.12 Circuito de entrada/salida batería

Ante el circuito de entrada/salida de la batería, la NTC 2050 no establece un parámetro específico para el cálculo de su corriente máxima. Por lo tanto, se determinará la corriente como la mayor entre el circuito de entrada y el circuito de salida.

5.12.1 Circuito de entrada

La corriente máxima es igual a la máxima corriente durante el periodo de carga. Este valor corresponde a la corriente máxima que el controlador es capaz de entregar (50 A).

5.12.2 Circuito de salida

La corriente máxima en este está limitada por dos factores, el primero es la capacidad de amperaje de la batería durante la descarga, establecida para un máximo de 5 s, en 150 A, acorde a ficha técnica, y la corriente máxima requerida por el inversor, calculada acorde a lo establecido por la NTC 2050, Artículo 690.8(A) (5), como la corriente a carga nominal y voltaje mínimo del trabajo, es decir.

$$\begin{aligned} I &= P/V_{INV,m} & (Ec\ 17) \\ I &= 2000\ W/43,2\ V \\ I &= 46,29\ A \end{aligned}$$

Entre los dos circuitos, el de mayor corriente corresponde al circuito de salida, siendo limitado en 150 A por la propia batería y en 46,29 A por la corriente requerida en el inversor. Se selecciona como corriente máxima permisible, la corriente requerida por el inversor (46,29 A). Aunque esta limitación representa que también se encuentra protegido el inversor ante sobrecorrientes, se limita la capacidad de entrega instantánea de la batería.

5.13 Circuito de entrada al inversor

la corriente máxima requerida por el inversor es calculada acorde a lo establecido por la NTC 2050, Artículo 690.8(A) (5), como la corriente a carga nominal y voltaje mínimo del trabajo, de acuerdo con la siguiente formula.

$$\begin{aligned} I &= P/V_{INV,m} & (Ec\ 18) \\ I &= 2000\ W/43,2\ V \\ I &= 46,29\ A \end{aligned}$$

5.14 Circuito de salida del inversor en AC

Para el cálculo de las corrientes del inversor se aplicará lo contenido en las secciones 690.8(A) (2), (3) y (4). En este caso en particular, debe tenerse en cuenta que los tipos de tensión son diferentes en la entrada (tensión c.c.) y a la salida (c.a.); como efecto, las corrientes nominales serán diferentes tanto en uno como en otro lado. Así, hay que tener en cuenta que, a pesar de las diferencias del tipo de tensión, los valores de tensión y corriente en ambos lados del equipo, *la potencia del inversor es prácticamente la misma en la entrada que en la salida*. Y con base en la literatura de la norma en su artículo 690.8(A) (3), *la corriente máxima de salida del inversor debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor a voltaje de trabajo*.

$$I = P/V_{INV} \quad (\text{Ec } 19)$$
$$I = 2000 \text{ W}/120 \text{ V}$$
$$I = 16,67 \text{ A}$$

5.15 Cálculo económico de conductores

De conformidad al artículo 10,7 del RETIE, este cálculo se exceptúa para instalaciones residenciales de menos de 15 kVA, por tanto, NO APLICA PARA ESTA INSTALACIÓN.

5.16 Verificación de los conductores

Considerando que en la instalación no se contempla conexión con una red de distribución, y la coordinación de protecciones es de tipo amperimétrica, se considera que este literal NO APLICA PARA ESTA INSTALACIÓN.

5.17 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos

Ver componente civil.

5.18 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes

Para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos Individuales, en cuanto al cálculo de los calibres de conductores y valores de protecciones se refiere, se utilizará la metodología establecida en la NTC 2050 Segunda Actualización, Artículo 690, Numeral 690.8 Dimensionamiento y corriente de los circuitos, Literal (A) Cálculo de la corriente máxima del circuito. En un Sistema Fotovoltaico se encuentran varias etapas que se caracterizan por sus diferentes tipos de voltaje CC y CA, las especificaciones de sus conexiones y de sus dispositivos de control. Por ello es importante identificar cada etapa de acuerdo con las figuras que se detallan en este documento.

5.19 Cálculo de canalizaciones

Para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos Individuales, en cuanto al cálculo de los calibres de conductores y valores de protecciones se refiere, se utilizará la metodología establecida en la NTC 2050 Segunda Actualización, Artículo 690, Numeral 690.8 Dimensionamiento y corriente de los circuitos, Literal (A) Cálculo de la corriente máxima del circuito. En un Sistema Fotovoltaico se encuentran varias etapas que se caracterizan por sus diferentes tipos de voltaje CC y CA, las especificaciones de sus conexiones y de sus dispositivos de control. Por ello es importante identificar cada etapa de acuerdo con las figuras que se detallan en este documento.

5.20 Cálculos de pérdidas de energía

De conformidad al artículo 10.7 del RETIE, este cálculo se exceptúa para instalaciones residenciales de menos de 15 kVA, por lo tanto, NO APLICA PARA ESTA INSTALACIÓN.

5.21 Cálculos de regulación

Para el cálculo de regulación se usa el método de impedancia el cual establece lo siguiente:

$$\Delta V = 2 * Z * L * I$$

ΔV : Es la caída de tensión en voltios

L: Es la longitud del circuito en Km

I: Es la corriente del circuito en A

Z: Impedancia del conductor

Tabla 4. Cálculos de Regulación

Fuente: Elaboración Propia

Tramos	Carga (kVA)	Corriente de carga (A)	Distancia (km)	Calibre (AWG)	Impedancia Z (Ohm/km)	Caída de tensión	Tensión	Regulación	
								Parcial	Total
Módulos FV a Cofre metálico	0,8	9,7	0,015	10	3,637	1,058367	82,4742268	1,283	1,283
Cofre metálico a Tablero eléctrico	1	8,3	0,001	12	6,002	0,0996332	120,481928	0,083	0,083
Tablero metálico a punto mas lejano vivienda	1	8,3	0,015	12	6,002	1,494498	120,481928	1,240	1,240

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de regulación se concluye que son inferiores a los límites permitidos en la NTC 2050 artículo 210.19 y 215.2.

5.22 Clasificación de áreas

La instalación proyectada es para viviendas unifamiliares que no se consideran áreas peligrosas (clasificadas) - peligrosas según el artículo 510 de la NTC 2050, NO APLICA PARA ESTA INSTALACIÓN.

5.23 Elaboración de diagramas unifilares

Ver planos.

5.24 Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción

Ver planos.

5.25 Especificaciones de construcción complementarias a los planos incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales

Ver artículo 13 Nota 8 RETIE Nota 8: 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.

5.26 Establecer las distancias de seguridad requeridas

El constructor debe verificar que se cumpla con lo especificado en la sección 110-34 de la norma NTC 2050, además de cumplir con las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados de la Figura 13.4 del RETIE 2013 según corresponda.

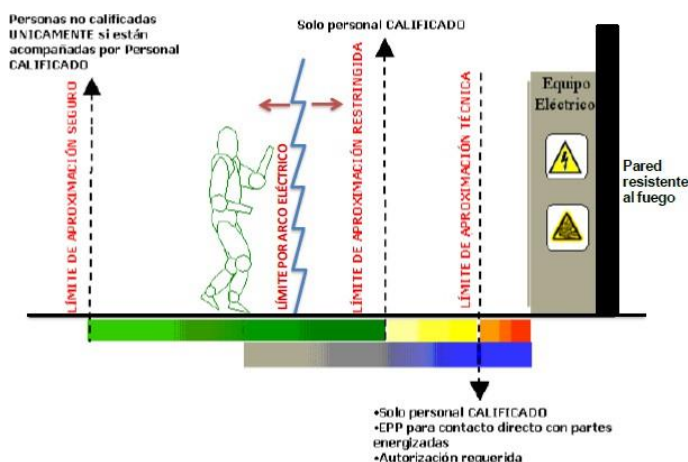


Ilustración 33. Límites de Aproximación
Fuente: RETIE

Adicionalmente, en la ejecución del proyecto se deben tener presente las siguientes distancias mínimas para trabajos dadas en las Tablas 13.7, 13.8 del RETIE 2013.

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro (m)		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV – 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV – 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV – 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV – 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV – 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Ilustración 34. Distancias mínimas Para Trabajos Corriente Alterna
Fuente: RETIE

Tabla 13.8. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente continua

Tensión nominal	Límite de aproximación seguro (m)		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
100 V – 300 V	3,0 m	1,0 m	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 1 kV	3,0 m	1,0 m	0,3 m	25 mm
1,1 kV – 5 kV	3,0 m	1,5 m	0,5 m	0,1 m
5,1 kV – 15 kV	3,0 m	1,5 m	0,7 m	0,2 m
15,1 kV – 45 kV	3,0 m	2,5 m	0,8 m	0,4 m
45,1 kV – 75 kV	3,0 m	2,5 m	1,0 m	0,7 m
75,1 kV – 150 kV	3,3 m	3,0 m	1,2 m	1,0 m

Ilustración 35. Distancias mínimas Para Trabajos Corriente Continua
Fuente: RETIE

5.27 Justificación técnica de desviación de la NTC 2050.

Se especifica en los literales que le apliquen.

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

Se considera que no se requieren estudios adicionales, por tanto, NO APLICA PARA ESTA INSTALACIÓN.

6 CAPITULO II - CRITERIOS PARA ESTIMACIÓN DE CONSUMO Y PERFIL DE CARGA USUARIOS TIPO RESIDENCIALES

A continuación, se registran todos y cada uno de los criterios para estimación de consumo y perfil de carga para este tipo de usuarios.

6.1 Consumos y tenencia equipos electrodomésticos

Siguiendo la metodología propuesta por CORPOEMA para el estudio realizado para la UPME (UPME - CORPOEMA, 2019) (Pág. 50), se establece lo siguiente:

- “Estimación del consumo energético por equipos de los usuarios típicos”.
- “Estimación de la tenencia de equipos de los usuarios típicos, incluyendo para el cálculo sólo aquellos en donde la mayoría de los usuarios revelen que necesitan el mismo para satisfacer sus necesidades básicas. Dado que se tiene en cuenta para el cálculo la tenencia de la mayoría se considerarán solo aquellos equipos cuya tenencia sea mayor a 50%”.
- “Estimación del consumo de subsistencia con base en el consumo eficiente de los equipos, desagregando por piso térmico”.

Se reconoce en el estudio de CORPOEMA que, la dotación de los equipos y el uso de estos revelan la forma en la que los usuarios efectivamente usan la energía, y que los indicadores de tenencia y hábitos de consumo de equipos no puede utilizarse de manera directa como estimador de las cantidades mínimas de energía. Por lo que se hace el estudio de los consumos superfluos e ineficientes, utilizando el consumo realmente eficiente estimado. (UPME - CORPOEMA, 2019) (Pág. 35)

Citan en el documento de CORPOEMA el PIEC 2016-2020 en el cual se reconoce que el uso diferencial de algunos equipos como ventiladores o el régimen de operación en las neveras en los pisos térmicos cálidos, y que para usuarios en ZNI, el consumo puede estar relacionado con la calidad del servicio prestado, anotando que es probable que en las poblaciones por debajo de 500 msnm se tengan menos horas de servicio en este grupo de viviendas, por lo que impacta directamente en el promedio de consumo (UPME - CORPOEMA, 2019) (Pág. 39)

6.2 Estimación del consumo de energía por equipos

Para la estimación de consumo de energía por equipos se utilizará de referencia los valores consignados en el estudio de CORPOEMA a la UPME (UPME - CORPOEMA, 2019), en el cual se presenta la siguiente Tabla 5, (tomada del capítulo 6,3 de CORPOEMA, 2019, Pág. 68,69), cuando no se encuentre en este listado algún equipo que en consideración del constructor deba ser incluido, se revisará y analizará para establecer un consumo diario promedio y la potencia estimada en esos casos puntuales.

Se adoptará el estudio y metodología de CORPOEMA, en el cual se asume que los equipos incorporados para la estimación del consumo de un usuario tipo, es con el uso de equipos eficientes, por lo que se toman los valores del consumo eficiente para estimar consumos de energía y demanda de potencia.

Tabla 5. Estimación de consumo de energía por equipos¹

Equipo	Promedio de Potencia	Promedio de Horas de uso día	Promedio de Consumo kWh mes hogar (un equipo)	Promedio de Consumo Eficiente kWh mes por hogar (un equipo)
Incandescente	60,0	4,1	7,4	3,1
Incandescente Halógena	50,0	4,1	6,2	2,6
Fluorescente Compacta	25,0	4,1	3,1	1,3
LED	12,0	4,1	1,5	0,6
Aire Acondicionado	1.816,0	5,5	298,6	218,5
Calentador de agua	3.640,0	0,3	29,5	27,7
Computador escritorio	1.064,0	0,2	6,4	6,0
Consolas de videojuegos	64,1	2,5	4,8	4,5
Equipo de sonido	12,7	3,0	1,2	1,1
Estufa eléctrica	1.127,9	2,3	77,8	68,1
Horno	1.064,0	0,2	6,4	5,7
Lavadora	312,1	0,6	5,4	3,6
Microondas	1.173,1	0,1	1,8	1,6
Nevera	211,2	11,3	71,9	33,5
Plancha	1.117,5	0,2	7,7	7,3
Portátil	1.064,0	0,2	6,4	6,0
Reproductor de música	12,7	3,0	1,2	1,1
Reproductor de video	12,4	0,4	0,1	0,1
Tubo Fluorescente lineal (balastro)	36,0	4,1	4,4	1,9
TV convencional	66,0	6,8	13,4	4,2
TV LED, LCD, Plasma	61,0	6,8	12,4	3,9
Ventilador	70,4	8,0	16,9	12,9

¹ CORPOEMA (Corporación para la energía y el Medio Ambiente) (2019) Estimación de los consumos de subsistencia en energía eléctrica, gas natural y GLP en territorio nacional SIN y ZNI. (UPME - CORPOEMA, 2019).

7 CAPITULO III - ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS

Se evaluará como línea base este documento, y se revisa lo reportado por CORPOEMA en el estudio para la UPME, con el fin de hacer las comparaciones se trabajará sobre los siguientes supuestos:

- La prestación de servicio estará disponible las 24 horas, CORPOEMA argumenta que la mayoría de los equipos son móviles en el consumo, es decir, pueden modificar el horario de uso dependiendo del horario en el que hay disponibilidad de energía eléctrica.
- Sin embargo, se destaca que el único equipo que puede considerarse como fijo es la nevera y este equipo necesita de por lo menos 12h para funcionar, de lo contrario no podría hablarse de consumo de equipos para refrigeración, según lo establecido en el estudio adelantado por CORPOEMA, (UPME - CORPOEMA, 2019) (Pág 159)
- No obstante que la normatividad establece la asignación de subsidios incluyendo criterios de número de usuarios agregados y tiempo diario de servicio, la cartilla del DNP contempla la posibilidad de suministrar energía las 24 horas (1 día de autonomía de la batería), y como se seleccionó la solución solar fotovoltaica aislada individual, esta tecnología permite esta prestación.

7.1 Requerimientos para instalaciones básicas en unidades de vivienda

Para viviendas por encima de 1500 msnm se recomienda disponer de otro medio de calentamiento de agua para el aseo personal que no sea la ducha eléctrica, considerando su alta demanda de potencia y requerimiento energético, para el cual el sistema dimensionado resulta insuficiente.

La capacidad de los circuitos para artefactos de cocina, despensa, comedor, baño, iluminación y tomacorrientes no debe superar los 20 A, dado que podría generar malos hábitos de uso y poner en riesgo la operación continua del sistema, por tanto, tampoco se cumplirá con este requerimiento en los criterios de diseño.

7.2 Cuadro de cargas ajustado propuesto

En cuanto al comportamiento del consumo, la incorporación de los tipos de cargas y su consumo hay que tener en cuenta, que en los territorios de las ZNI no hay la misma disponibilidad de alternativas en cuanto a tecnología, recursos para acceder a la tecnología más eficiente, y, en ese sentido, coherente con las especificaciones que se puedan establecer

con base en el estudio de mercado en una ciudad capital interconectada al SIN, esa circunstancia exige contemplar y dimensionar las exigencias de tipo reactivo en el comportamiento de la carga, (la potencia y le energía eléctrica de la carga independiente de su uso final, tienen componentes activos, reactivos y aparentes), lo que en la práctica significa contemplar un punto de operación de componentes de la solución, no para la condición más favorable, sino para una situación más apegada al contexto de la realidad en esos territorios.

Tabla 6. Cuadro de cargas propuesto viviendas
Fuente: Elaboración Propia

EQUIPO	NUMERO DE EQUIPOS	HORAS DE USO	POTENCIA [W]	POTENCIA ACUMULADA (W)	CONSUMO (Wh)	CONSUMO MENSUAL (kWh/mes)
Congelador	1	8	150	150	1200	36
Iluminación	4	7	10	40	280	8,4
Televisor 32"	1	6	90	90	540	16,2
Radio	1	5	25	25	125	3,75
Cargador	3	4	30	90	360	10,8
Equipo de sonido	1	5	90	90	450	13,5
Computador	1	6	80	80	480	14,4
Licuada	1	0,2	430	430	86	2,58
Lavadora	1	1	400	400	400	12
Electrobomba 1/4	1	2	200	200	400	12
				CONSUMO TOTAL	4321	129,63

En la Tabla 6 en las que se contemplan los dispositivos de carga más comunes que se han detectado usados por los usuarios de las SISFV instaladas y en operación, no es ya un supuesto imaginario, sino una realidad contextual, también es un ejercicio de optimización en el sentido de incluir criterios que permitan establecer la selección pertinente de los componentes de la solución energética a implementar.

Es importante dejar presente por qué se incluye el criterio de Potencia Máxima o Potencia Pico (W) en este caso, lo cual no ocurre para dimensionamiento de la instalación equivalente en el SIN o en otros casos similares, es el que estas soluciones incorporan en su conformación estructural dispositivos con base en electrónica de potencia, dada su sensibilidad a los picos de corriente estos dispositivos no responden de la misma manera ante las exigencias de picos de potencia como lo hacen dispositivos con base en generadores rotativos inductivos, y eso conlleva a que no se tome como marginal la selección del tipo de tecnología de la salida del inversor de corriente alterna (AC) al que se conecta al carga.

A su vez, teniendo en cuenta que las características del SSFVI, su cuadro de cargas y la

autonomía que se calcula son limitadas y a su vez en la etapa de entrega de la solución a los usuarios se les realiza una capacitación en el URE y la adquisición de aparatos y electrodomésticos de bajo consumo, no se tiene en cuenta un aumento de la demanda pues esto implicaría una reducción en la vida útil diseñada del sistema para cada usuario.

De igual modo, si los usuarios llegasen a cambiar su comportamiento de consumo a lo largo de los años, sólo lo podrían hacer hasta el límite de dimensionamiento del sistema y significaría una menor cantidad de horas de autonomía.

De las tablas anteriores, se obtiene que el total de energía teórica diaria es de 4321 Wh/día en el primer caso lo que se traduce en un consumo mensual de 129.63 kWh/mes.

En tanto los consumos diarios de ambos usuarios son similares, se diseñará un único sistema de generación en base al de mayor consumo mensual, esto sería, el usuario residencial.

7.3 Estimación consumo en el tiempo

7.3.1 Comportamiento consumo horario

La estimación del comportamiento horario del consumo de energía, considerando los equipos incluidos en el cuadro de carga se muestran en las siguientes tablas y gráficos:

Tabla 7. Consumo horario determinado para usuario residencial
Fuente: Elaboración Propia

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Congelador	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Iluminación					40	40	40											40	40	40	40			
Televisor 32"												90	90					90	90	90	90			
Radio					25	25												25	25	25				
Cargador							90	90				90								90				
Equipo de sonido											90	90	90				90	90						
Computador								80	80			80						80	80	80				
Licuada												86												
Lavadora										400														
Electrobomba 1/4												200	200											
Consumo	50	50	50	50	115	115	180	220	130	450	140	686	430	50	50	50	140	375	285	375	180	50	50	50



Ilustración 36. Perfil de carga horario para usuario residencial Tipo I
Fuente: Elaboración Propia

7.3.2 Análisis Factor de Potencia y armónicos

El cuadro de carga propuesto, indica que, por el tipo de instalación a realizar, no se prevé incluir grandes cargas inductivas, más allá de pequeños motores y la de iluminación led, el factor de potencia estará alrededor de 0,9 y los armónicos no presentarán grandes distorsiones en la señal, ya que se recomienda el uso de equipos electrónicos cuyo THD en suma total no supere el 5%.

8 CAPITULO IV - CRITERIOS Y SELECCIÓN NIVEL DE Tensión REQUERIDO SSFVI

8.1 Tensión máxima de los circuitos C.C.

Se aplicará lo establecido en el numeral 690.7 de la NTC-2050, y no obstante que se contempla instalar una estructura de soporte que no está ubicada sobre o dentro de la vivienda unifamiliar, la tensión máxima aceptable en CC será de 600 Vcc.

La verificación de esta condición de tensión máxima en CC permitida (600 Vcc), se validará según los métodos descritos en los numerales (1) o (2) del literal (A) del artículo 690.7 de la NTC-2050, una vez se seleccionen los módulos fotovoltaicos.

La tensión de trabajo de trabajo del sistema en corriente continua es de 51.2 V, dadas las condiciones de operación de los equipos requeridos en el sistema.

Al no contemplar la instalación de los sistemas FV sobre o dentro de edificios, se aplicará la excepción aceptada en el artículo 690.11 de la NTC- 2050, relacionada con la protección de circuito por falla de arco (corriente continua).

8.2 Tensión máxima de los circuitos en C.A.

De conformidad a lo establecido en el literal b del artículo 28.3.1.0 del RETIE, sobre sistemas solares fotovoltaicos, se encuentra que para unidades de vivienda o similares no se permite la conexión de sistemas solares a más de 220 V.

Considerando lo contemplado en el literal (C) del artículo 710.15 de la NTC-2050, se permite que el sistema autónomo de energía fotovoltaica alimente a 120 V equipos de acometida monofásicos, trifilares de 120/240 V o paneles de distribución donde no haya salidas de 240V y donde no existan ramales multiconductores.

Se debe verificar que la suma de los valores nominales de la fuente de potencia sea inferior a la capacidad nominal del barraje de neutro en el equipo de acometida.

Se debe rotular con el texto de advertencia:

ADVERTENCIA; SUMINISTRO ÚNICO DE 120 V, NO CONECTE CIRCUITOS RAMALES MULTIFILARES



Los avisos o rótulos deben cumplir con la sección 110.21 (B) de la NTC-2050

En consecuencia, la instalación del sistema fotovoltaico autónomo corresponde a nivel de Baja tensión (BT) por encontrarse en el rango de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V, según la clasificación de los niveles de tensión para sistemas de corriente alterna del artículo 12 del RETIE, adoptado de la NTC-1340.

9 CAPITULO V - CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO EQUIPOS SSFVI

El dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico consiste en determinar la capacidad de los elementos que se necesitan para suplir la demanda energética del usuario.

Al abordar la composición de una SISFV es fundamental contemplar el contexto en el que se han insertado este tipo de soluciones y las probabilidades de que ese entorno cambien, no solo a largo plazo, sino también en el corto y mediano plazo, y, es que como se ha evidenciado el tener la prestación del servicio de energía eléctrica hace mucho más atractiva la conformación y/o expansión de comunidades en una ubicación o localidad, por lo tanto no se es ajeno a que estas SISFV a futuro hagan parte de una microrred, e inclusive de una minirred, casos especiales, también contemplan la posibilidad de interconexión a un SDL, sea aislado o del mismo SIN; por ello se incluye, para describir, dimensionar y seleccionar las componentes de una SISFV las alternativas de conexión a ese tipo de redes.

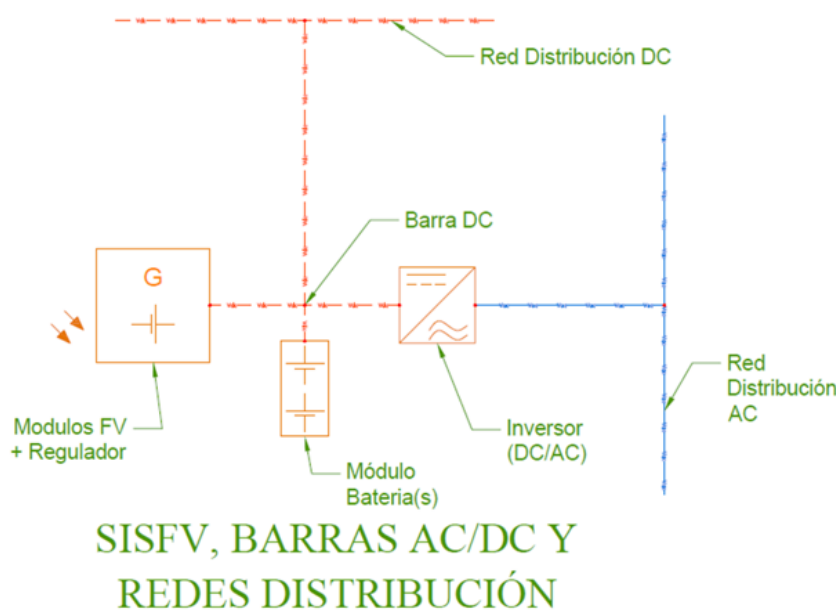


Ilustración 37. Componentes de una SISFV y alternativas de conexión a redes de energía
Fuente: Elaboración propia

En general, los elementos constitutivos de un SISFV:

- Recurso solar: Potencial energético de la zona.
- Sistema de generación: Generación de energía mediante módulos solares fotovoltaicos.
- Sistema de almacenamiento: Acumulación de la energía generada en baterías estacionarias.

- Sistema de regulación: Evitar las sobretensiones en el sistema manteniendo un voltaje constante.
- Sistema de convertidor: Adapta la corriente generada en DC a AC.
- Usuario: El usuario final destinado a utilizar la energía generada.

Pueden existir otros elementos no constitutivos que sean adicionados a criterio profesional del equipo diseñador. En ese listado se incluye la barra DC que, si bien no suele estar contemplada en los diseños constructivos, la practica ha demostrado que puede convertirse en un elemento crítico para la sostenibilidad de la solución y, a la vez, su migración a fases de integración o mejoramiento de la solución.

9.1 Optimización de componentes

9.1.1 Energía y potencia

El generador solar fotovoltaico óptimo para una solución aislada es aquel que cumple con las necesidades de energía requeridas por el usuario y que se adapta a las condiciones particulares del lugar donde se va a instalar. Algunos aspectos importantes para considerar al seleccionar un generador solar fotovoltaico son:

- Potencia: es importante elegir un panel solar con la potencia adecuada para cubrir la demanda de energía del usuario. Se debe calcular la potencia diaria necesaria en base al consumo de los equipos que se van a alimentar.
- Eficiencia: los paneles solares pueden tener diferencias en su eficiencia de conversión de energía solar en electricidad. Es recomendable elegir paneles con una buena eficiencia para aprovechar al máximo la radiación solar disponible.
- Durabilidad: es importante que los paneles solares sean resistentes y duraderos, especialmente si se van a instalar en un lugar con condiciones climáticas adversas.
- Regulador de carga: este componente es necesario para garantizar que las baterías del sistema de almacenamiento no se sobrecarguen o descarguen en exceso. El regulador de carga debe ser compatible con la potencia y voltaje de los paneles solares.
- Baterías: es importante elegir baterías adecuadas para el sistema, con una capacidad suficiente para almacenar la energía generada durante el día y suministrar la energía necesaria durante la noche o en días nublados.

En general, es recomendable consultar a un especialista en energía solar para determinar cuál es el generador solar más adecuado para cada caso particular.

La energía solar fotovoltaica en regiones alrededor de la línea ecuatorial es altamente efectiva debido a la intensidad y periodo de radiación solar que reciben estas regiones durante todo el año. El ángulo de inclinación del sol en la línea ecuatorial es casi perpendicular al suelo, lo que permite una exposición óptima a la radiación solar. La intensidad de la radiación solar en estas regiones puede alcanzar hasta un 20% más que en otras partes del planeta, lo que hace que la energía solar fotovoltaica sea una opción muy atractiva para generar electricidad en estas áreas. Además, los costos de la energía solar fotovoltaica se han reducido significativamente en los últimos años, lo que la hace una opción más viable económicamente para las regiones ecuatoriales. Por ello la preferencia por este tipo de soluciones que hacen de esta fuente de energía eléctrica y térmica un recurso accesible y altamente disponible, salvo los casos de nubosidad frecuente, y con relaciones financieras y de sostenibilidad muy atractivas en ámbitos regulatorios y legales favorables.

Entonces los criterios de selección de los componentes de este bloque: Paneles y regulador/Cargador tiene relación directa con el almacenamiento de energía y la potencia a suministrar, especialmente la curva de carga de demanda de energía.

Paneles: tecnología, tensión, eficiencia, etc.

Regulador Cargador: tecnología, tensiones, potencia (In(A) salida), etc.

9.1.2 Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía óptimo para sistemas eléctricos aislados con base en energías alternativas es una cuestión compleja que depende de muchos factores, como la disponibilidad de los recursos energéticos, el clima, la demanda de energía, el coste de los componentes de almacenamiento, entre otros. Sin embargo, hay diferentes tipos de baterías y sistemas de almacenamiento que pueden ser muy efectivos para este fin.

Algunas de las opciones más comunes incluyen:

- Baterías de plomo-ácido: son las más utilizadas en aplicaciones solares y eólicas. Son relativamente económicas, fáciles de mantener y tienen una vida útil de entre 5 y 8 años.
- Baterías de iones de litio: son más caras que las de plomo-ácido, pero tienen una mayor eficiencia energética, una vida útil más larga y son más compactas. Son muy populares en aplicaciones de vehículos eléctricos y energía solar.

- Baterías de flujo: son una opción interesante para aplicaciones de alta capacidad y larga duración. Ofrecen una mayor durabilidad y confiabilidad que otras opciones, pero son más caras y ocupan más espacio.
- Sistemas de almacenamiento de hidrógeno: son una alternativa interesante para el almacenamiento de energía a gran escala. El hidrógeno se puede producir a partir de fuentes renovables y almacenarse en tanques. Luego se puede utilizar para producir energía eléctrica mediante una celda de combustible.

En conclusión, elegir el sistema de almacenamiento de energía óptimo para sistemas eléctricos aislados depende de la disponibilidad de recursos, la demanda de energía, el presupuesto y otros factores clave. Es importante considerar cuidadosamente las opciones y elegir la que mejor se adapte a las necesidades particulares de cada proyecto.

Así las cosas, la selección óptima para este tipo de soluciones en el contexto actual en relación directa de donde se implementan para su funcionamiento y servicio de uso final, han resultado ser las baterías de Litio, sin embargo, cada caso requiere análisis de alternativas, dado que a mayores potencias y tensiones las baterías de plomo son una alternativa con amplias ventajas. Para la protección de baterías de litio se recomienda el uso de un circuito de protección de baterías (BMS, por sus siglas en inglés). Este circuito está diseñado específicamente para supervisar el estado de la batería y protegerla contra sobrecargas, sobre descargas y cortocircuitos.

El BMS se compone de varios elementos, incluyendo un chip de control, un circuito de carga y descarga, y un conjunto de interruptores óptimos. Estos interruptores de estado sólido con control óptico tienen la particularidad de no tener contacto físico entre ellos, lo que los hace más resistentes al desgaste y, por tanto, más duraderos.

En un circuito de protección de baterías, los interruptores de estado sólido con control óptico se utilizan para interconectar y desconectar la batería del circuito de carga y descarga. Cuando la batería se encuentra en condiciones normales, los interruptores permanecen cerrados y la energía fluye sin problemas. Sin embargo, cuando se detecta una sobrecarga, sobre descarga o cortocircuito, los interruptores se abren para evitar que la batería se dañe.

En resumen, el circuito y los interruptores óptimos son elementos clave en el diseño de un BMS para la protección de baterías de litio. Si se utilizan de manera adecuada, se puede mantener la seguridad y prolongar la vida útil de las baterías.

9.1.3 El Inversor

La selección del Inversor tiene criterios relevantes de quintaesencia que son directamente relacionados con el generador de energía, el almacenamiento y el comportamiento de la carga, si bien a nivel residencial las tensiones y características del servicio están bien definidas no así la relación entre la potencia de salida y la tecnología constructiva del inversor, y se suele asumir la errónea creencia que su comportamiento es igual al del SIN, llevando a una errónea selección de protecciones y a un uso inadecuado en la operación.

La tecnología de salida del inversor es relevante tanto para su dimensionamiento y como para la selección de las protecciones asociadas, mientras el dimensionamiento del inversor con salida sin transformador, electrónica de potencias directas debe hacerse con la potencia o corriente pico eficaz que le llegue a requerir la carga, el dimensionamiento del inversor con transformador de salida se hace con la corriente nominal de operación.

Es muy común que se cometa el error de omitir este criterio de selección teniendo como consecuencia una selección de inversor inadecuada y con falencias para la sostenibilidad de la solución y la prestación del servicio.

También deben tenerse en cuenta, como se ha indicado las proyecciones de integración del usuario a una red, por lo tanto, es un criterio de selección el que sea de operación Aislado o conectable a RED, On/Off Grid (Grid Tied), y que pueda ser modular o no para convertirse en una fuente e integrarse a una Microrred.

9.2 Metodología para dimensionamiento de un SSFVI

Para un adecuado diseño y dimensionamiento de un SSFVI, se propone establecer la metodología descrita en la Figura 34, la cual se encuentra segmentada en dos etapas: una donde se busca instaurar la ubicación, el recurso energético disponible, y el consumo promedio de energía de un usuario residencial típico en una zona no interconectada (ZNI), para luego realizar la selección de equipos y el cálculo apropiado a las necesidades energéticas que se deben suplir con la solución propuesta.

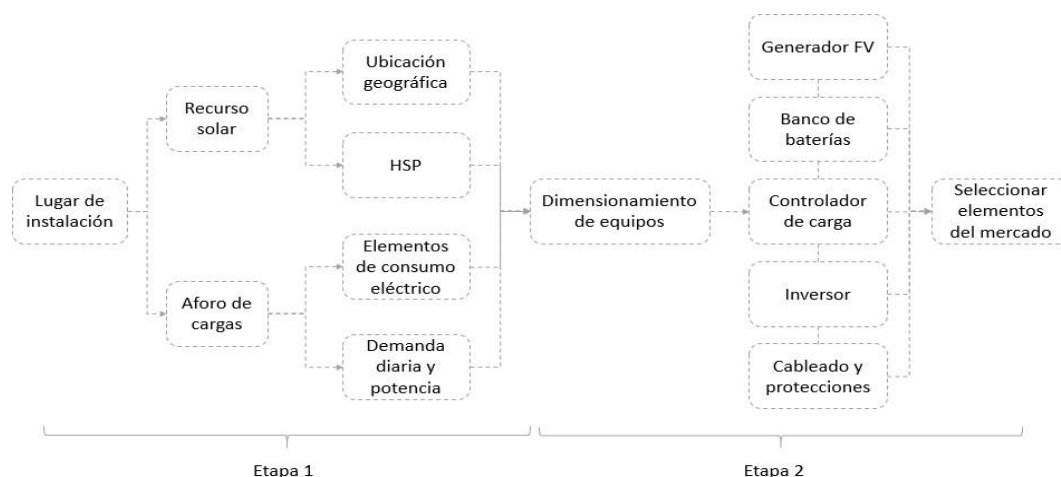


Ilustración 38. Metodología para el dimensionamiento de un SSFVI
Fuente: Elaboración Propia

9.3 Recurso solar disponible

Para el presente estudio, se utiliza como referencia el eje central del Municipio de TEORAMA en el Departamento de NORTE DE SANTANDER, obteniendo como datos de entrada lo descrito en la siguiente Tabla.

Tabla 8. Ubicación del Lugar de Estudio
Fuente: Elaboración Propia

DATOS DE ENTRADA			
1	DATOS DEL SITIO	VALOR	UNIDAD
1.1	Municipio	TEORAMA	
1.2	Latitud	8.25	°
1.3	Longitud	-73.25	°
1.4	Altura sobre nivel del mar	1158	msnm
1.5	Temperatura media anual	19.36	C°
1.6	Radiación diaria promedio anual	4.94	Wh/m2/día
1.7	Mes crítico de radiación	Noviembre	
1.8	Radiación diaria mes crítico	4.23	Wh/m2/día

- **Horas Pico Sol (HSP)**

El conocimiento de la distribución espacial y temporal del potencial energético solar es importante en la identificación de regiones estratégicas donde es más adecuada la utilización de la energía solar para lograr la solución de necesidades energéticas y otras aplicaciones.

Para lograr verificar la cantidad diaria promedio de energía solar recibida en una superficie dada, se utiliza la ecuación (Ec 1), y es equivalente al número de horas que la irradiancia solar

necesitaría estar en un nivel máximo de 1 kW/m² para acumular la cantidad total de la energía diaria recibida.

$$HSP = \frac{\text{Promedio diario de radiación (kWh/m}^2 \cdot \text{día)}}{\text{Radiación solar pico (1 kW/m}^2\text{)}} \quad (\text{Ec 1})$$

Dado que los módulos y arreglos fotovoltaicos tienen una potencia nominal de irradiancia solar de 1 kW/m², las horas de sol pico simplemente representan el número equivalente de horas que un módulo o arreglo fotovoltaico funcionará a su potencia nominal máxima.

Colombia se encuentra localizada sobre la línea ecuatorial, por lo tanto, no existen estaciones; todas las épocas del año son muy parecidas, la duración del día la noche es similar, presentando una radiación aproximadamente constante durante todos los días del año. De acuerdo al IDEAM, Colombia es favorecida con una gran disponibilidad de recurso solar, teniendo zonas con mayor intensidad de radiación solar con valores superiores a 4,5 kWh/m² y de menor intensidad con valores de 3,5kWh/m² (IDEAM, 2017).

Para determinar el recurso solar es necesario tener la ubicación geográfica del municipio en cuestión. El recurso solar de las comunidades se obtuvo mediante bases de datos meteorológicas, realizando un análisis de los datos de la radiación solar horizontal de tres tipos de bases meteorológicas fácilmente accesibles: NASA Power Project, Meteonorm 7.3 y Pvgis.

- NASA Power project: Los periodos estándar son Jul 1983 - Jun 2005 para los datos de irradiación
- NREL - National Solar Radiation Database: Los períodos estándar son (2000-2021) para los datos de irradiación.
- Pvgis: Los periodos estándar son 2005-2015

Se realizó un análisis mensual promedio de acuerdo con lo obtenido por las bases de datos, logrando establecer por cada una de ellas el valor de radiación solar mínimo para el municipio de TEORAMA, tal como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 9. Comparación de resultados radiación con diferentes bases de datos en un año
Fuente: Elaboración Propia

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NASA	PVGIS	NREL	PROMEDIO ANUAL	Desviación
Norte de Santander	Teorama	5,16	5,05	4,60	4,935	0,299452383

Para realizar el dimensionamiento en una zona aislada se debe trabajar con el mes más crítico

de radiación solar y teniendo en cuenta el valor promedio obtenido y la desviación estándar entre las bases de datos, es posible determinar que el valor mínimo de HSP a tener en cuenta será de 4.23, tal como se observa en la tabla de resumen a continuación.

Tabla 10 Resumen meteorológico promedio para el municipio

Fuente: Elaboración Propia

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NASA	PVGIS	NREL	MES CRITICO	MES CRITICO PROM	Desviación
Norte de Santander	Teorama	4,63	4,28	3,77	Nov	4,23	0,429498018

9.4 Aforo De Cargas

- Elementos de consumo eléctrico

Los elementos de consumo eléctrico se determinaron en el CAPITULO III - ANALISIS Y CUADROS DE CARGAS.

- **Demanda media diaria**

La estimación de la demanda media diaria se realiza mediante un balance energético de las cargas que requiere una vivienda. Para determinar la energía consumida, se debe conocer la potencia y las horas de uso de cada una de las cargas a lo largo de un día tal como se muestra en la ecuación (Ec 2). Luego se multiplica la potencia por las horas de uso, obteniendo la energía diaria en Wh. Se realiza la sumatoria de cada valor, obteniendo la demanda media diaria Lmd.

$$Lmd = \sum_{k=0}^n \text{Energía diaria} \quad (\text{Ec 2})$$

Con este Lmd corregido, podremos determinar la potencia total a instalar en el sistema de generación.

9.5 Dimensionamiento de equipos

- **Orientación e inclinación óptima**

Una orientación optima busca que los módulos se encuentren en todo momento perpendiculares a la radiación solar incidente. La instalación de los módulos fotovoltaicos está determinada por dos ángulos, el acimut “α” (ángulo que mide la desviación respecto al ecuador) y la inclinación o elevación “β” (ángulo formado por la superficie del módulo y el plano horizontal)

(Fernández Ferichola, 2006).

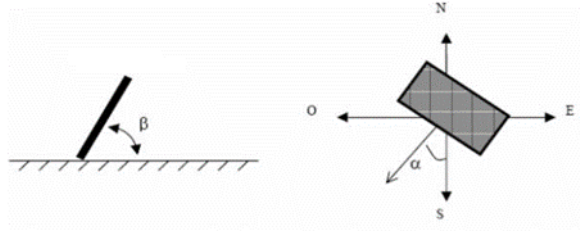


Ilustración 39. Orientación e inclinación de los módulos

Fuente: Caracterización de Módulos Fotovoltaicos con Dispositivo Portátil, Julio F. Ferichola (2010)

Como se puede observar en la Figura 35, según los objetivos del dimensionamiento de los paneles, su inclinación y orientación varía, para este fin se obtienen todos los datos de las localidades, sin embargo lo descrito en el documento *Proyecto Tipo 21 Instalación de sistemas solares fotovoltaicos individuales en zonas no interconectadas* del DNP, se utiliza una inclinación del 10°, con lo cual se logra conseguir un autolavado en momentos de lluvia, permitiendo que no se estanque el agua en la superficie del panel.

De acuerdo con lo establecido por el DNP, en las regiones de Sur América (hemisferio sur), se recomienda que los paneles solares se encuentren dirigidos al norte. Las regiones que se encuentran en el hemisferio norte, los paneles se dirigirán al sur. Colombia tiene regiones en el hemisferio norte y sur, esto se define por la línea ecuatorial. La Costa Atlántica, Santanderes, Antioquia se encuentran en el hemisferio norte, Amazonas se encuentra en el hemisferio sur.

- **Determinación del factor de pérdidas**

La determinación del factor de pérdidas en el sistema fotovoltaico se debe tener en cuenta en todo momento, con el fin de evaluar los rendimientos de los equipos en una zona específica. Lamentablemente no siempre las condiciones estipuladas por los fabricantes se cumplen, además de las afectaciones que las condiciones climáticas aprecien sobre la instalación.

Existen diversas pérdidas asociadas en un sistema fotovoltaica, entre las que mayor estudio se tiene son: pérdidas por sombras, por irradiancia en el colector, de temperatura, por polvo y suciedad, dispersión, de conexión, en los inversores, y en el banco de baterías (Perpiñan Lamigueiro, 2012). Para el presente proyecto se tuvieron en consideración las constantes de pérdidas, mencionadas en la siguiente Tabla.

Tabla 11. Constantes de pérdidas en SFV's
Fuente: Elaboración propia

Constante de Pérdida	Símbolo	Constantes Estructura Fija
Pérdidas en sombreado	Kfs	0,995
Pérdidas en irradiancia en el colector	Klrr	0,964
Pérdidas en temperatura	Kt	0,910
Pérdidas en suciedad	Ks	0,970
Pérdidas en dispersión	Kd	0,980
Pérdidas óhmicas	Kohm	0,985
Pérdidas en inversor enlazado a red	KINVGRID	0,960
Pérdidas en inversor bidireccional baterías	KINVBAT	0,940
Pérdidas en baterías	KBAT	0,950

Teniendo en cuenta las constantes de perdidas, se realiza el cálculo del rendimiento energético, también conocido como Performance Ratio, para los módulos, las baterías y el general.

- Rendimiento energético de los módulos**

$$PRMOD = Kfs * Klrr * Kt * Ks * Kd * Kohm \quad (Ec 3)$$

$$PRMOD = 0,817$$

- Rendimiento energético de las baterías**

$$PRBAT = KINVBAT * KBAT \quad (Ec 4)$$

$$PRBAT = 0,893$$

- Rendimiento energético total**

$$PRMOD * KINVGRID * PRBAT \quad (Ec 2)$$

$$PRT = 0,701$$

El rendimiento energético total calculado para los SSFVI dimensionados será de 0,701, donde se tomaron en consideración las perdidas anteriormente mencionadas. Teniendo este dato se procede a calcular el número de módulos en la instalación.

- Tensión de trabajo del sistema**

El voltaje del sistema o voltaje de trabajo se determinó en el CAPITULO IV - CRITERIOS Y

SELECCIÓN NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO SSFVI de este documento.

- **Generador FV**

La selección del módulo fotovoltaico se basa en criterios de marca, precio, tamaño, peso o preferencia del cliente. Sin embargo, el IPSE estipula las características técnicas mínimas que debe cumplir el módulo fotovoltaico para una solución individual en una zona aislada. Estas características están dispuestas en el documento “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS”.

Al seleccionar el panel, se puede calcular la cantidad de módulos fotovoltaicos para suplir la demanda media diaria mediante la siguiente ecuación:

$$Np = \frac{LmdR}{Potencia\ panel * HSP * PR} \quad (Ec\ 6)$$

Donde *PR*, es el performance ratio o rendimiento global del sistema y es la relación entre la energía anual en AC entregada a la red respecto a la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas en el inversor, controlador y generador con las células del panel trabajando a 25°C) que reciba la misma radiación solar. Un valor común para este tipo de proyectos fotovoltaicos es de 0,7.

Tabla 12. Características técnicas mínimas de los paneles solares fotovoltaicos sugerido por el IPSE.

Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos del Anexo técnico general del IPSE, (IPSE, 2020)

Características mínimas a garantizar paneles solares	IPSE
Potencia (Wp)	330
Eficiencia	16%
Tolerancia positiva (V)	3
Tipo de celda	
Numero de celdas	60
Tipo de protección	IP65
Bastidor en aluminio anodizado	SI
Diodos bypass	SI
Coefficiente temperatura tensión Voc (%/°C)	-0,35
Coefficiente temperatura corriente Isc (%/°C)	0,05
Coefficiente temperatura potencia p (%/°C)	-0,49
Temperatura de trabajo	.-40 °C a +80 °C
Garantía de producción potencia nominal próximos 10 años	90%
Garantía de producción potencia nominal próximos 20 años	80%
Garantía por defectos de fabricación (años)	10

En el mercado colombiano se pueden encontrar paneles con potencias desde 330 W hasta 670 W, con eficiencias desde 16% hasta 25%, y con diferentes tecnologías como monoper, bifacial y half cell. Global Data presenta el Top Ten de los mayores fabricantes en el mundo de paneles solares fotovoltaicos.

Global solar photovoltaic module shipments ranking, 2019					
GlobalData.					
2019 ranking	Solar PV manufacturer	Change vs 2018	2018 shipments	2019 shipments	% Growth
1	Jinko Solar Holding Co., Ltd.	-	11.4	14.2	25%
2	JA Solar Holdings Co Ltd	-	8.8	10.3	17%
3	Trina Solar Limited	-	8.1	9.7	20%
4	LONGi Solar Technology Co Ltd	-	7.2	9.0	25%
5	Canadian Solar Inc	-	7.1	8.5	20%
6	Hanwha Q CELLS Co., Ltd.	-	5.5	7.3	33%
7	Risen Energy Co., Ltd.	-	4.8	7.0	46%
8	First Solar Inc.	+3	2.7	5.5	104%
9	GCL System Integration Technology Co., Ltd.	-1	4.1	4.8	17%
10	Shunfeng Photovoltaic International Limited	-1	3.3	4.0	21%

Note: The preliminary results are based on the initial assessment of the shipments and are subject to change later

Source: GlobalData, Power Intelligence Center

Ilustración 40. Ranking mundial de empresas fabricantes de paneles solares fotovoltaicos.

Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-modulos-fotovoltaicos-en-2019-jinkosolar-mas-lider/>

Cabe destacar que en el mercado actual de paneles solares se encuentran diferentes tipos de tecnologías, siendo la monocristalina y la policristalina las que mayor presencia tienen, en donde destacan la relación beneficio-costos, las eficiencias en la transformación de la radiación en energía eléctrica y la economía de escalas para estos tipos de paneles hicieron que los precios disminuyeran considerablemente y mejorando la calidad de los equipos, sin embargo para términos prácticos los monocristalinos aventajan en que su proceso de producción hace que el silicio tenga una mayor pureza, generando un menor porcentaje de calentamiento de la superficie de los módulos que los paneles policristalinos, mejorando su rendimiento.

Teniendo en cuenta que actualmente en el mercado colombiano se pueden encontrar paneles con potencias superiores a los 330 Wp que el IPSE establece en sus características mínimas a garantizar, para el diseño y dimensionamiento se utilizará un panel solar fotovoltaico de 670 Wp.

• Baterías estacionarias

El cálculo del sistema de almacenamiento tiene en cuenta 3 aspectos fundamentales; voltaje de trabajo del sistema; profundidad de descarga y días de autonomía.

La profundidad de descarga máxima diaria se produce durante los ciclos diarios y se recargará posteriormente si existe suficiente irradiación solar. Su valor es en torno a un 15–20%. La

profundidad de descarga máxima estacional se produce durante los ciclos estacionales relacionados con el máximo número de días que puede estar la batería descargándose sin recibir carga.

Los días de autonomía representan la cantidad de días consecutivos que el sistema de acumulación, en ausencia de sol, es capaz de atender el consumo sin sobrepasar el límite de profundidad de descarga máxima estacional. Este parámetro varía en función de las condiciones climatológicas y del tipo de instalación. Habitualmente, para instalaciones de electrificación rural este factor puede ser de 1 o 5 días, mientras que para aplicaciones profesionales puede superar los 10 días. (Moreno, 2016)

El voltaje de trabajo está entre 12, 24 V o 48 V, su elección depende también de la disponibilidad de equipos en el mercado colombiano. Los días de autonomía se definen de acuerdo con las condiciones ambientales del sitio. De acuerdo con el DNP en la cartilla de sistemas solares fotovoltaicos tipo V1 (2016), establece 36 horas de autonomía, o sea 1,5 días y la V2 (2020) es de 1 día.

Existen diferentes tipos de baterías, a continuación, se presentan los diferentes tipos de tecnologías utilizados en sistemas solares fotovoltaicos individuales.

Tabla 13. Tipos de baterías para sistemas solar fotovoltaicos

Fuente: Características de los tipos de baterías para sistemas solares fotovoltaicos (Acevedo Garcés, 2016)

Monoblock Plomo-Acido	Ciclo profundo	AGM	Litio
Para pequeñas instalaciones con cargas sin motores. Necesitan mantenimiento por evaporación de gases.	Formato similar a las baterías monoblock, pero con mayor tamaño Soportan numerosas descargas completas.	Para pequeñas instalaciones. Sin mantenimiento. Con potencia arranque alta (para motores). Vida útil alta a ciclos profundos de descarga.	Alta densidad energética. Alto precio. Calidad – Precio favorable

En las instalaciones fotovoltaicas aisladas se requiere una gran capacidad de acumulación para suministrar la demanda energética prevista y tener una reserva para varios días con baja irradiación (días de autonomía). La elección de la batería debe cumplir con las condiciones mínimas establecidas por el IPSE, observable en la Tabla 14.

Tabla 14. Características técnicas mínimas de las baterías
Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos del Anexo técnico general del IPSE, (IPSE, 2020)

Características mínimas a garantizar baterías	IPSE
Tipo de batería	Litio FePO4
Ciclos de la batería	3650
DOD	90%
Profundidad máx. descarga	100%
Sellada libre de mantenimiento	SI
Aplicación sistemas solares fotovoltaicos	SI
Tensión nominal Vdc (2, 6, 12)	SI
Garantía mínima (años)	5
Tasa autodescarga (mensual)	10%

Los cálculos que se tuvieron en cuenta para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento se relacionan a continuación:

1. Se selecciona el voltaje de trabajo
2. Se selecciona el porcentaje de profundidad de descarga de la batería (80% diaria y 80% estacional) con 1 día de autonomía.
3. Se aplica las ecuaciones (Ec 7)y (Ec 8)

$$Cne(Ah) = \frac{LmdR * N}{Vbanc * Pdmax * FCT} \quad (Ec 3)$$

$$Cnd(Ah) = \frac{Ed, max}{Vbanc * Pdmax, d * FCT} \quad (Ec 4)$$

Con el valor de Cn (Ah) más alto, se determina la cantidad de baterías necesarias para cubrir la capacidad del banco de baterías aplicando la ecuación (Ec 9)

$$Cantidad\ de\ baterías = \frac{Cn(Wh)}{Cb * Vbat} \quad (Ec 5)$$

Se debe tener presente que Cn (Wh) depende si es estacional o diaria de acuerdo a las ecuaciones (Ec 10) y (Ec 11).

$$Cne(Wh) = \frac{LmdR * N}{Pdmax * FT} \quad (Ec 10)$$

$$Cnd(Wh) = \frac{Ed, max}{Pdmax, d * FCT} \quad (Ec 11)$$

Por último, se calculan las baterías en serie y en paralelo aplicando las ecuaciones (Ec 12) y (Ec 13).

$$Baterías serie = \frac{Voltaje de trabajo}{Vbat} \quad (Ec 12)$$

$$Baterías paralelo = \frac{Cne(Ah)}{Cb} \quad (Ec 13)$$

- **Regulador de tensión**

Los reguladores más sencillos son los del tipo PWM (Modulación por Anchura de Pulsos). El controlador PWM es básicamente un interruptor que conecta un conjunto de placas solares a una batería. Como consecuencia, la tensión del conjunto de placas la determina el sistema de acumulación, por lo que los módulos no trabajan en su punto de máxima potencia. Por su bajo costo se recomiendan para instalaciones pequeñas como el alumbrado de una pequeña vivienda o para unos pocos electrodomésticos.

Por otra parte, en la actualidad existen reguladores de carga que disponen de una función que permite maximizar la energía capturada por el generador fotovoltaico mediante el uso de una tecnología específica de seguimiento y búsqueda del punto de máxima potencia de funcionamiento del generador (MPP, Maximum Power Point), también llamado MPP- tracking ó MPPT (Espitia, 2017). Permiten conectar paneles solares en serie con un voltaje total superior al del banco de baterías, gracias a ello evitan en gran medida las típicas pérdidas por trabajar con un voltaje bajo y alta intensidad de corriente continua.

El dimensionamiento del controlador de carga depende de la corriente de carga, la potencia total de los paneles y el voltaje de trabajo del sistema. Se escoge un controlador de carga con MPPT teniendo en cuenta su fiabilidad para el presente dimensionamiento y se determina una corriente mediante la ecuación (Ec 14).

$$I_{max} = \frac{\text{Potencia Instalada}}{\text{Voltaje de trabajo}} * 1,25 \quad (\text{Ec } 6)$$

Adicionalmente, debe cumplir las condiciones mínimas que establece el IPSE mencionadas en la siguiente Tabla.

Tabla 15. Características técnicas mínimas del regulador
Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos del Anexo técnico general del IPSE, (IPSE, 2020)

Características mínimas a garantizar regulador	IPSE
Tipo de controlador	MPPT
Eficiencia mínima	95%
Tensión de trabajo (12, 24 o 48 VDC)	SI
Temperatura de trabajo	.-40 °C a 60°C
Clase protectora mínima	IP20
Idioma (inglés o español)	Si
Garantía mínima (años)	2
Desconexión y reconexión automática	Si

- **Inversor de corriente**

La potencia del inversor se calcula de acuerdo con la máxima potencia de las cargas o de la capacidad de generación del arreglo fotovoltaico. Se deben tener presente los siguientes aspectos referentes a la potencia del inversor; el inversor tiene una eficiencia de conversión entre el 90% y 95% comúnmente; existen cargas con motores como la lavadora, licuadora, nevera, ventilador y electrobomba, las cuales necesitan por unos segundos una potencia de arranque superior a la potencia nominal, llegando a ser 4 veces mayor; y existe la posibilidad que los usuarios tengan todos los equipos funcionando al mismo tiempo. En consecuencia, la potencia del inversor se debe sobredimensionar.

Existen varios criterios de sobre dimensionamiento. Se realizará una comparación de 3 criterios; el primero tiene en cuenta las potencias de arranque de las cargas con motor, aumentando su potencia 4 veces y las cargas restantes se aumentará su potencia 1,2 veces; el segundo tiene en cuenta la eficiencia del inversor; y el tercero aumentara 1,2 veces la potencia total de las cargas.

Adicionalmente, de acuerdo con el IPSE, también se deben cumplir las condiciones mínimas a garantizar.

Tabla 16. Características técnicas mínimas del inversor

Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos del Anexo técnico general del IPSE, (IPSE, 2020)

Características mínimas a garantizar inversor	IPSE
Forma de onda	SENOIDAL PURA
Rearme y desconexión automáticas	SI
TENSIÓN DE ENTRADA VDC (2, 6, 12 o 48)	SI
Eficiencia mínima	92%
Temperatura de trabajo	-40 °C a 60°C
Clase protectora mínima	IP20
Distorsión THD	3%
Tensión de salida Vac (120 +/-3%, 60 hz)	SI
Puerto de comunicaciones	SI

Las corrientes de entrada y salida se sobredimensionaron con un 25% de margen de seguridad para evitar posibles daños de los inversores; donde se calcula la potencia de entrada y la potencia de salida de estos.

$$P_{INV} = \frac{P_{max}}{N_{INV}} * 1.25 \quad (\text{Ec 15})$$

- Cableado y protecciones

La selección de las protecciones y cableado se encuentra en el CAPÍTULO VI.

- Sistema de medición

El sistema de medición de la energía en las SISFV estructurados será prepago, o sea el usuario debe comprar la energía que requiera anticipadamente, de tal forma que el operador de las SISFV, le vende un pin por el valor de la energía requerida por el usuario. Dicho pin generado por un datáfono consiste en un código numérico, el cual es digitado por el usuario en el teclado que se encuentra conectado al medidor prepago, para que dicho dispositivo permita el paso de la energía generada por la SISFV a las instalaciones eléctricas internas de la vivienda. El medidor desconectará el paso de la energía de la SISFV a las instalaciones eléctricas internas, cuando se agote el valor de la energía comprada por el usuario para dicho pin. Por lo tanto, el usuario debe estar pendiente y planear anticipadamente la compra de los pines de energía necesarios para que no se quede sin energía abruptamente cuando se agote el valor del pin de energía comprado. De todas formas, el usuario puede consultar en su teclado, el cual dispone de un “display”, el saldo que le queda de energía, para que compre con anticipación otro pin de

energía para recargar el medidor. Además, el “display” avisará anticipadamente al usuario, de acuerdo a como se programe, mediante un aviso sonoro y lumínico, que debe recargar con otro pin, cuando esté a punto de terminarse el cupo de energía comprado.

El operador de las SISFV debe implementar un sistema para gestionar la venta de energía prepago, mediante el montaje de una plataforma compuesta por un servidor con un software que se encargue de almacenar y procesar toda la información obtenida en el proceso de venta prepago de energía y gestionar la generación de los pines de energía comprados por los usuarios a través de datáfonos sincronizados con el servidor con comunicación “on-line” tipo LAN Ethernet o GPRS, ubicados en puntos de venta principales, cercanos a los usuarios. En caso de que los usuarios estén muy alejados de estos puntos de venta principales, donde no hay comunicación posible, el operador puede programar recorridos periódicos y vender los pines de energía a estos usuarios remotos, mediante datáfonos viajeros los cuales no requieren comunicación para generar los pines, sin embargo, al terminar de hacer el recorrido deben comunicarse con el servidor para que se sincronice con este y descargue la información de las ventas efectuadas.

En los anexos incluidos en la carpeta del proyecto (ESP. TECNICAS DE SISTEMAS DE MEDIDA Y TELEMETRIA EN PROYECTOS CON SSFVI y ESPECIFICACIONES TECNICAS SISTEMA RECARGA Y COMUNICACIONES TEORAMA SSFVI) se presente más a detalle las especificaciones del sistema de recaudo y las consideraciones pertinentes para su realización e implementación.

En la siguiente tabla se detalla un resumen de las principales características técnicas mínimas de la medición prepago de las SISFV, de acuerdo con los requerimientos mínimos establecidos por el IPSE y el DNP y la estructuración del proyecto obtenida en este estudio.

Tabla 17. Especificaciones técnicas del sistema de medición prepago de la SISFV
Fuente: Elaboración propia

MEDIDOR PPKW MONOFASICO BIFILAR	
DESCRIPCION	
TIPO DE MEDIDOR Y CONEXIÓN	MONOFÁSICO BIFILAR 1F2H CONEXIÓN DIRECTA
VOLTAJE NOMINAL	120V, 220V
CORRIENTE NOMINAL - MAXIMA	5(80)A,
FRECUENCIA	50 / 60HZ
PRECISIÓN	CLASE 1
MODO DE OPERACIÓN	PREPAGO (ENERGÍA O TIEMPO), POSPAGO (ENERGÍA) / BIDIRECCIONAL (OPCIONAL)
INSTALACION	RIEL DIN
PROTECCIÓN IP	BIDIRECCIONAL PARA ENERGÍA ACTIVA
COMUNICACIÓN ENTRE MEDIDOR Y CONTROL REMOTO (CIU)	2W: LOOP DE CORRIENTE AISLADO POR CABLE (2X22AWG O MAYOR).

	PLC: COMUNICACION POR LÍNEA ELÉCTRICA, NO REQUIERE ALAMBRADO
DIMENSIONES MEDIDOR	<div>2W PLC</div> <div>LONGITUD: 123MM 160 MM</div> <div>ANCHO: 59MM 48 MM</div> <div>ALTO: 59MM 98 MM</div>
PROTECCIONES Y ANTIFRAUDE	POTENCIA INVERSA PROTECCIÓN DE SOBRECARGA PROTECCIÓN DE CERO CARGA DETECCIÓN DE SRE (SIGNIFICANT REVERSE ENERGY)
PUERTO ÓPTICO	SI
CONTROL REMOTO	
DISPLAY	LCD
TECLADO	PLC: 12 TECLAS QUE INCLUYEN DÍGITOS DEL 0 - 9, TECLA DE RETROCESO Y ENTER. 2W: CAMPO ELÉCTRICO.
ALARMA SONORA	BUZZER
DIMENSIONES CONTROL REMOTO	<div>2W PLC</div> <div>LONGITUD: 119 MM 156 MM</div> <div>ANCHO: 74 MM 92 MM</div> <div>ALTO: 21 MM 31 MM</div>
INSTALACION	EN MURO
ESTANDARES Y NORMAS	
PREPAGO	STS
ESTANDARES TECNICOS	IEC 62052-11, IEC 62053-21, IEC 62055-41, IEC 62055-51 IEC 62056-61, IEC 62056-21, IEC 62055-31, DISSCAAA9 (MC171)

Las corrientes pico de cortocircuitos del sistema, son en mayor medida de baja magnitud y con tiempos cortos (establecidos en 0,5 s). La corriente entre el inversor y la carga corresponde a 20.8 A por lo cual se selecciona un medidor monofásico a 2 hilos, 120V, 5 a 80 A, 60 Hz Clase 1, prepago convencional.

10 CAPITULO VI – CALCULO DE TENSIONES MÁXIMA DE CIRCUITO

Para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos Individuales, en cuanto al cálculo de los calibres de conductores y valores de protecciones se refiere, se utilizará la metodología establecida en la NTC 2050 Segunda Actualización, Artículo 690, Numeral 690.8 Dimensionamiento y corriente de los circuitos, Literal (A) Cálculo de la corriente máxima del circuito. En un Sistema Fotovoltaico se encuentran varias etapas que se caracterizan por sus diferentes tipos de voltaje CC y CA, las especificaciones de sus conexiones y de sus dispositivos de control. Por ello es importante identificar cada etapa de acuerdo con las figuras que se detallan en este documento.

10.1 Resultados Dimensionamiento SSFVI

10.1.1 Datos de entrada

Inicialmente se dispondrá en la siguiente tabla los datos considerados de entrada para realizar el dimensionamiento y diseño del sistema solar fotovoltaico individual para los usuarios rurales del Municipio de TEORAMA, en el Departamento de NORTE DE SANTANDER.

Tabla 18. Datos de entrada para el dimensionamiento SSFVI usuario residencial

Fuente: Elaboración Propia

2	DATOS PERFIL DE CARGA	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
2.1	Demanda diaria media mensual AC entregada a la carga	Ldm,AC	4321	Wh
2.2	Potencia AC máxima	PAC,MAX	1595	W

3	SELECCIÓN INCLINACIÓN DEL SISTEMA	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
3.1	Angulo de orientación (acimut)	α	0	°
3.2	Ángulo óptimo de inclinación: $\beta = 3.7 + 0.69 * q $	β	9,39	°
3.3	Ángulo de inclinación seleccionado		10	°
3.4	Radiación diaria media mensual en posición definida (mes crítico) $G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0^\circ, 10^\circ)$	$G_{dm}(\alpha, \beta)$	4,23	Wh/m2

4	DATOS GENERADOR FOTOVOLTAICO	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
4.1	Tipo			
4.2	Irradiancia en condiciones estándar de medida	G_{CEM}	1000	W/m2
4.3	Potencia máxima	$P_{M, MOD}$	670	W
4.4	Tensión máxima	$V_{M, MOD}$	38,5	V
4.5	Tensión de circuito abierto	$V_{OC, MOD}$	46	V
4.6	Intensidad de máxima potencia	$I_{M, MOD}$	17,41	A

4.7	Intensidad de cortocircuito	$I_{SC,MOD}$	18,47	A
4.8	Coeficiente de temperatura de $V_{OC,MOD}$	θ_{VOC}	-0,290%	1/°C
	Coeficiente de temperatura de $V_{M,MOD}$	θ_{VM}	-0,34%	
4.9	Coeficiente de temperatura de $I_{SC,MOD}$	θ_{ISC}	0,050%	1/°C
4.10	Temperatura mínima de operación de los módulos	T_{min}	-40	°C
4.11	Temperatura ambiente de los módulos en las condiciones STC	T_{amb}	25	°C
4.12	Temperatura máxima de operación de los módulos	T_{max}	85	°C
4.13	Eficiencia	η_{MOD}	21,57	%
4.14	Rendimiento energético del módulo fotovoltaico	PR_{MOD}	0,817	

5	DATOS SISTEMA DE ACUMULACIÓN DE ENERGÍA	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
5.1	Tipo	Litio FePO4		
5.2	Profundidad de descarga máxima de la batería	P_{dmax}	80%	
5.3	Autonomía de la batería	ABAT	1	Día
5.4	Tensión nominal batería	$V_{N,BAT}$	48	V
5.5	Tensión banco de baterías	$V_{B,BAT}$	48	V
5.6	Constante por pérdidas en baterías	KBAT	0,95	

6	DATOS REGULADOR DE TENSIÓN SISTEMA	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
6.1	Tipo	Control MPPT		
6.2	Tensión máxima entrada DC	$V_{E,MAX,CONT}$	150	V
6.3	Rango Tensión entrada DC	$V_{E,CONT,MIN}$	50	V
		$V_{E,CONT,MAX}$	108	V
6.4	Tensión nominal salida DC	$V_{S,MAX,CONT}$	51,2	V
6.5	Intensidad máxima salida DC	$I_{S,CONT,MAX}$	50	A
6.6	Constante por pérdidas en controlador MPPT	KCONT	0,98	

7	DATOS INVERSOR DE CORRIENTE DEL SISTEMA	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
7.1	Tipo	"Off-grid"		
7.2	Tensión entrada DC	$V_{E,INV}$	51,2	V
7.3	Tensión mínima de entrada DC	$V_{E,INV,M}$	43,2	V
7.4	Tensión salida AC	$V_{S,INV}$	120	V
7.5	Frecuencia salida	$f_{S,INV}$	60	Hz
7.6	Constante por pérdidas en inversor	KINV	0,92	
7.7	Salida onda	Senoidal pura		

10.1.2 Datos de dimensionamiento

Una vez obtenidos los datos de entrada, se obtiene el diseño del sistema tal como se describe en la siguiente tabla.

Tabla 19. Resultados del dimensionamiento SSFVI usuario residencial

Fuente: Elaboración Propia

8.	DATOS DIMENSIONAMIENTO GENERADOR FOTOVOLTAICO	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
8.1	Media diaria de energía media mensual a producir			
	$L_{dm} = L_{dm,AC} / (K_{CONT} * K_{BAT} * K_{INV}) =$	Ldm	5045	Wh
8.2	Irradiancia media diaria mensual (mes crítico) con inclinación 10°	Gdm(0°,10°)	4,23	Wh/m2
8.3	Número total de módulos			
	$NT = L_{dm} / (PM, MOD * HSP * PRMOD)$	NT	2,18	Un
	Redondear al número entero mayor:		3,00	Un
8.4	Número máximo de módulos conectados en serie permitidos por el controlador			
	$N_{MAX,S} = V_{E,MAX,CONT} / V_{OC,MOD} =$	NMAX,S	3,3	Un
	$N_{MAX,S} = V_{E,MAX,CONT} / V_{M,MOD} =$		2,8	Un
	Se selecciona el menor valor	NS	2,8	Un
	Modulos a utilizar en serie		3,0	Un
8.5	Número de ramas conectadas en paralelo			
	$NP = NT / N_{MAX,S} =$	NP	2,7	Un
	Se redondea al número entero menor		2	Un
	Modulos a utilizar en paralelo		1	Un
8.6	Número total de módulos calculado			
	Debe ser igual a NT	NT,C	3	Un
8.7	Intensidad máxima del generador FV			
	$IM,G = IM,MOD * NP =$	IM,G	17,4	A
8.8	Intensidad de cortocircuito del generador por inversor			
		ISC,G(Tmax)	19,0	A
	Verificar que: $ISC,G(Tmax) < I_{E,CONT,MAX}$		19.02 < 50	A
8.9	Tensión máxima del generador FV:			
		VM,G(Tmin)	141,0	V
		VM,G(Tmax)	91,9	V
	Verificar que: $VM,G(Tmin) < V_{E,CONT,MAX}$		141.03 < 150	V
	Verificar que: $VM,G(Tmax) > V_{E,CONT,MIN}$		91.938 > 50	V
8.10	Potencia máxima del generador FV			
	$PM,G = NT * PM,MOD =$	PM,G	2010	W

9	DATOS DIMENSIONAMIENTO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
9.1	Profundidad de descarga máxima diaria de la batería			
	$P_{dmax,d} = P_{dmax} / ABAT =$	$P_{dmax,d}$	80%	%
9.2	Capacidad nominal diaria del banco de baterías			
	$CBAT,Wh = L_{dm,AC} / (KBAT * K_{INV} * P_{dmax,d}) =$	$CBAT,Wh$	6180	Wh
	$CBAT,Ah = CBAT,Wh / V_{B,BAT} =$	$CBAT,Ah$	129	Ah
9.3	Capacidad nominal de la batería seleccionada			
	Se selecciona la batería comercial más cercana al valor calculado	$CBAT,S,Ah$	200	Ah
9.4	Número de baterías conectadas en serie			
	$NBAT,S = V_{B,BAT} / V_{N,BAT} =$	$NBAT,S$	1	Un
9.5	Número de ramas conectadas en paralelo			
	$NBAT,P = CBAT,Ah / CBAT,S,Ah =$	$NBAT,P$	0,64	Un
	Se redondea al número entero mas cercano		1	Un
9.6	Número total de baterías			
	$NBAT,T = NBAT,S * NBAT,P =$	$NBAT,T$	1	Un
9.7	Capacidad nominal del banco de baterías			
	$CB,BAT,Ah = CBAT,S,Ah * NBAT,P =$	CB,BAT,Ah	200	Ah
	$CB,BAT,Wh = CB,BAT,Ah * V_{B,BAT} =$	CB,BAT,Wh	9600	Wh
		$CB, BAT Util$	7680	Wh

10	DATOS DIMENSIONAMIENTO REGULADOR DE TENSIÓN	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
10.1	Intensidad del controlador MPPT			
	Intensidad de entrada: $IE,CONT = 1,25 * I_{SC,MOD} =$	$IE,CONT$	23,09	A
	Intensidad de salida: $IS,CONT = 1,25 * (P_{M,G/VE,INV})$	$IS,CONT$	49,07	A
	Se selecciona el controlador MPPT comercial más cercano teniendo en cuenta que el banco de baterías es a 48V, igualmente la ficha técnica de la batería recomienda utilizar un controlador de 50A.		50	A

11	DATOS DIMENSIONAMIENTO INVERSOR DE CORRIENTE	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
11.1	Potencia Total			
	$PT,INV = 1,25 * P_{AC,MAX} / 1000 =$	PT,INV	1,99	KW
	Se selecciona el inversor comercial más cercano al valor calculado		2	KW

Con lo descrito anteriormente es posible determinar que el sistema dimensionado tendrá una capacidad instalada de generación de energía de 2010 Wp, y que de la misma manera contando con un día y medio de autonomía se puede utilizar una batería de Ion Litio $LiFePO_4$ de aproximadamente 200 Ah, logrando almacenar 7680 Wh aprovechables por el usuario.

Con respecto a la profundidad de descarga máxima de la batería, se tiene un 80 % con el fin de no alcanzar el punto crítico de la misma y de esa manera garantizar un funcionamiento óptimo y mayor vida útil.

10.1.3 Producción de energía

Teniendo en cuenta el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico individual, es necesario evaluar la producción de energía con respecto a la radiación solar disponible, la cantidad de días por mes, y comparar de acuerdo con el inicio de funcionamiento del sistema, a un horizonte de 10 y 20 años, considerando una degradación anual del 0,55%, de acuerdo con las fichas técnicas del fabricante.

Tabla 20. Resumen del dimensionamiento
Fuente: Elaboración Propia

Mes	Radiación Solar	N° días en el mes	Producción Energía					
			Año Inicio		Año 10		Año 20	
			KWh / día	KWh / mes	KWh / día	KWh / mes	KWh / día	KWh / mes
Enero	5,10	31	10,25	317,7	9,70	300,7	9,18	284,5
Febrero	5,01	28	10,08	282,1	9,54	267,0	9,02	252,7
Marzo	4,86	31	9,77	302,9	9,25	286,6	8,75	271,3
Abril	4,62	30	9,28	278,5	8,78	263,5	8,31	249,4
Mayo	4,82	31	9,68	300,1	9,16	284,0	8,67	268,7
Junio	5,11	30	10,28	308,3	9,72	291,7	9,20	276,1
Julio	5,57	31	11,20	347,2	10,60	328,5	10,03	310,9
Agosto	5,43	31	10,91	338,3	10,33	320,1	9,77	303,0
Septiembre	5,19	30	10,44	313,1	9,88	296,3	9,35	280,4
Octubre	4,67	31	9,38	290,9	8,88	275,3	8,40	260,5
Noviembre	4,23	30	8,50	254,9	8,04	241,2	7,61	228,3
Diciembre	4,61	31	9,27	287,5	8,78	272,1	8,31	257,5
Anual	4,94	365	9,92	3621,4	9,39	3427,1	8,89	3243,2

De acuerdo con lo establecido en la anterior tabla, se logró realizar la gráfica comparativa a continuación, en donde se puede apreciar la capacidad de generación de energía del sistema solar fotovoltaico para un usuario residencial en zona rural de acuerdo con las condiciones de entrada determinadas en el presente documento.

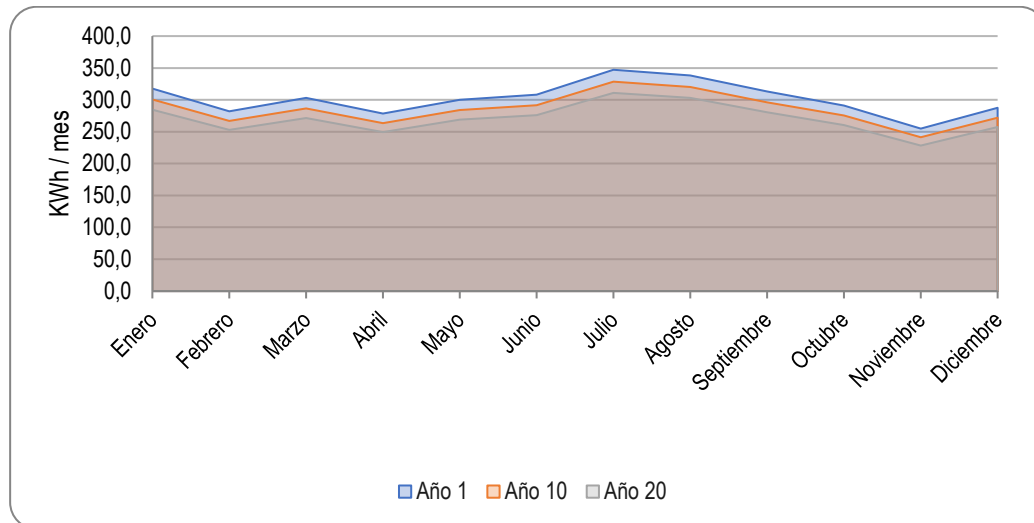


Ilustración 41. Comparación de generación de energía a través de horizontes de 10 años cada uno
Fuente: Elaboración Propia

Una vez visualizada la cantidad de energía que el sistema es capaz de generar en horizontes de 10 años cada uno, es necesario compararlo con el consumo establecido, sin embargo para tener en cuenta también el crecimiento del usuario en su calidad de vida con la implementación del sistema solar fotovoltaico, tomamos como referencia lo establecido en la UPME, proyección de la demanda de Energía eléctrica y Potencia máxima 2024-2038, donde se establece un crecimiento porcentual anual en el consumo de energía del 2.0%, esto teniendo en cuenta los compromisos adquiridos por Colombia con el COP21 en términos de reducción de emisiones de dióxido de carbono al ambiente.

MES	CONSUMO DE ENERGÍA AÑO 1	CONSUMO DE ENERGÍA AÑO 10	CONSUMO DE ENERGÍA AÑO 20	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA AÑO 1	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA AÑO 10	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA AÑO 20
Enero	133,95	160,74	225,04	317,70	300,65	284,52
Febrero	120,99	145,19	203,26	282,14	267,00	252,67
Marzo	133,95	160,74	225,04	302,90	286,65	271,26
Abril	129,63	155,56	217,78	278,49	263,55	249,41
Mayo	133,95	160,74	225,04	300,09	283,98	268,75
Junio	129,63	155,56	217,78	308,27	291,73	276,07
Julio	133,95	160,74	225,04	347,17	328,55	310,92
Agosto	133,95	160,74	225,04	338,29	320,14	302,96
Septiembre	129,63	155,56	217,78	313,07	296,27	280,38
Octubre	133,95	160,74	225,04	290,89	275,28	260,51
Noviembre	129,63	155,56	217,78	254,89	241,21	228,27
Diciembre	133,95	160,74	225,04	287,52	272,10	257,50
Anual	1577,17	1892,60	2649,64	3621,41	3427,09	3243,20

Ilustración 42. Comparación consumo de energía eléctrica vs producción de energía eléctrica por usuario residencial.

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados principales que arroja el análisis de consumo de energía contra lo producido por el sistema, indica que el usuario residencial, de acuerdo con el dimensionamiento, tiene un gran margen para utilizar mayor cantidad de energía, si así lo dispusiese.

De la misma manera es notable que al tener un horizonte de 20 años con la capacidad instalada propuesta, y la carga dispuesta previamente, con un aumento de 2% anual, el sistema solar fotovoltaico individual aislado podría teóricamente soportar, sin embargo, es necesario aclarar y destacar que la intención de estos proyectos es poder brindarle al usuario una mejoría en su nivel y estilo de vida, por lo que el horizonte de tiempo debe ser menor.

A continuación, se representa gráficamente en la lo dispuesto en la Figura 40, donde se aprecia que incluso en los meses de menor producción de energía, el sistema lograra satisfacer lo indicado en el cuadro de cargas para el presente dimensionamiento.

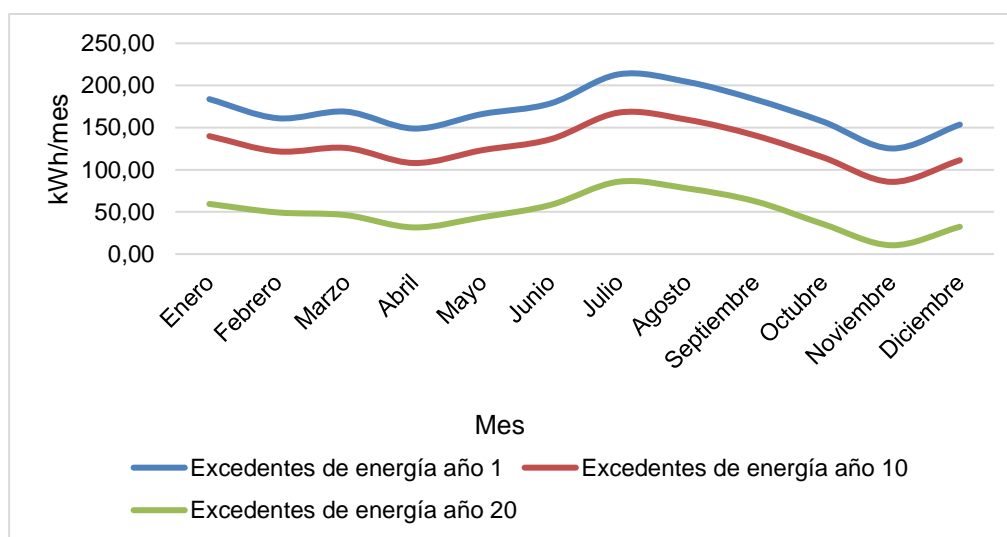


Ilustración 43. Excedentes de energía generada.

Fuente: Elaboración Propia

10.2 Resumen del dimensionamiento SSFVI

Se establecen el tipo y ubicación del sistema de puesta a tierra, especificando sus componentes como electrodo, conductores y conectores, así como requisitos generales de instalación según requisitos del RETIE y la NTC-2050.

Tabla 21. Resumen del dimensionamiento SSFVI para usuario residencial e instituciones educativas tipo II
Fuente: Elaboración Propia

DATOS INICIALES		
Municipio	Teorama	
HSP mes critico	Noviembre	
Demanda diaria media (Wh/día)	4321,00	
Demanda diaria mensual (kWh/mes)	129,63	

SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA		
Potencia Modulo	670	Wp
Cantidad de paneles	3,0	
Potencia Instalada	2010	Wp

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA		
Capacidad banco de baterías	200	Ah
Capacidad almacenamiento baterías	9600	Wh
Profundidad de descarga baterías	80%	
Autonomía baterías	1	Día

SISTEMA DE INVERSIÓN DE CORRIENTE		
Inversor 48 VDC / 120 VAC, 60 Hz, onda senoidal pura	2	kW

SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN		
Regulador MPPT	50 A / 48 VDC	

Tabla 22. Elementos Seleccionados para el SISFV
Fuente: Elaboración propia

ÍTEM	FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN DISPOSITIVO	UND.	CANT.
1	Generador Solar FV	Paneles Solares para arreglo entre 2S1P que en el momento en el mercado tengan el costo óptimo por Wp, de 670 Wp	Und.	3
2	Regulador / Cargador DC	Controlador: Salida 48 Vdc Entrada mínima hasta 150 Vdc 50 A, tecnología MPPT, conexión BTS batería litio	Und.	1
3	Almacenamiento	Batería LiFePO4, 48 V-200 AH, >4000 Ciclos al 80%	Und.	1
4	Inversor	Tipo: IP2000-21-PLUS(T) o equivalente exacto. POTENCIA: 2000 W; ENTRADA: 48 Vdc SALIDA: 120Vac, 60 Hz, a potencia nominal; Onda Sinusoidal Pura	Und.	1

5	Conductores	Paneles al Regulador	Cable solar calibre 10 AWG XLPE o equivalente. Conductor usado para aplicaciones fotovoltaicas, pueden soportar extremas condiciones ambientales. Chaqueta en material termoplástico 90°C, puede usarse en lugares secos y mojados. (Opción recomendada de caja de conexiones de paneles a gabinete equipos: Cable concéntrico tipo acometida 3 hilos (+, - y T)	m.	
		Regulador a la Barra DC	Cable bipolar encauchetado aislado o equivalente 6 AWG, en colores normalizados de conformidad RETIE	m	
		Batería a la Barra DC	Cable bipolar encauchetado aislado o equivalente 6 AWG, en colores normalizados de conformidad RETIE	m	
		Barra DC al Inversor	Cable bipolar encauchetado aislado o equivalente 6 AWG, en colores normalizados de conformidad RETIE	m	
		SPT	Cable aislado de cobre calibre 6 AWG, en colores normalizados de conformidad RETIE. (Para equipotencialización de los equipos eléctricos) Cable desnudo de cobre calibre 6 AWG, en colores normalizados de conformidad RETIE (Dentro del Gabinete y Toma de Tierra)	m	
6	Barra DC		Bornera Riel DIN 150 A	Und.	2
			Bornera Riel DIN 150 A (SPT)	Und.	1
7	Protecciones	Entrada regulador/Cargador	Interruptor termomagnético curva B 250 VDC - 2P 25A minibreaker Riel DIN		
		Salida regulador/Cargador	Interruptor termomagnético curva B 250 VDC - 2P 50A minibreaker Riel DIN	Und.	1
		Entrada Inversor	Interruptor termomagnético curva B, 250 VDC 2P 50A minibreaker Riel DIN,	Und.	1
		Salida Batería	Interruptor termomagnético curva B, 250 VDC 2P 50A minibreaker Riel DIN,	Und.	1
		Salida Inversor	Interruptor termomagnético curva Z, 120 Vac - 1P 20A minibreaker Riel DIN,	Und.	1
8	DPS	Gabinete	Uc: 0.5 kV Up: 2.5 kV Id: 18- 40 kA	Und.	1

10.2.1 El gabinete y las cajas de empalme

El dimensionamiento del gabinete es un proceso técnico asociado a los equipos y elementos que aloja, y al ambiente de operación, el contexto, fija condiciones ambientales que establecen criterios para determinar las características constructivas de este alojamiento de los equipos de la solución energética.

Aquí se recurre a normas internacionales y la nacionales que indican criterios para el dimensionamiento de estos componentes.

11 CAPITULO VII – CALCULO DE TENSIONES MÁXIMA DE CIRCUITO

Para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos Individuales, en cuanto al cálculo de los calibres de conductores y valores de protecciones se refiere, se utilizará la metodología establecida en la NTC 2050 Segunda Actualización, Artículo 690, Numeral 690.8 Dimensionamiento y corriente de los circuitos, Literal (A) Cálculo de la corriente máxima del circuito. En un Sistema Fotovoltaico se encuentran varias etapas que se caracterizan por sus diferentes tipos de voltaje CC y CA, las especificaciones de sus conexiones y de sus dispositivos de control. Por ello es importante identificar cada etapa de acuerdo con las figuras que se detallan en este documento.

11.1 Circuito de salida de la fuente fotovoltaica

Para el caso de los Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI) objeto de este documento aplica lo dispuesto en los artículos 690.8(A)(1)(1) mediante el cual el cálculo de la corriente máxima de la fuente fotovoltaica será la suma de las corrientes de cortocircuito de capacidad nominal del módulo FV conectadas en paralelo multiplicada por 125%.

$$I_{m\acute{a}x} = 1.25 * I_{sc} \quad (\text{Ec 16})$$

Considerando la configuración de los módulos fotovoltaicos (2S1P), la corriente I_{sc} es igual a la de uno de los módulos, por lo tanto:

$$\begin{aligned} I_{m\acute{a}x} &= 1.25 * 18.47 \\ I_{m\acute{a}x} &= 23.09 \text{ A} \end{aligned}$$

De esta forma se coloca algunas restricciones a los módulos, puesto que deben, en términos absolutos, poder generar la misma corriente de cortocircuito (I_{sc}) para no ocasionar posibles daños en los mismos. En este sentido ***se recomienda que los módulos sean del mismo fabricante y modelo o número de parte.***

Se debe anotar que, el valor de corriente de cortocircuito tomado para el cálculo, corresponde al presentado por el fabricante en condiciones STD y no al calculado en el diseño bajo condiciones de trabajo reales.

11.2 Circuito de salida del controlador de carga

Para los efectos de este documento debe entenderse que el convertidor denominado en la norma es realmente el controlador, por tanto, cuando en la norma se mencione convertidor se entiende que se trata del controlador en la instalación y se subrayará en la cita para recalcar la interpretación que se da en este documento, el *circuito de salida del controlador de carga*, se conforma con los conductores que conectan el controlador solar (MPPT) y el inversor C.C. a C.A.

En este orden de ideas, la corriente máxima de este circuito se calcula de acuerdo con la NTC 2050², Artículo 690.8(A) (6), el cual determina... *“Corriente de circuito de salida del controlador de carga, se dimensiona el circuito de salida como el de entrada al inversor autónomo, de acuerdo con el cálculo de la sección 690.8(A) (5).”*

Sin embargo, la NTC 2050 considera que existe una conexión directa entre el inversor y el controlador de carga, con lo que se asume que el controlador entrega directamente al inversor la corriente requerida, mientras que administra las condiciones del banco de baterías. En este entendido, es de esperar que la corriente de salida del controlador sea de una magnitud similar a la requerida por el inversor, con lo que una única protección protege la entrada del inversor y la salida del controlador.

No obstante, la corriente de salida máxima del controlador (50 A), es mayor a la corriente del circuito de entrada del inversor a voltaje mínimo (46,3 A). Lo anterior se debe, a que controlador y batería comparten el mismo nodo, teniendo esta última una capacidad de entrega de voltaje mucho mayor al controlador. Lo anterior resulta en que, de diseñarse la protección de acuerdo con lo establecido en la *sección 690.8(A) (5)*, se contaría con una protección ineficaz al momento de proteger el controlador ante una corriente de retorno. Por lo tanto, se realiza una desviación de la norma, para definir esta corriente, como la corriente máxima de salida del controlador (50 A).

11.3 Circuito de entrada/salida batería

Ante el circuito de entrada/salida de la batería, la NTC 2050 no establece un parámetro específico para el cálculo de su corriente máxima. Por lo tanto, se determinará la corriente como la mayor entre el circuito de entrada y el circuito de salida.

11.3.1 Circuito de entrada

La corriente máxima es igual a la máxima corriente durante el periodo de carga. Este valor corresponde a la corriente máxima que el controlador es capaz de entregar (50 A).

11.3.2 Circuito de salida

La corriente máxima en este está limitada por dos factores, el primero es la capacidad de amperaje de la batería durante la descarga, establecida para un máximo de 5 s, en 150 A, acorde a ficha técnica, y la corriente máxima requerida por el inversor, calculada acorde a lo establecido por la NTC 2050³, Artículo 690.8(A) (5), como la corriente a carga nominal y voltaje mínimo del trabajo, es decir.

$$\begin{aligned} I &= P/V_{INV,m} & (\text{Ec } 17) \\ I &= 2000 \text{ W}/43,2 \text{ V} \\ I &= 46,29 \text{ A} \end{aligned}$$

Entre los dos circuitos, el de mayor corriente corresponde al circuito de salida, siendo limitado en 150 A por la propia batería y en 46,29 A por la corriente requerida en el inversor. Se selecciona como corriente máxima permisible, la corriente requerida por el inversor (46,29 A). Aunque esta limitación representa que también se encuentra protegido el inversor ante sobrecorrientes, se limita la capacidad de entrega instantánea de la batería.

11.4 Circuito de entrada al inversor

La corriente máxima requerida por el inversor es calculada acorde a lo establecido por la NTC 2050⁴, Artículo 690.8(A) (5), como la corriente a carga nominal y voltaje mínimo del trabajo, de acuerdo con la siguiente formula.

$$\begin{aligned} I &= P/V_{INV,m} & (\text{Ec } 18) \\ I &= 2000 \text{ W}/43,2 \text{ V} \\ I &= 46,29 \text{ A} \end{aligned}$$

11.5 Circuito de salida del inversor en AC

Para el cálculo de las corrientes del inversor se aplicará lo contenido en las secciones 690.8(A) (2), (3) y (4). En este caso en particular, debe tenerse en cuenta que los tipos de tensión son diferentes en la entrada (tensión c.c.) y a la salida (c.a.); como efecto, las corrientes nominales serán diferentes tanto en uno como en otro lado. Así, hay que tener en cuenta que, a pesar de las diferencias del tipo de tensión, los valores de tensión y corriente en ambos lados del equipo, *la potencia del inversor es prácticamente la misma en la entrada que en la salida*⁶. Y con base en la literatura de la norma en su artículo 690.8(A) (3), *la corriente máxima de salida del inversor debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor a voltaje de trabajo*.

$$\begin{aligned} I &= P/V_{INV} && \text{(Ec 19)} \\ I &= 2000 \text{ W}/120 \text{ V} \\ I &= 16,67 \text{ A} \end{aligned}$$

⁶ https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/290000/FA290198/es_ES/Curvas%20disparo%20aparamenta%20modular%20Acti9.pdf

12 CAPITULO VIII - CÁLCULO DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES Y SOBRETENSIONES

12.1 Protecciones contra sobrecorrientes

12.1.1 Curvas de disparo

La estrategia óptima para la coordinación de protecciones de una instalación solar fotovoltaica es utilizar un sistema de relés de protección interconectados adecuadamente para detectar y aislar cualquier falla en la instalación. Esto implica una planificación cuidadosa del diseño de la instalación y la selección de los dispositivos de protección necesaria, como los interruptores de protección, disyuntores y fusibles adecuados para los diferentes componentes del sistema fotovoltaico, incluyendo paneles solares, inversores, baterías y cargadores.

La coordinación de protecciones también implica una evaluación de la magnitud y duración de la posible falla y la determinación de los tiempos de coordinación requeridos para cada dispositivo de protección. Se debe evaluar la calidad y la disponibilidad de la fuente de suministro eléctrico y la conexión a tierra adecuada para la instalación.

Otro aspecto importante de la estrategia de coordinación de protecciones es la capacitación del personal encargado del mantenimiento y reparación de la instalación. Deben estar capacitados para detectar y diagnosticar fallas en el sistema y para seguir los procedimientos adecuados para realizar reparaciones seguras y eficaces.

En resumen, la clave para una estrategia efectiva de coordinación de protecciones en una instalación solar fotovoltaica es un enfoque integral que implica la planificación cuidadosa del diseño, la selección de los dispositivos de protección adecuados, la evaluación de la fuente de suministro eléctrico y la capacitación del personal encargado del mantenimiento y reparación de la instalación.

La protección óptima para un equipo con base en electrónica de potencia es un sistema de protección contra sobretensiones y picos de corriente eléctrica. Estos equipos son especialmente susceptibles a daños debido a fluctuaciones en la corriente eléctrica, por lo que

un sistema de protección adecuado puede evitar daños costosos y prolongar la vida útil del equipo. Se recomienda utilizar un protector contra sobretensiones de alta calidad, con un valor de onda de tensión de corte bajo para una protección óptima. También se pueden instalar filtros de línea para reducir el ruido eléctrico y los armónicos que pueden afectar el rendimiento de los equipos de potencia electrónica.

En la propuesta de especificación de protecciones para el SISFV se requiere la debida coordinación de las mismas entre sí y de conformidad con las especificaciones técnicas de los equipos seleccionados para conformar la misma, por ello se toma como referencia las siguientes graficas⁶ que muestran las protecciones para circuitos electrónicos con base en interruptores de protección:

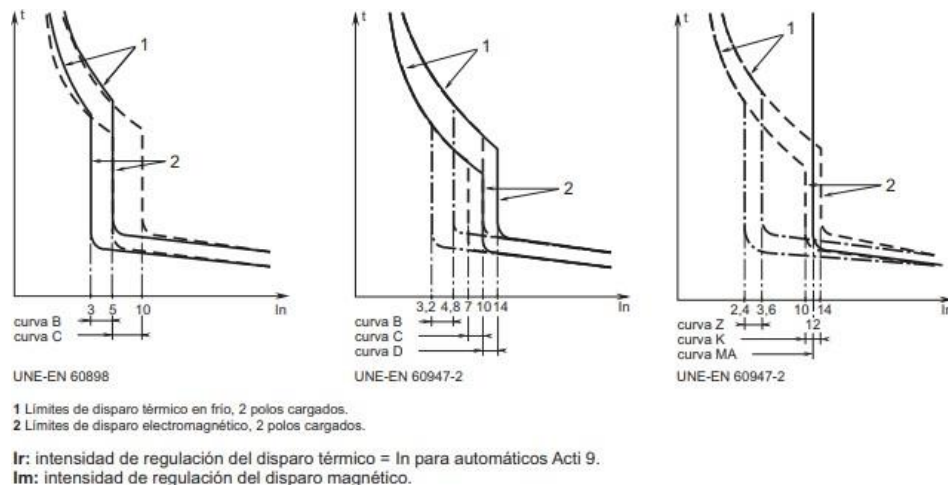


Ilustración 44. Curvas de disparo y coordinación de interruptores tipo IEC para protección de equipos electrónicos.

En general, y extraído del mismo documento tenemos un resumen que sirve de referencia para la selección de los dispositivos con base en las respectivas Curvas de disparo⁷:

Curva B:

- (equivalente a la antigua curva L: disparo entre 2,6 y 3,85 I_n):
- Protección de generadores, de personas y grandes longitudes de cable (en régimen TN e IT).
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva B (I_m entre 3 y 5 I_n o 3,2 y 4,8 I_n)

Uso específico: se utilizan para protección de generadores y grandes longitudes de cable.

Curva C:

- (equivalente a la antigua curva U: disparo entre 3,85 y 8,8 I_n):
- Protección de cables alimentando receptores clásicos.
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva C (I_m entre 5 y 10 I_n o 7 y 10 según los aparatos)

Uso específico: Estos son los más utilizados. Son los utilizados en las instalaciones domésticas,

alumbrado, tomas de corriente y usos generales en redes tipo SDL.

Curva D:

- Protección de cables alimentando receptores con fuertes puntas de arranque.
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva D (I_m entre 10 y 14 I_n)

Uso específico: Receptores con fuertes puntas de arranque como motores o transformadores.

Curva MA:

- Protección arranque de motores.
- Sobrecarga: no hay protección.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva MA (I_m fijado a 12 I_n)

Uso específico: protección de arranque de motores, pero estos no tienen protección contra sobrecargas.

Curva Z:

- Protección de circuitos electrónicos.
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: magnéticos fijados por curva Z (I_m entre 2,4 y 3,6 I_n);

Uso específico: para protección de circuitos electrónicos.”

Con base en las curvas exhibidas, el uso para el cual están diseñados, y conociendo la protección interior que tiene el dispositivo y la tecnología seleccionada tenemos:

Tabla 23. Selección de Protecciones con base en interruptores de protección Norma IEC 60947-2

Fuente: Elaboración propia

ÍTEM	DISPOSITIVO	TECNOLOGÍA	PROTECCIÓN	Criterio ⁸
	Regulador/Cargador	MPPT	Termomagnético Curva B (C)	I_n (A)
	Batería	Conexión/Desconexión	Termomagnético Curva B (C)	I_n (A)
		Salida Electrónica	Termomagnético Curva Z	I_n (A)
		Salida Transformador	Termomagnético curva B	I_n (A)

⁸ Cumplimiento normatividad RETIE: hay que observar para que condiciones están establecidos los criterios de las secciones obligatorias 1 al 7 de la NTC 2050 primera revisión 1998, y las características y condiciones de operación de estos equipos y demás componentes.

12.1.2 Capacidad de corte

La capacidad de corte está dada por el tiempo de cortocircuito, así como la magnitud del pico. En tanto los sistemas de corriente continua no presentan ondas transitorias que extienden los picos, y el sistema AC al ser alimentado por un inversor, no presenta las mismas características de cortocircuito que un transformador. Las corrientes pico de cortocircuitos del sistema, son en mayor medida de baja magnitud y con tiempos cortos (establecidos en 0,5 s).

La sección 5.3 del presente documento calcula las corrientes de cortocircuito pico del sistema. De tal forma que, la siguiente tabla resumen las capacidades de corte mínimas de las protecciones contra sobrecorrientes.

Tabla 24 Capacidad de corte mínima para las protecciones contra sobrecorrientes de los circuitos en DC y AC
Fuente: Elaboración propia

Circuito	Capacidad de corte mínima	Capacidad recomendada
DC	4 kA	6 kA
AC	1 kA	10 kA

12.1.3 Cálculo de protecciones contra sobrecorrientes

Por los valores de corrientes que se manejan en el diseño del SSFVI y la correcta selección de equipos para la implementación de este, el criterio determinado por la NTC 2050 enuncia que la protección contra sobrecorriente no es necesaria en el lado C.C. e incluso del lado C.A. del sistema. Sin embargo, sí son de obligatorio cumplimiento las disposiciones con respecto a **medios de desconexión**, que deben ser tenidos en cuenta para efectos de protección del personal de mantenimiento y operación, de acuerdo con el Código Eléctrico Colombiano en su numeral 690.13 y 690.15

Para la selección de los medios de desconexión se aplica la misma metodología que para las protecciones, debe tenerse en cuenta lo dispuesto en la sección 690.9 (B), se debe considerar que deben estar especificados para uso en sistema FV y deben cumplir con uno de los 3 criterios de la sección, a saber:

- 125% de la corriente máxima calculada en la sección 690.8 (A).
- El 100% de su valor nominal que estén especificados para su funcionamiento al 100% de su valor nominal, si tienen protecciones integradas al mismo circuito.
- Al 100% del dispositivo de protección electrónico ajustable que se encuentre dentro del circuito.

En caso de requerirse, se debe colocar todos los dispositivos de protección contra la sobrecorriente en la misma polaridad para todos los circuitos dentro de un sistema FV, los dispositivos deben ser accesibles, aunque no debe requerirse que sean fácilmente accesibles, según lo establecido en la sección 690.9 (C.).

De acuerdo con los cálculos establecidos en CAPITULO VI – CALCULO DE TENSIONES MÁXIMA DE CIRCUITO. A continuación se presenta el resumen de las protecciones contra sobrecorriente del sistema.

Tabla 25. Características de las protecciones contra sobrecorrientes en los circuitos DC y Ac.

Fuente: Elaboración propia.

CIRCUITO	CORRIENTE MÁXIMA	CORRIENTE DISEÑO	CORRIENTE COMERCIAL (A)	CAPACIDAD DE CORTE (kA)	VOLTAJE DE TRABAJO	POLOS
GENERADOR FV SALIDA	23	29	25	6 kA	500	2
CONTROLADOR SALIDA	40	50	50	6 kA	500	2
BATERÍA SALIDA	39,06	49	50	6 kA	500	2
INVERSOR ENTRADA	39,06	49	50	6 kA	500	2
INVERSOR SALIDA	16,67	21	20	10 kA	120	1

Nótese que no se selecciona una protección para la entrada al inversor, esto se debe a que, en el nodo al cual se conecta el inversor, la principal fuente de energía, es decir, las baterías, ya cuentan con una protección que limita la corriente al parámetro requerido por el inversor, mientras que la protección a la salida del controlador de un amperaje mucho menor, por lo que no es posible que en el sistema se produzcan corrientes que puedan llegar al inversor mayores a las que están toleran. De igual forma, al desconectar ambas protecciones, el inversor se desconecta totalmente de la alimentación, cumpliendo lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano en su numeral 690.13 y 690.15.

12.2 Protección contra sobretensión

Las protecciones contra tensiones, también llamadas “DPS” permiten realizar un bypass de las líneas energizadas hacia el sistema puesta a tierra en caso de presentarse una sobretensión transitoria.

En concordancia con el RETIE y la EN 62305 (protecciones contra sobretensiones transitorias y rayos), el requerimiento de la inclusión de DPS en los sistemas solares fotovoltaicos individuales está dado bajo los siguientes parámetros.

“DPS requerido en el lado DC del sistema si L mayor a L_{crit} .”

Donde,

L : Longitud acumulada del cableado entre el gabinete solar y la caja de conexiones de los paneles solares y entre la caja de conexiones y cada uno de los paneles. (Los cableados que corran en el mismo conduit solo se cuentan una vez)

L_{crit} : Longitud crítica, dada por la siguiente fórmula para aplicaciones residenciales.

$$115/N_g \quad (Ec\ 20)$$

Donde

N_g : Densidad de arco de rayo dado en número de descargas/km²*año. Acorde a la sección 5.4 de este documento, este valor está en 2 descargas/km²*año.

De acuerdo con lo anterior, la longitud crítica para el presente proyecto es igual a 57,5 m, con lo que NO es requerido la instalación de un DPS en el lado DC del sistema. Sin embargo, se incluirá este elemento dentro del sistema a manera de una protección adicional al usuario y al propio sistema.

De forma complementaria a lo anterior, la norma citada también establece los requerimientos y tipos de DPS requerido en las diferentes secciones del sistema solar, tal como se muestra a continuación.

Tabla 26. Criterios para instalación de DPS en distintos puntos del SISFV

Fuente: Elaboración propia.

Ubic	Paneles solares		Lado DC del inversor	Lado AC del inversor		Tablero en AC	
	L_{DC}			L_{AC}		Pararrayos	
Criterio	< 10 m	> 10 m		< 10 m	> 10 m	Si	No
Tipo de DPS	No es necesario	DPS 1 - Tipo 2	DPS 2- Tipo 2	No es necesario	DPS 3- Tipo 2	DPS 4- Tipo 1	DPS 4-Tipo 2 si $NG > 2.5$ y línea aérea

Tal como se observa en la Tabla 26, la instalación de los DPS, dependen en gran medida de la distancia que recorren los cableados desde los paneles solares hasta los usuarios. Aunque las condiciones del sistema dimensionado permiten la NO instalación del equipo, se instalará un DPS Tipo 2 en el lado DC del inversor (gabinete solar), el cual será ubicado antes del controlador de carga.

Respecto al dimensionamiento de la capacidad del DPS, el RETIE únicamente establece que la tensión máxima continua debe ser mayor a la tensión máxima del sistema, por lo que este valor deberá ser mayor a los 104,9 V.

Dado lo anterior, se propone una protección contra sobretensiones con las siguientes características.

Tabla 27. Características técnicas del DPS

Fuente: Autoría propia

Ítem	Nomenclatura	Valor	Unidad
Tensión de operación máxima continua	U_{cpv}	500	V
Corriente nominal de descarga	I_n	12,5	kA
Corriente máxima de descarga	I_{max}	40	kA

El DPS podrá ser bipolar o tripolar de acuerdo con los equipos disponibles en el mercado para dicha capacidad, así como contar con una tensión de operación mayor a la plasmada en la anterior tabla. Típicamente, para el voltaje dimensionado, el DPS será bipolar, con un esquema de conexión y funcionamiento como se presenta a continuación.

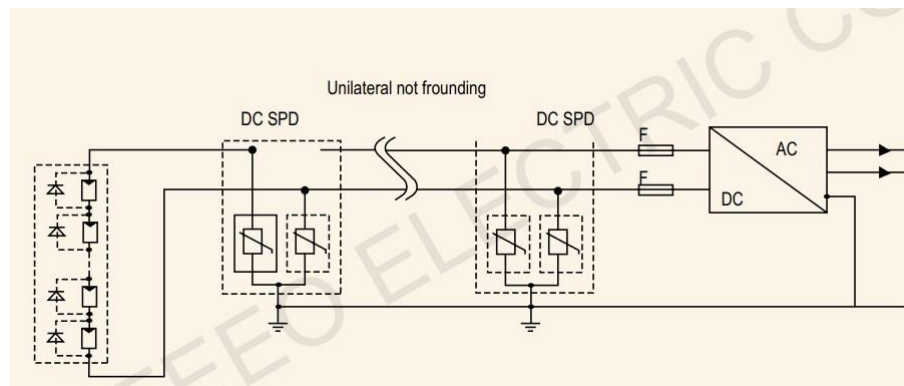


Ilustración 45. Conexión DPS de dos polos. (en imagen se incluyen 2 DPS)

Fuente: FEEO ELECTRIC CO

13 CAPITULO IX – CÁLCULO DE CONDUCTORES

La capacidad del conductor lo determina la sección 690.8 (B) que establece que las corrientes del sistema fotovoltaico sean continuas. Los conductores del circuito se deben dimensionar para portar un valor no menor que el mayor valor establecido en las secciones 690.8 (B) (1) y (2). En los SSFVI objeto de este documento se aplicará el criterio de la sección 690.8 (B) (1) de un 125 % de las corrientes máximas calculadas según la sección 690.8 (A) antes de aplicar el ajuste y los factores de corrección.

Es importante anotar que la corriente máxima para el dimensionamiento del conductor, una vez aplicado el factor de 125% sobre la corriente máxima, será el mayor entre este último y la capacidad nominal en (A) de la protección asignada al tramo.

13.1 Calibres de los conductores

El cálculo de calibres de los conductores puede realizarse mediante la capacidad de amperaje, o la corriente de cortocircuito permisible, en tanto las corrientes de cortocircuito del presente proyecto son notoriamente bajas, el principal criterio para el cálculo del calibre de los conductores será la capacidad de amperaje. Al respecto, la principal fuente para determinar esta capacidad será la Tabla 310-16 de la NTC 2050.

Tabla 28. Tabla 310-16. NTC 2050
Fuente: NTC 2050

Tabla 310.15(B)(16) (Antes Tabla 310.16) Capacidades de corriente (*Ampacity*) permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2 000 V y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, o cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30 °C.

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm ²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
0,82	—	—	14	—	—	—	18**
1,31	—	—	18	—	—	—	16**
2,08	15	20	25	—	—	—	14**
3,30	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	55	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	115	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,2	110	130	145	85	100	115	1
53,5	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	195	230	260	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	350	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	315	375	425	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	445	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,7	455	545	615	375	445	500	1 000
633,38	495	590	665	405	485	545	1 250
760,05	525	625	705	435	520	585	1 500
886,73	545	650	735	455	545	615	1 750
1013,4	555	665	750	470	560	630	2 000

* Para los factores de corrección de la capacidad de corriente (*ampacity*) cuando la temperatura ambiente es distinta a 30 °C Ver la sección 310.15(B)(2). Consulte la sección 310.15(B)(3)(a) para más de tres conductores portadores de corriente.

** Para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor Ver sección 240.4(D).

De igual forma, se tendrá en consideración lo contenido en el artículo 110.14 (c) de la NTC 2050, en la cual se establece sobre los límites de temperaturas dados por los terminales, conductores o dispositivos conectados. *“Lo establecido para las terminaciones de los equipos para circuitos de 100 A nominales o menos, o marcados para conductores 2,08 mm² (14 AWG) a 42,2 mm² (1AWG), se debe aplicar sólo para conductores de 60 °C.”*. *“Lo establecido para los puntos de conexión de los equipos para circuitos de 100 A nominales o menos, o marcados para conductores mayores a 42,20 mm² (1 AWG), se debe aplicar sólo para conductores de 75 °C nominales”*. Lo anterior considera entonces que, independientemente de la temperatura

del conductor a trabajar, para corrientes iguales o menores a 100 A, se utilizará la columna de 60 °C de capacidad de corriente, y para mayores a 100 A, se utilizará la columna de 75 °C. La totalidad de conductores son seleccionados en cobre.

De acuerdo con lo anterior, a continuación, se presentan los calibres de los conductores para los circuitos del SISFV.

Tabla 29. Calibre de conductores SISFV
Fuente: Elaboración propia

CIRCUITO	CORRIENTE MÁXIMA	CORRIENTE DISEÑO	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE (A)	CORRIENTE MAYOR	CALIBRE MÍNIMO (AWG)	CALIBRE RECOMENDADO (AWG)
GENERADOR FV SALIDA	23	29	25	29	10	10
CONTROLADOR SALIDA	40	50	50	50	6	6
BATERÍA SALIDA	39	49	50	50	6	6
INVERSOR ENTRADA	39	49	50	50	6	6
INVERSOR SALIDA	17	21	20	21	12	8

13.2 Consideraciones de materiales

13.2.1 Circuito fotovoltaico de salida

Además de lo establecido para la **ampacidad**, los conductores en esta etapa deben cumplir también con requisitos normativos en lo relativo a su cubierta de aislamiento, según lo referido en la NTC 2050 en el Artículo 690.31 en general, y en el literal (C)(1) en particular, **“Generalidades. Debe permitirse usar cables de un solo conductor del tipo USE-2 y cables de un solo conductor identificados como cables fotovoltaicos (FV) en lugares exteriores expuestos de circuitos de una fuente FV dentro del arreglo FV. El cable FV debe instalarse de acuerdo con la sección 338.10 (B)(4) y la 334.30.”**. En este orden de ideas, **se permite cables con aislamiento tipo Fotovoltaico PV, Aislamiento en polietileno reticulado o aislamiento en un material termoestable de polietileno de cadena cruzada (XLPE), resistente a la intemperie, la luz ultravioleta (SR – Sunlight Resistant), apta para mínimo 60°C en lugares secos y mojados, con baja emisión de humo (LS), para una tensión mínima de 600V DC, diseñado y probado bajo la norma UL 4703**. Además, debe cumplir con lo contenido en la Tabla 690.31 (E) Cantidad mínima de hilos de alambre FV:

Tabla 30. Número Mínimo de Filamentos Conductores del Cable Fotovoltaico de acuerdo con la Tabla 690.31(E).

Fuente: NTC 2050

Alambre FV		Cantidad mínima de hilos
mm ²	AWG O kcmil	
0,82	18	17
1,31 - 5,25	16 - 10	19
8,36 - 21,14	8 - 4	49
33,62	2	130
42,20 - 506,70	1 AWG-1 000 MCM	259

13.2.2 Circuito de salida del controlador y entrada al inversor

De acuerdo con el diseño del SSFVI objeto de este documento, los conductores de este circuito serán instalados en interiores. También, al tratarse de una etapa en la que el componente de tensión y corriente es continuo debe permitirse trabajar con conductores de **cobre flexible soldador, con aislamiento termoplástico, tensión de operación 600V y temperatura de operación mín. 60°C – máx. 105°C. Retardante a la llama (FR), con baja emisión de humo (LS) y probado bajo norma NTC 1865, ASTM-B3.**

13.2.3 Circuito de salida del banco de baterías

Al igual que en el circuito que conecta la salida del Controlador, debe permitirse trabajar con conductores de **cobre flexible SGT aislado para baterías con tensión de operación de 600 V y temperatura de operación mín. 60°C, - máx. 105°C, aislado con policloruro de vinilo (PVC). Retardante a la llama (FR), con baja emisión de humo (LS) y probado bajo norma NPT 370.250/252, NPT-IEC 60228.**

13.2.4 Circuito de salida del inversor hacia la carga

Se recomienda construir este circuito en cable de **cobre THHN/THWN-2 con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC). Tensión de operación de 600 V y temperatura de operación 60°C – 90°C, Retardante a la llama (FR), con baja emisión de humo (LS) y probado bajo la norma NTC 1332, UL 83.**

14 CAPITULO X - ACOMETIDA SUBTERRANEA

Se recomienda utilizar una canalización (ducto flexible no metálico o coraza tipo americano), dicho ducto deberá cumplir lo estipulado en la **Tabla C.3 Cantidad máxima de conductores o cables de artefactos situados en tubos (conduit) metálicos flexibles (LFMC) (basado en el Capítulo 9: Tabla 1, Tabla 4 y Tabla 5)** de la norma NTC2050. De acuerdo con el la sección 16.1, el calibre escogido es 10 AWG XLPE. Sin embargo, es sabido que tanto el aislamiento como la cubierta de un cable tipo PV o FV son más robustas que sus equivalentes en THNW-2 y THHN-2. Por tanto, para calcular el diámetro del ducto de la acometida será necesario establecer cuál es el área ocupada por el cable; este dato se reporta en las fichas técnicas de los fabricantes y, a modo de ejemplo, en las figuras siguientes se muestran dichos valores para algunas marcas de cable disponibles en el mercado, se calcula el valor con cable de 6 mm, que cuenta con una sección transversal mayor al cable No 10 AWG (5,26 mm²):

FORMACIÓN (Calibre x N. Cond. mm ²)	Resistencia Eléctrica DC Máx. a 20°C (ohm/km)	Diámetro Total Aprox. (mm)	
		Min	Max
1 x 1.5	13.7	4.4	4.9
1 x 2.5	8.21	4.7	5.3
1 x 4	5.09	5.3	5.9
1 x 6	3.39	5.7	6.4

Ilustración 46. Parcial de especificaciones Cable Tipo PV de Nexans.⁹
Fuente: Ficha Técnica Solartex

Características de instalación operación y desempeño Performance, operation and installation parameters.			
DIAMETRO EXTERNO External Diameter	7,74 mm 0.30 inches	PESO TOTAL Total weight	91,4 kg/km 61 lb/kft
Tensión Nominal Rated Voltage	600 VAC / 1,8 Kvdc	Resistencia DC Nominal a 20°C Nominal DC Resistance at 20°C	3,2353 Ω/km
		Resistencia de Aislamiento a 15.6°C Insulation Resistance at 15.6°C	957 MO/km
NORMAS Standards	UL 4703 UL 4703	CERTIFICACIONES Certifications	RETIE y NTC, producto fabricado bajo Sistema ISO 9001, certificado. RETIE and NTC, product manufactured under ISO 9001 System, certified.
Instalación especial	Cable de interconexión de módulos fotovoltaicos para uso con o sin canalización de acuerdo con Artículo 690 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.		
Special Installation Sites	Photovoltaic module interconnection wire for use with or without a raceway in accordance with Wiring Systems, Article 690 in the National Electrical Code (NEC), NFPA 70.		

Ilustración 47. Parcial de especificaciones cable tipo PV de 6mm²
Fuente: Ficha Técnica Procables

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H12222-K 1.0 kV AC (1.5 kV DC) 90°C HF FR

Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁹		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diámetro Aproximado	Espesor Nominal	Diámetro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm²	Ω/km	mm	mm	mm	mm	kg/km	A		
1.5	13.2980	0.70	3.06	0.80	4.74	31	30	29	24
2.5	7.9693	0.70	3.53	0.80	5.21	42	41	39	33
4	4.9408	0.70	4.08	0.80	5.76	58	55	52	44
6	3.2906	0.70	4.66	0.80	6.34	78	70	67	57

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO PV XLPE 2000 V 90°C SR

Conductor		Aislamiento		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁹		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diámetro Aproximado		Un Cable al Aire	Hasta Tres Conductores en Ducto	
AWG	Ω/km	mm	mm	kg/km	A		
14	8.4443	1.90	5.92	50	30	23	
12	5.3149	1.90	6.42	65	41	30	
10	3.3436	1.90	7.06	88	56	41	

Ilustración 48. Parcial de especificaciones de cables PV y FV
Fuente: Ficha Técnica Centelsa

⁹ <https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2020/08/nexans-fotovoltaico-ficha-tecnica.pdf>

Tipo	Sección transversal del conductor		Diámetro comercial mm/pulgadas												
	mm ²	AWG/kcmil	12 3/8	16 ½	21 ¾	27 1	35 1¼	41 1½	53 2	63 2½	78 3	91 3½	103 4	129 5	155 6
CONDUCTORES															
THHN, THWN, THWN-2	2,08	14	4	13	22	33	52	76	135	202	291	396	518	—	—
	3,03	12	3	9	16	24	38	56	98	147	212	289	378	—	—
	5,25	10	1	6	10	15	24	35	62	93	134	182	238	—	—
	8,36	8	1	3	6	9	14	20	35	53	77	105	137	—	—
	13,29	6	1	2	4	6	10	14	25	38	55	76	99	—	—
	21,14	4	0	1	2	4	6	9	16	24	34	46	61	—	—

Ilustración 49. Parcial de la Tabla C.3 del Anexo C de NTC2050.

Fuente: NTC 2050

Para tener mayor seguridad en la capacidad del ducto, se escoge diámetro de tres cuartos (3/4) de pulgada por ser el que abarca diez (10) conductores diez (10 AWG), dado que es el siguiente valor comercial de la mayor de las áreas de cables fotovoltaicos, incluidos los aislamientos y chaquetas, disponibles en el mercado colombiano.

Para la canalización que se encuentra entre el gabinete solar y el tablero de distribución. El ducto tendrá un diámetro de (3/4) pulgada, suficiente para albergar los tres (3) conductores No 10 AWG de este tramo.

15 CAPITULO XI - CRITERIOS DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se debe Verificar y dar cumplimiento a los requisitos establecidos en la norma NTC-2050, el reglamento RETIE, y demás normatividad que aplique para instalaciones relacionados con el sistema de puesta a tierra necesario para las instalaciones autónomas fotovoltaicas aisladas individuales para uso residencial unifamiliar estrato 1 para los usuarios de zonas no interconectadas cuya solución de acceso de energía se hará mediante este tipo de solución.

15.1 Requisitos generales

Se debe dar estricto cumplimiento a los requisitos establecidos en el artículo 15.1 del RETIE, así como lo establecido en los artículos 690.41, 42 y 43 de la NTC-2050. En particular, es importante tener en cuenta que la IEC 60364-3 obliga a que toda instalación eléctrica de corriente continua o corriente directa mayor a ± 50 V debe ser puesta a tierra, y aquellas que deliberadamente no estén sólidamente puestas a tierra, deben disponer de un sistema de detección de fallas de aislamiento y fallas a tierra.

Dado que el SSFVI objeto de este documento está sólidamente aterrizado, y que además no supera los dos circuitos CC, ni está ubicado sobre ni dentro del edificio, se debe permitir la excepción de no contar con la protección contra fallas a tierra contemplada en el apartado 690.41 (B).

De conformidad con los valores de la tabla 15.4 del RETIE se debe validar que la puesta a tierra del sistema no supere los **veinticinco (25) Ohmios** recomendado para acometidas de baja tensión, aplicando, a criterio del constructor, algunas de las medidas y recomendaciones del artículo 15.4 del RETIE para el mejoramiento o mitigación en el evento de sobrepasar este valor de referencia.

Se debe tener en cuenta lo establecido en el numeral 15.6 acerca del mantenimiento del SPT, en particular la recomendación de periodicidad máxima de inspección de la tabla 15.5

Se debe contar con por lo menos una (1) caja de inspección para realizar medidas y pruebas al sistema de puesta a tierra.

15.2 Sistema de puesta a tierra

Para esta instalación tipo, la conexión de puesta a tierra del circuito CC debe realizarse en un punto único en el circuito de salida FV (artículo 690.42 NTC-2050).

15.3 Conductor

Dado que se está trabajando en corriente continua, para la selección de calibre de conductor del electrodo puesto a tierra se debe utilizar el criterio de la normal NTC2050 numeral 250.166... ***“Sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua. La sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra para un sistema de corriente continua debe ser el especificado en las secciones 250.166(A) y (B), excepto según lo permitido en las secciones 250.166(C) hasta (E)...”*** Para el caso particular de los SSFVI referentes de este documento, se precisa el literal 250.166(B) así: ***“No menor que el conductor de sección transversal mayor. Si el sistema de C.C. es diferente al de la sección 250.166(A), el conductor del electrodo de puesta a tierra no debe ser menor que el conductor de sección transversal mayor alimentado por el sistema, y no menor que el 8,36 mm² (8 AWG) de cobre, o 13,29 mm² (6 AWG) de aluminio”***. En este sentido el calibre seleccionado para el conductor del electrodo del SPT es en **6 AWG**.

Dadas las características de las viviendas en las ZNI del país, no se recomiendan conductores embebidos en concreto.

La NTC2050, numeral 250.122 establece que para el calibre de conductores de puesta a tierra de equipos y canalizaciones ***“Los conductores de puesta a tierra de equipos, de cobre, aluminio, o aluminio recubierto de cobre, de tipo cable, no deben ser de calibre inferior a los presentados en la Tabla 250.122, pero en ningún caso se exigirá que sean mayores que los conductores de los circuitos que alimentan el equipo.”***

Tabla 31. Tabla 250.122 NTC 2050.

Fuente: NTC 2050

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, tubo (conduit), etc., sin exceder (A)	Sección transversal			
	Cobre		Aluminio o aluminio recubierto de cobre*	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,2	1
500	33,62	2	53,5	1/0
600	42,2	1	67,44	2/0
800	53,5	1/0	85,02	3/0
1 000	67,44	2/0	107,21	4/0
1 200	85,02	3/0	126,67	250
1 600	107,21	4/0	177,34	350
2 000	126,67	250	202,68	400
2 500	177,34	350	304,02	600
3 000	202,68	400	304,02	600
4 000	253,35	500	380,02	750
5 000	354,69	700	633,38	1 200
6 000	405,36	800	633,38	1 200

NOTA Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4(A)(5) o (B)(4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla.

* Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120

En consideración de lo anterior, a continuación, se presentan los calibres en Cu para los conductores de puesta a tierra de los equipos.

Tabla 32. Selección de calibres de conductores de puesta a tierra de equipos.

Fuente: Elaboración propia.

EQUIPO	PROTECCIÓN AGUAS ARRIBA (A)	CALIBRE MINIMO (AWG)	CALIBRE RECOMENDADO (AWG)
GENERADOR FOTOVOLTAICO*	25	10	6
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	50	10	6
REGULADOR DE TENSIÓN	25	10	6
INVERSOR DE CORRIENTE	50	10	6
TABLERO DISTRIBUCIÓN EN AC	20	12	6

15.4 Conectores

Se permite el uso de conectores debidamente certificados y apropiados para el tipo de instalación, para el empalme de los conductores o la unión al electrodo de puesta a tierra.

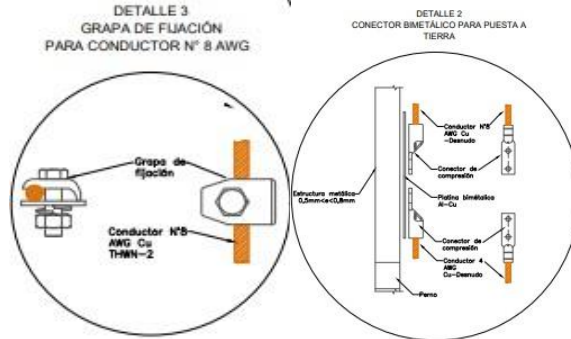


Ilustración 50. Detalles de Conectores en el sistema de puesta a tierra.
Fuente propia.

15.5 Caja de inspección

Se debe disponer de mínimo una caja de inspección que permita la verificación de la conexión del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial. Esta caja debe ser fácilmente accesible e inspeccionable y las dimensiones mínimas internas deben ser de 30 x 30 cm, con tapa removible, según la recomendación del numeral 15.1 del RETIE

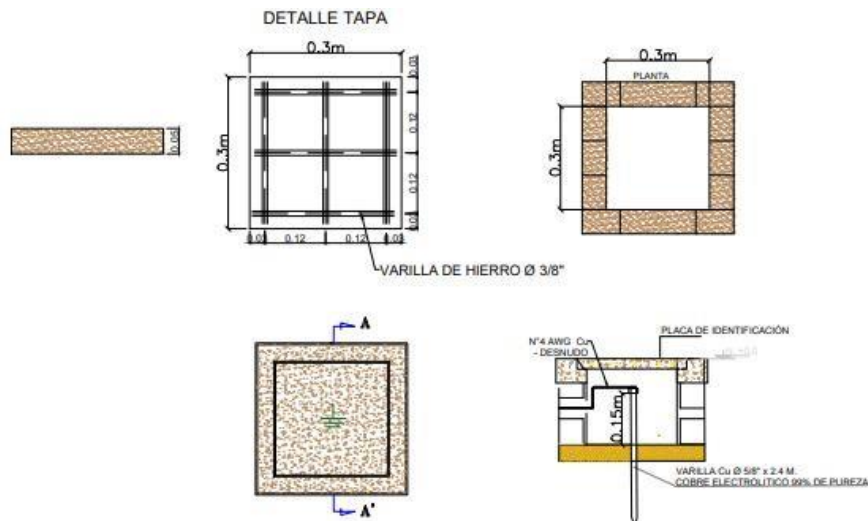


Ilustración 51 Detalle Caja de inspección del SPT
Fuente: Elaboración Propia



15.6 Instalación

El sistema de puesta a tierra deberá construirse de acuerdo con las especificaciones técnicas del RETIE y lo contemplado en la NTC-2050. La estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a un punto de conexión de sistema de puesta a tierra, que será el mismo que para el resto de la instalación.

Se realizará la debida puesta a tierra del rack o gabinete de las baterías, del gabinete de protecciones, del inversor y de la estructura soporte del generador fotovoltaico, unidos a un mismo electrodo a tierra para guardar la equipotencialidad de la instalación. Todas las partes metálicas de la instalación deben quedar debidamente aterrizadas, utilizando conectores debidamente aprobados para su uso en la aplicación.

El electrodo o varilla debe ser instalado en forma vertical, quedando enterrado en su totalidad, dejando la parte superior a mínimo 15 cm de la superficie. Excepcionalmente, y a criterio del constructor, en los casos en que las condiciones del terreno no permitan verticalidad, se puede enterrar la varilla con una inclinación de cuarenta y cinco (45°).

El punto de unión entre el conductor y el electrodo de puesta a tierra debe ser accesible y se contempla con soldadura exotérmica.

16 CAPITULO XII - INSTALACIONES INTERNAS

El diseño de las instalaciones internas se realiza de acuerdo a lo estipulado en el numeral 1.0.1.3 del artículo 10 del RETIE. Con lo cual a continuación se enumeran los detalles de las instalaciones internas.

16.1 Distancias mínimas de seguridad

La totalidad de la infraestructura eléctrica de las instalaciones internas se encuentra o en el tablero de distribución o en tubería Conduit, por lo que no se presentarán partes expuestas de redes eléctricas.

16.2 Sistema de puesta a tierra

Para el sistema puesta a tierra de cada circuito se usará cable Cu No 12 verde, en consideración que ningún circuito tendrá una corriente mayor a los 20 A, con lo cual se cumple lo establecido por la tabla 520.122 de la NTC 2050.

Los conductores de puesta a tierra de los circuitos de las instalaciones internas llegarán hasta el barraje de SPT en AC, del tablero de distribución, para ser llevados hasta el barraje de STP en DC, desde donde se conecta la bajante del conductor del electrodo.

16.3 Distribución de circuitos

A continuación, se presenta la distribución de los circuitos, de acuerdo con los cuadros de cargas presentados.

Tabla 33. Distribución de circuitos. Usuarios residenciales
Fuente: Elaboración Propia

FUENTE	PIRAMIDE DE MASLOW	EQUIPO	CIRCUITO	POTENCIA ACUMULADA (W)
DNP	Fisiológicas	Congelador	C1	150
DNP	Seguridad	Iluminación	C2	40
UPME	Afiliación	Televisor 32"	C1	90
UPME	Afiliación	Radio	C1	25
DNP	Autorrealización	Cargador	C1	90
DNP	Autorrealización	Equipo de sonido	C1	90
DNP	Autorrealización	Computador	C1	80
DNP	Fisiológicas	Licuada	C1	430
DNP	Autorrealización	Lavadora	C1	400
CORPOEMA	Fisiológicas	Electrobomba 1/4	C1	200

16.4 Protecciones contra sobrecorrientes, canalizaciones y conductores

A continuación, se presentan las características de los circuitos de las instalaciones internas.

Tabla 34 Circuitos. Usuarios residenciales
Fuente: Elaboración Propia

CIRCUITO	POTENCIA INSTALADA (W)	CORRIENTE MÁXIMA (A)	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE (A) (10 kA)	CONDUCTORES EN TUBERÍA	CALIBRE CONDUCTORES (AWG)	TIPO DE TUBERÍA CONDUIT	DIAMETRO TUBERÍA CONDUIT
C1	1555	16,2	20	L+N+T	3 X 12	EMT	3/4 "
C2	40	0,4	20	L+N+T	3 X 12	EMT	3/4 "

La corriente de mayor magnitud encontrada en los sistemas es de 16.2 A, para el circuito 1. De acuerdo a este valor, el calibre de conductor mínimo requerido sería 14 AWG Cu. No obstante, se selecciona el conductor No 12 AWG Cu THWN, por ser este de mayor aplicación en instalaciones internas. Por otra parte, se selecciona una protección contra sobrecorriente de 20 A, 10 kA, 120 VAC.

Respecto a la tubería, se selecciona tubería EMT por cumplir con los requisitos RETIE para tubería residencial expuesta y al no presentarse en la zona condiciones de alta salinidad que pudiese derivar en corrosión. Respecto al diámetro, se selecciona tubería de ¾ de pulgada, que tiene capacidad para acomodar hasta 16 conductores 12 AWG THHN, tal como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 35. Capacidad de conductores en tubería Conduit metálica
Fuente: Asei ingeniería

CANTIDAD DE CONDUCTORES ADMISIBLE EN TUBERIAS CONDUIT METALICA
CABLES THHN/THWN Y THWN-2


CALIBRE	DIAMETRO NOMINAL DE L TUBO										pulg mm
	1/2 13	3/4 19	1 25	1 1/4 32	1 1/2 38	2 51	2 1/2 64	3 76	3 1/2 89	4 102	
14	12	22	35	61	84	138	241	364	476	608	
12	9	16	26	45	61	101	176	266	347	443	
10	5	10	16	28	38	63	111	167	219	279	

Los anteriores parámetros se aplican para todos los circuitos, de igual forma, también se aplica el mismo parámetro de conduit para la acometida desde el gabinete solar hasta el tablero de circuitos.

17 CONCLUSIONES

- Se identifican y advierten las desviaciones de los requerimientos del reglamento en cuanto al tipo de instalaciones, destacando que la incorporación de los circuitos establecidos en el numeral 2 y 4 del artículo 28.1. literal g del RETIE, los cuales son totalmente desaconsejables para el tipo de instalación y propósito.
- Se determinó la carga para usuarios residenciales, con un consumo mensual medio de 129.63 kWh/mes.
- El sistema autónomo dimensionado operará con dos tipos de señales de voltaje, continua y alterna, por el lado la señal en alterna el límite de operación será, de conformidad al numeral 710.15 (C). equipos de 120 V AC.
- Se establecieron los criterios mínimos de dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico aislado para un usuario rural.
- El diseño y dimensionamiento realizado para los usuarios rurales del municipio de TEORAMA, en el departamento de NORTE DE SANTANDER, arrojó una potencia a instalar de 2010 Wp por cada SSFVI.
- El cálculo de producción de energía demuestra que la cantidad de energía generada es superior al consumo proyectado y por lo tanto logra satisfacer la demanda del usuario para el aforo de cargas propuesto.

Firma ingeniero eléctrico



Jeisson Eduardo Alfonso
CN205-160219

18 BIBLIOGRAFIA

- American Society of Civil Engineers. (2008). *ASCE Substation Structure Design Guide*. Reston, EE.UU.
- DNP. (2014). *CONPES 3810 Política para el suministro de agua potable y saneamiento básico en la zona rural*. Bogotá.
- DNP. (s.f.). *PROYECTO TIPO*. Obtenido de https://proyectostipo.dnp.gov.co/images/pdf/Celdas/DocumentoMetodologico_2020_10_16.pdf
- Maria Santana, J. B. (2015). *Rango de Consumo Básico*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *RETIE Reglamento técnico de instalaciones eléctricas*. Bogotá, Colombia.
- Ministerio de vivienda (2010). *NSR-10 Norma sismo resistente del 2010*. Bogotá, Colombia. Norma Técnica Colombiana. (1998). *NTC 2050 Código eléctrico colombiano*. Bogotá, Colombia.
- RETIE, M. (2013). *RETIE Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. Bogotá, Colombia. Universidad Tecnológica del Chocó. (2016). *Diagnostico energético del departamento de Chocó*. Quibdó.
- UPME - CORPOEMA. (13 de diciembre de 2019). Estimación de los consumos de subsistencia en energía eléctrica, gas natural y GLP en territorio nacional SIN y ZNI - Informe Final. Bogotá.
- UPME - PIEC. (2019). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023*. Bogotá.