IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA PARA USUARIOS EN ZONAS RURALES DE GUACHALITO, MUNICIPIO DE NUQUÍ DEPARTAMENTO DEL CHOCO

MEMORIAS DE DIMENSIONAMIENTO Y ESPECIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES DE SGSFV Y REDES DE BT

NOVIEMBRE 2024

IPSE

CONTENIDO

OBJETO 9

ALCANCE 10

INTRODUCCIÓN 11

PRELIMINARES 12

4.1 Definiciones 12

4.2 Generalidades del proyecto 12

PARÁMETROS RELEVANTES DE LA SOLUCIÓN SELECCIONADA 15

4.3 Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos 15

4.3.1 Cuadro de cargas presentes y futuras 15

4.3.2 Clasificación y cualificación del servicio 23

4.3.3 Factor de potencia 23

4.3.4 Presencia y efecto de los armónicos 24

4.4 Dimensionamiento de la generación (Fotovoltaica) 24

4.4.1 Criterios de selección del Regulador 27

4.4.2 Criterios de selección de la Batería 28

4.4.3 Criterios de selección del inversor 31

ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO 32

ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA 34

ANÁLISIS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS 37

7.1 Análisis de riesgo debido a rayos 37

7.2 Clases de protecciones a implementar 38

7.3 Protección interna 39

7.4 Protección externa 40

ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS..... 45

ANÁLISIS DE NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO..... 50

CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA CONTROL DE LÍMITES ESTABLECIDOS..... 52

CÁLCULO DE TRANSFORMADORES..... 52

CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA..... 53

CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES..... 62

VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, CONTRA CURVAS DE INTERRUPTORES Y CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO..... 65

CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS 69

CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES..... 71

CÁLCULOS DE DUCTOS (TUBERÍAS, CANALIZACIONES, CANALETAS, BLINDOBARRAS) 77

CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA..... 78

CÁLCULOS DE REGULACIÓN..... 79

CLASIFICACIONES DE ÁREAS..... 80

DIAGRAMAS UNIFILARES..... 81

ESPACIOS DE TRABAJO Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD..... 83

BIBLIOGRAFÍA..... 86

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Cuadro de cargas TDG Vivienda Rural ZNI, Según RETIE 2024 16

Tabla 2 Dmax Vivienda Rural ZNI, Según RETIE 2024..... 16

Tabla 3 Cuadro de dimensionamiento de cargas presentes y futuros del usuario residencial en ZNI, según caracterización 17

Tabla 4 Cuadro de perfil horario de consumo actual de un usuario residencial..... 17

Tabla 5 Cuadro de perfil horario de consumo futuro de un usuario residencial 18

Tabla 6 Cuadro de dimensionamiento de cargas presentes y futuros de instituciones educativas en ZNI, según caracterización 19

Tabla 7 Cuadro de perfil horario de consumo actual de una institución educativa 19

Tabla 8 Cuadro de perfil horario de consumo futuro de una institución educativa..... 20

Tabla 9 Comparación de resultados radiación con diferentes bases de datos en un año 25

Tabla 10 Resumen meteorológico promedio para el municipio 25

Tabla 11 Comparativa entre los dos tipos de baterías más comunes en el mercado para almacenamiento de energía de fuentes no convencionales de energía, debido a la intermitencia en la disponibilidad del recurso..... 29

Tabla 12 Parámetros del inversor seleccionado 31

Tabla 13 Tabla E.3. Tensión al impulso que deben soportar los equipos - Fuente: NTC4552-1-2008..... 41

Tabla 14 Riesgos a Evaluar - Fuente: NTC4552-1-2008..... 42

Tabla 15 Cálculo de riesgo asociado a número de eventos - Fuente: NTC4552-1-2008 42

Tabla 16 Corriente nominal de descarga por fase - Fuente: Extraído del Anexo E de la NTC4552-1-2008, Tabla E.4 44

Tabla 17 Aplicación a manera de ejemplo de la Tabla 9.3 del RETIE 46

Tabla 18 Tabla de relación nivel de riesgo / acciones a implementar 47

Tabla 19 Resumen de evaluación de los factores de riesgo más comunes 48

Tabla 20 Distancias límite de aproximación 49

Tabla 21 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos - Fuente: RETIE 52

Tabla 22 Valores de referencia del SPT - Fuente: Adaptado del RETIE y Normas de diseño de OR 53

Tabla 23 Medidas de resistividad tomadas en campo 56

Tabla 24 Resumen de valores de medición 57

Tabla 25 Valores de referencia para cálculo económico de Conductores 64

Tabla 26 Datos de referencia para cálculos económicos del proyecto 64

Tabla 27 Tabla 13.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones - Fuente: RETIE 84

Tabla 28 Extracto RETIE Tabla 13.2. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones que aplica 85

IPSE

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación geográfica Guachalito - Nuquí 13

Figura 2 Gráfica de perfil horario de consumo actual de un usuario residencial..... 18

Figura 3 Gráfica de perfil horario de consumo futuro de un usuario residencial 19

Figura 4 Procedimiento para calcular Valor del Riesgo - Fuente: NTC4552-1-2008 38

Figura 5 Selección soluciones a Riesgo Existente - Fuente: NTC4552-1-2008..... 39

Figura 6 Curvas CBEMA e ITIC - Fuente: Tomado de: http://www.powerqualityworld.com/2011/04/itic-power-acceptability-curve.html..... 50

Figura 7 Curva ITI tomada de Dugan R. C., McGranaghan M. F., Santoso S., and Beaty H. W., ¨Electrical Power Systems Quality¨, 3rd ed. McGraw - Hill, 2012, ISBN: 9780071761550 51

Figura 8 Figura de referencia para cálculos de Cortocircuito - Fuente: IEEE242 65

Figura 9 Figura de referencia para cálculos de Cortocircuito - Fuente: IEEE242 66

Figura 10 Figura de referencia para cálculos de Cortocircuito - Fuente: IEEE242 66

Figura 11 Fuente: Folleto Siemens, disponible en: http://www.rodisa.com.mx/ArchivosPagWEB/BajaTensionSiemens/Equipos%20de%20instalacion%20Electrica.pdf, página 244 67

Figura 12 Fuente: Folleto Siemens citado en ítem Figura 12..... 68

Figura 13 Fuente: Folleto Siemens citado en Figura 12 68

Figura 14 Fuente: Folleto Siemens citado en Figura 12 69

Figura 15 Curvas de disparo y coordinación de interruptores tipo IEC para protección de equipos electrónicos 72

OBJETO

Diseñar la memoria de dimensionamiento y especificación de los componentes de SGSFV (Soluciones Grupales Solares Fotovoltaicas) y redes de baja tensión, cumpliendo lo dictaminado en el RETIE, la NTC 2050 y demás normatividad colombiana que aplique para los sistemas en mención del corregimiento de Guachalito, Municipio de Nuquí, Departamento del Choco.

ALCANCE

Este documento es aplicable para el proyecto “IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA PARA USUARIOS EN ZONAS RURALES DE GUACAHALITO, MUNICIPIO DE NUQUÍ, DEPARTAMENTO DEL CHOCO.

INTRODUCCIÓN

Como un ejercicio práctico e integrando la información que se ha podido recopilar en territorio de las ZNI, a manera de evaluación de impacto de la implementación de las Soluciones Centralizadas Solares Fotovoltaicas SISFV para la prestación del servicio de energía eléctrica domiciliario residencial y proyectos productivos, se aborda la alternativa de implementar esa prestación del servicio con una solución grupal, que se handejado pendientes de incorporar en el análisis de alternativas sobre todo para localidades entre2 y 24 usuarios caracterizados, una vez, establecido en contexto y siguiendo los numerales básicos relevantes del RETIE para el diseño de instalaciones eléctricas, este documento se centra en establecer criterios base y elementos de buenas prácticas para obtener la solución óptima, en especial se aborda el caso de los componentes de la fuente SFV de este tipo de solución, a sabiendas que este es un documento en construcción y que va a surtir tantas modificaciones como acrecentamiento de criterios y modificación en los pesos de los criterios incorporados.

Para el dimensionamiento de una SGSFV se debe evaluar el contexto, que debe ser una relación optimizada entre la necesidad, los beneficios y la sostenibilidad de la solución para la prestación del servicio, la fuente seleccionada del recurso energético disponible y explotable debe ser el resultado de la aplicación de una metodología que debe abordar de manera objetiva los factores y criterios categóricos comparativamente frente a otros tipos de soluciones equiparables para obtener el óptimo pertinente, en la integralidad de criterios relevantes esta debe ser la mejor solución paraser implementada.

PRELIMINARES

4.1 Definiciones

Para todos los efectos las definiciones adoptadas en este documento corresponden a las establecidas en los Reglamentos Técnicos y Normas Técnicas Obligatorias (RTyNTO), en especial el RETIE vigente, y todas las normas o partes de normas técnicas que se establecen como obligatorias tanto el mismo RETIE como en la legislación vigente, las regulaciones de la CREG que le aplican en especial el Código de Redes CREG Resolución 025 de 1995 incluidas sus adicciones y modificaciones vigentes, el Código de Medida CREG Resolución 038 de 2014,el Reglamento de Distribución CREG Resolución 070 de 1998 incluidas sus adicciones y modificaciones vigentes, por lo tanto para determinar el significado de términos o parámetros específicos debe referirse a estos documentos.

4.2 Generalidades del proyecto

4.2.1 Guachalito

Ubicado en el departamento del Choco, en la costa del pacifico colombiano, a una distancia en bote desde el municipio de Nuquí. Nuquí se localiza aproximadamente a 115 millas al oeste de Medellín. La ubicación aislada de Guachalito la hace menos accesible que otras playas de Colombia.

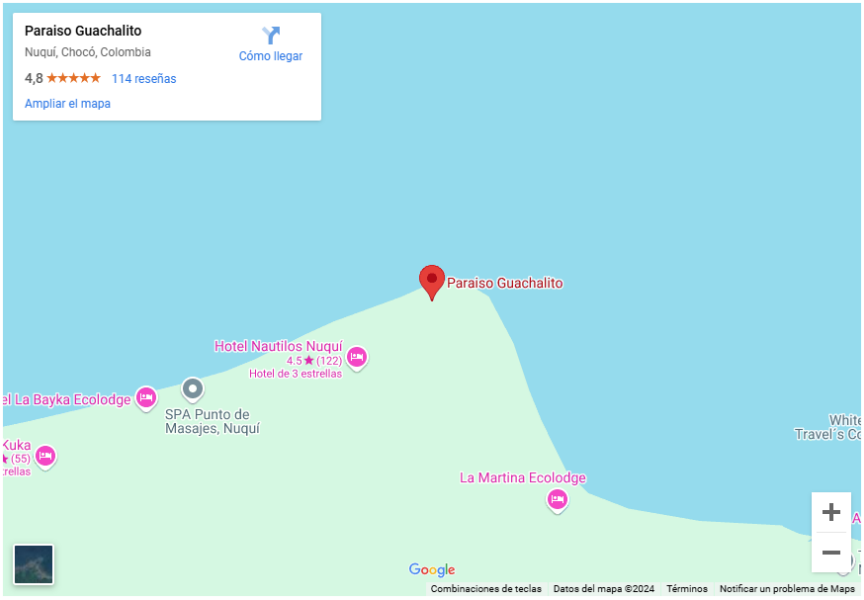


Figura 1 Ubicación geográfica de Guchalito
Fuente: https://www.playasdecolombia.info/playa-guachalito/#:~:text=la%20vida%20cotidiana.-,Ubicaci%C3%B3n%20exacta%20de%20la%20Playa%20Guachalito,ciudad%20m%C3%A1s%20grande%20de%20Colombia.

Nuquí es un municipio colombiano en el departamento de Choco, a 184 km de Quibdó, capital del departamento. Ubicado estratégicamente en el Pacifico Norte Colombiano. Es un paraíso adecuado para el desarrollo del ecoturismo.



Figura 2 Ubicación geográfica del Municipio de Nuquí – Choco.

Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Nuqu%C3%AD

PARÁMETROS RELEVANTES DE LA SOLUCIÓN SELECCIONADA

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

4.3.1 Cuadro de cargas presentes y futuras

Para el 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.

En sentido estricto se puede partir de la premisa de que para proyectar la solución solo basta con cumplir lo que establece la normatividad como mínimos para las viviendas de esta categoría, según la citada caracterización de los usuarios candidatizados, para ello en primera instancia se acude al RETIE[1] vigente que al respecto establece en el *CAPÍTULO 8: REQUISITOS PARA INSTALACIONES DE USO FINAL*, y para el caso en estudio se aborda en especial el **ARTÍCULO 28 REQUISITOS ESPECÍFICOS SEGÚN EL TIPO DE INSTALACIÓN**, subcapítulo *28.1 INSTALACIONES BÁSICAS* que en su encabezado expresa: numerales expresa: "*Son aquellas instalaciones de baja complejidad y riesgo, que se ciñen a los cuatro primeros cuatro capítulos de la NTC 2050 Primera Actualización y las redes externas de baja tensión, tanto para uso particular, como destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Adicionalmente, se deben cumplir los siguientes requisitos: (…)"*, en adelante establece unas prelaciones respecto a lo establecido en la citada versión de la NTC2050.

En ese contexto, para el dimensionamiento de la solución tipo para viviendas de las ZNI, dados factores eminentemente restrictivos de acceso a interconexión al SIN, en el cual no operan las mismas limitaciones de diversa índole geoespacial y de recursos, es importante abordar lo establecido en el numeral g. del citado subcapítulo 28.1:

"(…)

g. Las instalaciones eléctricas de las unidades de vivienda, de área construida menor a 50 m2 y capacidad instalable no mayor a 7 kVA, deben ser construidas mínimo con los siguientes circuitos:

[1] RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, su vigencia está informada en la página Web del ministerio de minas y Energía: https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/reglamentos-tecnicos/reglamento-t%C3%A9cnico-de-instalaciones-el%C3%A9ctricas-retie/; que para este momento corresponde a: ANEXO GENERAL DEL RETIE RESOLUCIÓN 40117 DE ABRIL 02 DE 2024.

1. *Un circuito para pequeños artefactos de cocina, despensa y comedor, de capacidad no menor a 20 A, a este circuito se le puede incorporar la carga del cuarto de baño.*
2. *Un circuito para conexión de plancha y lavadora de ropa, de capacidad no menor a 20 A.*
3. *Un circuito para iluminación y tomacorrientes de uso general en el resto de la vivienda, de capacidad no menor a 20 A.*
4. *Las instalaciones localizadas en alturas por encima de 1500 msnm, deben disponer de un circuito exclusivo para ducha eléctrica, a menos que en el momento de demostrar la conformidad con el RETIE, el cuarto de baño ya disponga de otro medio para el calentamiento del agua para el aseo personal."*

Con base en esta normatividad un cuadro de cargas del correspondiente tablero de distribución de circuitos sería:

Tabla 1 Cuadro de cargas TDG Vivienda Rural ZNI, Según RETIE 2024

CLASE	ILUMINACIÓN		TOMACORRIENTES		Pnominal	Inominal	Protección	Conductor	DESCRIPCIÓN
CIRCUITO	CANT.	P Unit. (W)	CANT.	P Unit. (W)	(W)	(A)	#xI(A)	Calibre (AWG)*	Observaciones
1			2		1560	13	1x20	12	Artefactos de Cocina
2			2		1560	13	1x20	12	Plancha y Lavadora
3	6		2		1560	13	1x20	12	Iluminación y Tomacorrientes Generales
4									Reserva
4	6	0	6	0	4680*	39*	1x40*	8	

Lo que prosigue es la diversificación de cargas en consonancia con las tablas de la sección 220 de la citada versión de la NTC 2050, y en especial el numeral y tabla 220-16:

Tabla 2 Dmax Vivienda Rural ZNI, Según RETIE 2024

Criterio	Rango	Carga (W)	Criterio: 220-16	P Dmx (W)
Primeros	3.000	3.000	100%	3.000
Siguientes	3.001 hasta 12.000	1.680	35%	588
Total		4.680	77%	3.588

Hasta aquí tendríamos que una solución adecuada sería con una fuente de 3,6 kW, y una instalación con componentes y protecciones proporcionales, sin embargo, dadas las restricciones técnicas y económicas tanto de los usuarios para acceder a algunos de estos electrodomésticos y de pagar los costos de su operación y mantenimiento, como del inversor para implementar una solución de estas proporciones, es relevante y necesario abordar lo que se ha detectado como información compilada y consolidada de la caracterización y seguimiento posterior del comportamiento de los usuarios aislados y de pequeños centros poblados en las ZNI.

A continuación, se presenta el cuadro de cargas para usuarios residenciales y el cuadro de cargas para las instituciones educativas que hacen parte de los beneficiarios de acuerdo con las encuestas realizadas en la etapa de caracterización de usuarios.

Tabla 3 Cuadro de dimensionamiento de cargas presentes y futuros del usuario residencial en ZNI, según caracterización

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	6	10	40	240	7,2
UPME	Afiliación	Televisor 32"	1	5	80	80	400	12
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	4	70	70	280	8,4
DNP	Autorrealización	Computador	1	4	70	70	280	8,4
DNP	Fisiológicas	Licuadora	1	0,2	450	450	90	2,7
CORPOEMA	Fisiológicas	Ventilador	2	8	60	120	960	28,8
CORPOEMA	Fisiológicas	Electrobomba 1/4	1	2	200	200	400	12
						CONSUMO TOTAL	4335	130,05

Con esto, se presenta el perfil horario actual y futuro usado para este proyecto en donde se detalla el consumo horario de un usuario residencial.

Tabla 4 Cuadro de perfil horario de consumo actual de un usuario residencial

	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			
Televisor 32"												80	80						80	80	80			
Radio					25	25												25	25	25				
Cargador							90	90				90								90				
Equipo de sonido										70		70					70	70						
Computador								70				70						70	70					
Licuadora												90												
Ventilador										120	120	120	120	120					120	120	120			
Electrobomba 1/4												200	200											
Consumo	**50**	**50**	**50**	**50**	**115**	**115**	**140**	**210**	**50**	**240**	**170**	**770**	**450**	**170**	**50**	**50**	**120**	**255**	**385**	**405**	**290**	**50**	**50**	**50**



Figura 3 Gráfica de perfil horario de consumo actual de un usuario residencial

- Rata de Crecimiento Anual para Variación de la Demanda

La rata de crecimiento proyectada, según documentos oficiales, del consumo de energía es en promedio entre el 1% al 2% para el sector residencial y/o oficial que es en el que se destaca el tipo de usuario de este proyecto (salvo que se aclare algo diferente), según cálculos del DNP y la UPME, aunque hay periodos en que este ha sido menor y/o mayor, según se lee en el documento actualizado "*Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia*" de la UPME y cuyas revisiones periódicas nos muestran una tendencia al alza en algunos sectores mientras se muestran tendencias a disminución y/o estancamiento en otras. El valor ideal por considerar debería ser el suministrado por el OR para el circuito específico en M.T. del cual se deriva la conexión de esta edificación proyectada, pero cuando el OR no publica estos datos se hace uso de lo indicado en el Plan energético Nacional 2020-2050 en donde se toma como referente el 1.5% como un valor indicativo de crecimiento histórico útil.

Para este tipo de solución se define un horizonte de tiempo de durabilidad del proyecto de 20 años resultando así un crecimiento acumulado del 34,7% que se usará para la estimación del consumo de cada carga a usar.

Tabla 5 Cuadro de perfil horario de consumo futuro de un usuario residencial

	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	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Iluminación					54	54												54	54	54	54			
Televisor 32"												108	108						108	108	108			
Radio					34	34												34	34	34				
Cargador							121	121				121								121				
Equipo de sonido										94		94					94	94						
Computador								94				94						94	94					
Licuadora												121												
Ventilador										162	162	162	162	162					162	162	162			
Electrobomba 1/4												269	269											
Consumo	**67**	**67**	**67**	**67**	**155**	**155**	**188**	**282**	**67**	**323**	**229**	**1036**	**606**	**229**	**67**	**67**	**161**	**343**	**519**	**546**	**391**	**67**	**67**	**67**



Figura 4 Gráfica de perfil horario de consumo futuro de un usuario residencial

Cuadro de demanda máxima diversificada tomada como referencia para microrredes y redes IPSE

Cantidad Usuario	Potencia Individual (kVA)	Potencia Acumulada (kVA)	Potencia Alimentador (kVA)	Porcentaje de Carga Alimentador	Factor de Diversificación P.U. (P_{Tot}/#Usr)
1	0,8	0,8	3	27%	1,00
2	0,7	1,4	3	47%	0,57

Cantidad Usuario	Potencia Individual (kVA)	Potencia Acumulada (kVA)	Potencia Alimentador (kVA)	Porcentaje de Carga Alimentador	Factor de Diversificación P.U. (P_{Tot}/#Usr)
3	0,6	1,8	3	60%	0,44
4	0,6	2,4	3	80%	0,33
5	0,6	3	3	100%	0,27
6	0,55	3,3	5	60%	0,24
7	0,55	3,85	5	77%	0,21
8	0,55	4,4	5	88%	0,18
9	0,5	4,5	5	90%	0,18
10	0,5	5	5	100%	0,16
11	0,5	5,5	10	55%	0,15
12	0,5	6	10	60%	0,13
13	0,5	6,5	10	65%	0,12
14	0,5	7	10	70%	0,11
15	0,5	7,5	10	75%	0,11
16	0,5	8	10	80%	0,10
17	0,5	8,5	10	85%	0,09
18	0,5	9	10	90%	0,09
19	0,5	9,5	10	95%	0,08
20	0,5	10	10	100%	0,08
21	0,5	10,5	15	70%	0,08
22	0,5	11	15	73%	0,07
23	0,5	11,5	15	77%	0,07
24	0,5	12	15	80%	0,07
25	0,5	12,5	15	83%	0,06
26	0,5	13	15	87%	0,06
27	0,5	13,5	15	90%	0,06
28	0,5	14	15	93%	0,06
29	0,5	14,5	15	97%	0,06
30	0,5	15	15	100%	0,05
31	0,5	15,5	20	78%	0,05
32	0,5	16	20	80%	0,05
33	0,5	16,5	20	83%	0,05
34	0,5	17	20	85%	0,05
35	0,5	17,5	20	88%	0,05
36	0,5	18	20	90%	0,04
37	0,5	18,5	20	93%	0,04
38	0,5	19	20	95%	0,04
39	0,5	19,5	20	98%	0,04
40	0,5	20	20	100%	0,04

Con base en esta tabla se dimensionan las capacidades de las fuentes del alimentador, las redes de distribución, las subestaciones, las protecciones y demás componentes de la instalación eléctrica de red pública: esta demanda máxima (Dmax) debe ser ajustada para los casos en que usuarios de tipo institucional hagan parte de la carga a abastecer, y para tal dimensionamiento se aplicará la normatividad citada que le aplique, debidamente argumentada y justificada.

4.3.2 Clasificación y cualificación del servicio

Teniendo en cuenta la localización del proyecto y de acuerdo a lo establecido en la sección 220 de la NTC-2050-1998 y/o por el departamento de proyectos del OR incumbente o equivalente, se maneja un factor de diversidad que depende del uso, el estrato socioeconómico (cuando aplica) y la naturaleza de los equipos a alimentar. La aplicación de los factores de diversificación citados de la norma NTC-2050-1998 y/o del OR se pueden evidenciar en los cálculos y en los planos que hacen parte integral de este proyecto.

En los cuadros de cargas en la hoja de cálculo de Excel presentada como anexo en la carpeta del proyecto se encuentran debidamente justificados los valores descritos. Del mismo modo, la calidad de la prestación del servicio esta descrita en las condiciones del dimensionamiento de la fuente, las redes públicas y de las restricciones inmersas en la optimización de los recursos para su implementación, operación y mantenimiento (AOM, CAPEX y OPEX), es de acotar que mientras dure la operación del sistema y tanto el prestador del servicio, como los usuarios se ciñan a la receta de operación, mantenimiento e inversiones de reposición de los componentes de la microrred establecidas en el diseño y en el manual de O&M entregado por el implementador y el propietario de los activos, existe un gran nivel de certeza de la prestación de un servicio con calidades muy cercanas al ideal.

Hay que aclarar que para el Sistema contra incendios –SCI- cuando se haya proyectado, va a funcionar solo en caso de emergencia, durante un tiempo calculado de 15 minutos y, durante las pruebas de funcionamiento o mantenimiento programadas, por lo cual se indica la restricción de simultaneidad, en el caso cuando sea de dique seco en la demanda no se destinará ninguna energía de la red eléctrica para su uso, lo cual muestra la naturaleza de la demanda máxima calculada dado que la carga del respectivo TDM corresponde a alumbrado y servicios comunes institucionales.

4.3.3 Factor de potencia

Como la tendencia es a tener equipos con factor de potencia compensado, el diseño se realiza con la premisa que el factor de potencia resultante en la operación de los equipos conectados es mayor o igual al 0,9; cuando es un requisito utilizar un estimado se usa el 0,90, salvo que se exprese otra cosa o condición en los cuadros de cálculos.

En el caso de cargas altamente Inductivas y cuando su efecto en la operación sea prominente y afecte la capacidad de funcionamiento de la red del usuario o del OR más allá del límite establecido por la normatividad vigente se deben realizar los correctivos necesarios para cumplir lo estipulado en la regulación so pena de las sanciones que la legislación contempla para estos casos. En el caso de los rectificadores, se deberán proveer de filtros para que se corrija el factor de potencia al límite establecido de 0,90.

Para el caso de motores y de equipos especiales recurrimos a la información facilitada por el proveedor, los fabricantes o por las normas, caso NTC2050-1998 capítulos 4 al 7.

4.3.4 Presencia y efecto de los armónicos

En las instalaciones residenciales y oficiales del tipo o naturaleza como la que es objeto de este diseño, aun no existe un estudio que nos guíe en la magnitud de la presencia esperada de Armónicas en las redes de servicio eléctrico y de los efectos a tener en cuenta en el dimensionamiento de las citadas instalaciones. El regulador debe establecer quien debe asumir los costos y suministrar los recursos para obtener esta información, sin embargo, se espera que haya un nivel de armónicos presente, debido al equipo electrónico de computación, electrodomésticos y de otro tipo que se instale en los diferentes recintos, pero ese nivel de armónicos se espera no supere los estándares instituidos en la normativa vigente en el país, la cual instituye como referente la IEEE519.

En el caso de los rectificadores, y cuando se instalen equipos cuyo nivel de armónicos supere los límites establecidos en la IEEE519 medidos con la metodología de la IEEE1459, se deberán implementar los correctivos necesarios para corregir los efectos negativos que esta situación provoca.

Se sabe que el alumbrado fluorescente, LED y otros equipamientos de alumbrado producen armónicas en corriente, pero su efecto no suele ser significativo en la onda de tensión; los problemas que puedan derivarse de cada condición deben ser estudiados en cada caso y dependiendo de la relevancia implementar una medida o medidas de mitigación o control. Pero como ya se informó se carece de información relevante en contexto que nos permita tomar acciones de control en esta etapa del diseño, por lo que se espera que los efectos detectados durante la operación así mismo se mitiguen durante la operación.

Como es natural las fuentes tipo SGSFV generan la señal de tensión y de corriente por medio de electrónica de potencia y por lo tanto pueden contener en su conformación algunas componentes armónicas.

En desarrollo de los indicadores establecidos en este aparte de la guía de diseño, tenemos los siguientes criterios y directrices del diseño:

Altura sobre el nivel del mar: menor a 1.000m.

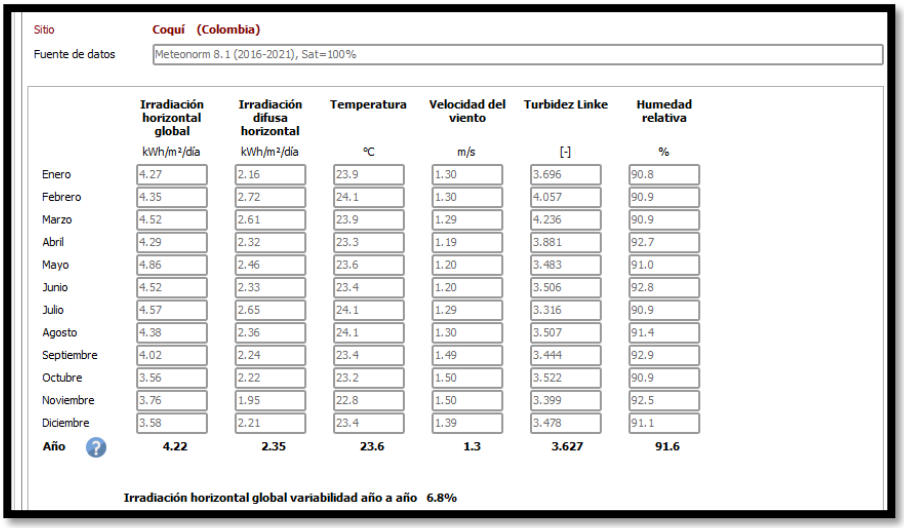
Temperatura ambiente promedio: 27°C

4.4 Dimensionamiento de la generación (Fotovoltaica)

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: Meteonorm 8.1.

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 Nuquí, tal como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 9 Comparación de resultados radiación con diferentes bases de datos en un año



Sitio: Coquí (Colombia)

Fuente de datos: Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100%

	Irradiación horizontal global kWh/m²/día	Irradiación difusa horizontal kWh/m²/día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	4.27	2.16	23.9	1.30	3.696	90.8
Febrero	4.35	2.72	24.1	1.30	4.057	90.9
Marzo	4.52	2.61	23.9	1.29	4.236	90.9
Abril	4.29	2.32	23.3	1.19	3.881	92.7
Mayo	4.86	2.46	23.6	1.20	3.483	91.0
Junio	4.52	2.33	23.4	1.20	3.506	92.8
Julio	4.57	2.65	24.1	1.29	3.316	90.9
Agosto	4.38	2.36	24.1	1.30	3.507	91.4
Septiembre	4.02	2.24	23.4	1.49	3.444	92.9
Octubre	3.56	2.22	23.2	1.50	3.522	90.9
Noviembre	3.76	1.95	22.8	1.50	3.399	92.5
Diciembre	3.58	2.21	23.4	1.39	3.478	91.1
Año	**4.22**	**2.35**	**23.6**	**1.3**	**3.627**	**91.6**

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 6.8%

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 4,22. tal como se observa en la tabla de resumen a continuación.

Tabla 10 Resumen meteorológico promedio para el municipio

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	PVGIS	MES CRITICO	MES CRITICO PROM
Choco	Nuquí, Guachalito y Nuquí	3,56	Oct	4,06

Teniendo en cuenta lo anterior, para el diseño de la solución, tenida la curva de demanda promedio horaria y la curva de demanda máxima en potencia por número de usuarios se procede a elaborar el modelo de desempeño de los diferentes componentes de la central de generación.

Como ya existen preseleccionados en otros diseños similares, en el IPSE, que han precedido este, una serie de equipos, que es bueno considerar, teniendo en cuenta que para ello se han utilizado criterios de disponibilidad, de alternativas, y de tener un alto grado de robustez por su uso histórico y frecuente, entre ellos tenemos:

- Panel Solar: Se selecciona el panel de 670Wp, STC, TIER I, monocristalino de 144 celdas o más, preferiblemente con control de sombras, que se encuentra en el rango de mejor oferta económica en el mercado en este momento.

- Inversor de red: en el menú de alternativa del inversor de red encontramos opciones desde 36KW a 480V.

- Baterías de LiFePO4: Las baterías de Fosfato de Hierro Litio con alta confiabilidad y seguridad en su operación, existen en diferentes capacidades de almacenamiento, para este caso se contemplaron las que se consideran de mejores prestaciones, 280 Ah a 51.2 Vdc, el considerar alternativas de menor corriente significa mayores costos en este elemento.

- El inversor/cargador: se selecciona para trabajar con la consigna de un Inversor de 100 KW a 480 V.

Nota:

El proyecto esta diseñado para 23 usuarios y 2 proyectos de productivos donde cada uno tienen máximo un motor de 10Hp.

Los proyectos productivos solo deben usar motor de alta eficiencia incluyendo accesorios para optimizar su arranque.

Los dos motores No deben arrancar al mismo tiempo debido a la capacidad del transformador que no esta diseñado para las corrientes dinámicas.

Los dos motores máximos deben ser de 10hp.

Tabla 10. Resumen de cantidades de equipos fotovoltaicos.

Tabla de equipo seleccionado		
ítem	Potencia	Cantidad
Panel fotovoltaico	670Wp	160
Inversor de red	36kW	2
Rack de batería	280Ah – 768Vdc	1
Inversor/cargador	100kW	1

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.

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, lo cual tiene una relación directa entre el número de ciclos de carga/descarga y sobre

todo de la profundidad de la descarga en cada ciclo repetitivo en armonía con el mantenimiento oportuno.

- 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.

En este contexto, un comparativo en términos de ventajas y desventajas entre los tipos de baterías más comunes y populares para almacenamiento de energía de generación con fuentes alternativas debe tener en cuenta que las baterías de plomo son las más comunes y antiguas, mientras que las baterías de litio son las más nuevas y, por lo general, más costosas. Las ventajas y desventajas de cada tipo de batería para almacenamiento de energía de generación con fuentes alternativas son:

Tabla 16 Comparativa entre los dos tipos de baterías más comunes en el mercado para almacenamiento de energía de fuentes no convencionales de energía, debido a la intermitencia en la disponibilidad del recurso.

TECNOLOGÍA INDICADOR	BATERÍAS DE PLOMO	BATERÍAS DE LITIO
VENTAJAS:	• Relativamente más económicas que las baterías de litio. • Disponibles en una amplia variedad de tamaños, lo que las hace flexibles para muchas aplicaciones. • Probadas y comprobadas en aplicaciones antiguas de almacenamiento de energía. • La tecnología de las baterías de plomo es conocida y comprensible para la mayoría de los técnicos de equipos eléctricos.	• Los tiempos de carga son más cortos en comparación con las baterías de plomo. • La densidad de energía es mucho mayor en comparación con las baterías de plomo, lo que significa que pueden almacenar más energía en un espacio más pequeño. • Las baterías de litio son más livianas que las de plomo, lo que las hace ideales para aplicaciones portátiles y móviles. • Necesitan poco mantenimiento.
DESVENTAJAS:	• Las baterías de plomo son más pesadas y grandes que las de litio. • La capacidad de descarga (cantidad de energía que pueden entregar antes de requerir recarga) es menor que la de las baterías de litio. • Mayor mantenimiento requerido en comparación con las baterías de litio. • El plomo es una sustancia tóxica, lo que significa que las baterías de plomo deben ser eliminadas adecuadamente al final de su vida útil.	• Las baterías de litio pueden ser significativamente más caras que las de plomo. • La tecnología de las baterías de litio es relativamente nueva y compleja, lo que significa que se requieren técnicos especializados para su mantenimiento y reparación. • Las baterías de litio pueden sobrecalentarse y explotar en ciertas situaciones, lo que se conoce como una reacción térmica violenta (VTR).

En resumen, las baterías de plomo son una buena opción para aplicaciones de almacenamiento de energía más básicas y menos exigentes en términos de densidad de energía, mientras que las baterías de litio son ideales para aplicaciones más avanzadas y exigentes en términos de densidad de energía, pero necesitan especial atención durante el uso y cuidado para evitar la riesgosa VTR.

Así las cosas, la selección óptima para este tipo de soluciones, SGSFV, 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 ventajas considerables.

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, sobredescargas 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, sobredescarga o cortocircuito, los interruptores se abren para evitar que la batería se dañe. 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 asíla 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 selecciónde 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 trasformador, 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 hacer 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/Isolated), y que pueda ser modular o no para convertirse en una fuente e integrarse a una Microrred.

Para los demás componentes se realiza la verificación en los numerales correspondientes de esta memoria.

Luego del proceso de dimensionamiento se obtiene el diagrama unifilar de cada una de las soluciones que se han tipificado en el rango de potencia y número de usuarios.

ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

El procedimiento de coordinación de aislamiento es aquel con el cual se obtiene la determinación de las resistencias dieléctricas de los equipos con relación a los esfuerzos de tensión, corriente y/o energía (dV/dt, di/dt), que se pueden presentar teniendo en cuenta las características de los elementos de protección y del ámbito de trabajo.

En una Instalación eléctrica estándar de Media y Baja tensión con niveles de tensión acordes con la NTC1340, en la cual el nivel de aislamiento de los conductores corresponde con los tipos de conductores disponibles en el mercado que normalmente es del tipo XLPE para MT y el THHN ó XLP para BT, los niveles de aislamiento determinados por los BIL asignados por los estándares comunes a estos elementos constructivos son suficientes en la totalidad de casos de instalaciones de uso domiciliario residencial u oficial institucional; sin embargo, caso aparte concurre con las fuentes de energías renovables que usan electrónica de potencia para su construcción.

Si bien, para la selección de los niveles de aislamiento de conductores, equipos y demás elementos de las redes canalizadas, subterráneas o con aislamiento dieléctrico artificial, el caso más complejo es aquel en donde se usa el aire como dieléctrico, caso para redes, subestaciones y demás instalaciones abiertas; es para este caso en donde se requiere establecer las distancias mínimas de acuerdo al nivel de tensión y de acuerdo a las condiciones ambientales y de operación específica, estas se deben establecer y asegurar acorde con lo establecido en el Artículo 13 del RETIE, del mismo modo dado que es especialmente crítico en el caso de las microrredes y en general redes aisladas alimentadas por SGSFV la estabilidad de los convertidores con electrónica de potencia es primordial que estén definidos y expresados los parámetros límite de operación confiable en bornes de salida de la fuente, tales como nivel de corriente de rayo y sobretensiones tolerables.

Para el caso de BT el aislamiento estándar es de 600V, pero también hay que aclarar que hay otros niveles de aislamiento permitidos para conductores y algunos de los interruptores de protección que es de 300V en caso de los de uso residencial o de otras aplicaciones específicas; para los interruptores industriales o de caja moldeada (Tipo MCCB NEMA) el nivel de aislamiento estándar es de 690V, aun cuando en el mercado se encuentran opciones desde los 480V para disposición de conexión en Y, por lo cual debe asegurarse el uso adecuado de cada equipamiento para el entorno . Es bien sabido que estos productos tienen que tener un aislamiento a tensión de impulso estándar de 4 kV razón de la percepción de la robustez a sobretensiones de este equipamiento de la instalación.

Sin embargo, a sabiendas que los equipos electrónicos, ya sean domésticos o comerciales, que se conectan a estas instalaciones eléctricas no tienen la misma robustez, debemos plantear que el valor pico de la sobretensión soportada es de 1,5 kV, y, para equipos de cómputo y similares de 0,8kV este aspecto es y debe ser tenido en cuenta en la evaluación y diseño de las protecciones contra rayos del tipo descargas eléctricas atmosféricas (DEAT), y sus efectos.

Dentro de este ignorado criterio, como ya se ha descrito, está la selección de los niveles de aislamiento de los componentes de cableado y aparatos de la instalación eléctrica, para aquellos casos que en los niveles de aislamiento seleccionado son sobre pasados por las sobretensiones y/o corrientes de rayo determinadas como riesgo en el ambiente de trabajo, es necesario introducir protecciones que mitiguen o desvíen esas causas de fallo del asilamiento eléctrico, estas protecciones se denominan Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS) y deben ser dimensionadas mediante modelamiento de las zonas de protección de conformidad con su ubicación en el ambiente de operación, que debe ser consecuente con la protección interna determinada del Análisis del SIPRA que se aborda más adelante en esta memoria.

Los criterios óptimos de selección de un Dispositivo de Protección contra sobretensiones (DPS) son:

a. 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.
b. Capacidad de corriente: El dispositivo debe tener una capacidad de corriente adecuada para manejar las corrientes transitorias que se pueden generar durante una sobretensión.
c. Tiempo de respuesta: El dispositivo debe tener un tiempo de respuesta rápido para eliminar la sobretensión antes de que dañe el equipo.
d. 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 fundamentados en los siguientes parámetros, 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 Up < Uw),
c. Poder de derivación (Capacidad de descarga en A): I imp, I max. o In (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 (Un, Uc y Ut)
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 en la normatividad colombiana no hay una norma técnica específica a aplicar, en el caso europeo esta IEC 62305-4 y para su fabricación la IEC 61643-1, también existen algunas recomendaciones de buenas prácticas como es para el caso de torres de comunicaciones en entornos rurales y diversos casos de aplicación.

ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA

Este parámetro es especialmente crítico en el caso de las microrredes y en general redes aisladas alimentadas por SGSFV, dado que las corrientes dinámicas y en general las variaciones bruscas de tipo dV/dt, di/dt pueden causar o bien disparo de las protecciones internas de los equipos (inversores, convertidores), o en su defecto fallos catastróficos en estos equipos, dependiendo de parámetros intrínsecos de los equipos, como de factores relacionales de dimensionamiento del equipamiento.

Así las cosas, es fundamental que estén definidos y expresados los parámetros límite de operación confiable en bornes de salida de la fuente, tales como corrientes de falla, energía y tiempos de falla tolerables, y, así mismo, los criterios críticos de selección de protecciones de la carga a conectar, y con ello se determinan las restricciones y dimensionamientos correspondientes tanto de los alimentadores como de las protecciones en cada uno de los puntos de conexión aguas abajo.

Para el caso de los dimensionamientos correspondientes, conexión de usuarios individuales o de ampliaciones futuras, con base en la certificación de disponibilidad de infraestructura para la conexión del servicio al usuario, el OR debe facilitar la información correspondiente a las corrientes de falla del circuito en el PCC, en MT, pero como el alimentador de la construcción es en Baja Tensión (B.T.), se ha procedido a calcular los parámetros que permitan calcular tanto la composición del SPT, como los aspectos concernientes de las protecciones en el Punto de Conexión Común (PCM), en el caso de la instalación de B.T. la corriente de cortocircuito calculada corresponde, como es este caso, a la corriente de cortocircuito máxima en bornes del transformador, en límite antes de que produzca su destrucción o la de la fuente que lo alimenta, y de ahí sigue la del barraje de distribución en el lado en que esta la acometida general en el

equipo de Medida, esta corriente corresponde a la del límite de estabilidad constructiva del transformador, como ya se anunció, a la cual se le suma de la impedancia del conductor hasta el Equipo de medida en cada caso.

Con la corriente de falla en Punto de conexión en MT, disminuida por la introducción de la impedancia del cable del ramal proyectado, se calcula la corriente de falla en bornas del lado de MT en el transformador, con lo cual se verifica si la protección tipo fusible actúa en caso de esa falla en ese punto, y además se calcula la capacidad real del sistema de proveer la energía de cortocircuito en bornes del lado de Baja Tensión del transformador, y así poder proceder a dimensionar las curvas y capacidad nominal de las protecciones y determinar el poder de corte que deben poseer.

Para el secundario del transformador 3F en Y_N, la corriente simétrica, con Neutro sólidamente aterrizado:

$$I_n = I_L = I_f:$$

Entonces:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} * V_n}$$

Bajo esta consideración tenemos para la condición de falla simétrica para el transformador, bornes del secundario, equivalente fase-neutro:

$$I_{lf} = \frac{I_n}{Z_{cc}};$$

En donde:

- I_{lf}: Corriente límite de falla para el transformador en Amperios (I_{cc}).
- I_n: Corriente nominal en Amperios.
- Z_{cc}: Impedancia equivalente fase–neutro de cortocircuito del transformador en bornes del secundario (p.u.). (Z_{cc}=U%/100)

Para el Tramo (Pcc) en el Ramal de Baja Tensión Proyectado:

$$I_{cc_pcc} = \frac{I_{lf}}{Z_{cc} + Z_{cnd_Pcc}};$$

En donde, además:

- PCC: Punto de Conexión Común o inicio del segmento en una red BT
- I_{cc_Pcc}: Corriente límite de falla en el PCC en Amperios.
- Z_{cnd_Pcc}: Impedancia de cortocircuito del conductor, en el segmento desde el PCC.

Si: $Z_i = R_i + jX_i$

En condición de cortocircuito: $R_i \approx 0$

Luego para el cálculo de Cortocircuito:

$$I_{cc_pcc} \cong \frac{I_{lfT}}{Z_{ccT} + X_{cnd_Pcc}};$$

En donde: X_{cnd_Pcc} corresponde a la reactancia equivalente fase-neutro del tramo de conductor entre bornes del transformador y el nodo PCC.

Para un Nodo cualesquiera aguas abajo de los Bornes del Secundario del Transformador:

$$I_{cci} \cong \frac{I_{lfT}}{Z_{ccT} + X_{cnd_i}}$$

En donde, además:

I_{lfT} : Corriente calculada de falla en bornes del transformador en A.

I_{cci} : Corriente calculada de falla en el punto *i*.

Z_{ccT} : Impedancia de cortocircuito equivalente en bornes del transformador.

X_{cndi} : Reactancia equivalente del conductor en el tramo entre bornes del transformador y el nodo *i*.

La capacidad de corte del interruptor se calcula con la corriente máxima que se puede presentar en los primeros milisegundos del cortocircuito y cuyo valor está relacionado directamente con la relación R/X, cuya magnitud de máximo valor es la k de la tabla de referencia para Ik" para la asimétrica monofásica, según IEC60909, cuya valor tomado para un caso crítico típico de sistemas eléctricos en BT cuyo componente *no* es mayoritariamente motores de inducción, se halla un valor extremo que cubre a mayoría de casos y cuyo resultado es aproximadamente:

$I_{cca} = I_k * \sqrt{2} * I_{ccs}$ para una relación $\frac{R}{X}$ = 0,1, lo cual arroja un $I_k = 1{,}8$

Siendo:

I_{cca} : Corriente calculada de falla asimétrica en el nodo *i*., equivalente al I_p de la IEC60909

I_{ccs} : Corriente calculada de falla simétrica transitoria en el nodo *i.* (I_k")

I_k: Factor de simetría en función de la relación R/X en el nodo *i*, de acuerdo a la norma IEC60909.

Nota 1: en los casos en donde hay cargas altamente reactivas conectadas al nodo de cálculo (*i*) se deben sumar los aportes de esa carga reactiva al nodo en la condición de falla. Por ejemplo, para motores de inducción, dependiendo del tipo de rotor se suman ente 3 y 8 veces la corriente nominal del motor; de manera similar con condensadores de compensación reactiva, etc.

Nota 2: Cuando el caso es crítico, que se da bajo las condiciones de altas corrientes de cortocircuito, que exigen un poder de corte y rapidez en la operación del dispositivo de protección por las consecuencias que puede tener el que la corriente de falla se sostenga, o que las corrientes de cortocircuito sean tan bajas que su valor se parezca a corrientes de sobrecarga en donde el dispositivo de corte tenga que ser tan selectivo para que detecte la naturaleza de la falla, se procederá a dejar constancia de la dificultad de esa condición y la obligación de seguir fielmente las instrucciones del diseñador.

- Análisis y cálculos

Objetivamente según el Diagrama Unifilar, hay dos fuentes de energía de Cortocircuito y por tanto dos condiciones de falla, que pueden ser simultaneas, con un limitante hacia la carga que

puede ser simultaneas, por ello hay que tener especial cuidado de la corriente de falla de las baterías en el Barraje de DC.

- En DC:

La ficha técnica de las baterías de referencia indica la capacidad de suministrar 14 veces su corriente nominal bajo condiciones de carga plena en cortocircuito a la salida, eso indica que cada grupo de 4 Baterías podría suministrar 6.800 A, y en el caso más complicado de 12 Baterías de 20.400 A, por ello se han seleccionado protecciones por grupos de baterías.

- En AC

En la Salida del Inversor indica que la Potencia Máxima para cada uno de 9.000 W, que traducido en corriente son: 75 A a 120 Vac entre el Inversor y el Transformador y 37,5 A a 240 Vac en Bornas de salida del Transformador, por supuesto esto se verá disminuido por la impedancia interna del transformador.

ANÁLISIS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Este análisis se realiza siguiendo el procedimiento establecido en la norma NTC4552-2-2008, y se utilizan los criterios establecidos en la serie NTC4552-1-2-3-2008, y del mismo modo las recomendaciones de la IEC62305-4; cuando se requiere protección externa se sigue el procedimiento establecido en la NTC4552-2004, todo lo concerniente a este Análisis se presenta como un documento anexo en donde se realiza la evaluación de manera completa y metódica, incluidos resultados.

Cuando se desea implementar un sistema de protección contra rayos, es necesario evaluar el riesgo al que está expuesta la estructura y su contenido, o el riesgo asociado a las acometidas de servicios y todo aquello que se encuentre conectado al servicio. El riesgo se define como el "***promedio anual probable de pérdidas***".

7.1 Análisis de riesgo debido a rayos

Consiste en la valoración del riesgo frente a impactos directos e indirectos de rayo en el edificio o edificios, el cual se consigue siguiendo la metodología de la norma internacional IEC 62305-2 y/o la norma colombiana NTC 4552-2 que prevé el riesgo de daños para los seres vivos dentro y fuera del edificio, el riesgo de incendio, las pérdidas económicas que pueden presentarse, el daño a la comunidad, el daño al medio ambiente, el impacto que un posible desastre puede tener en las autoridades encargadas de enfrentarlo. Se presenta mediante un documento firmado por un ingeniero que acredita buenas prácticas en ese arte y sustentado por su matrícula profesional.

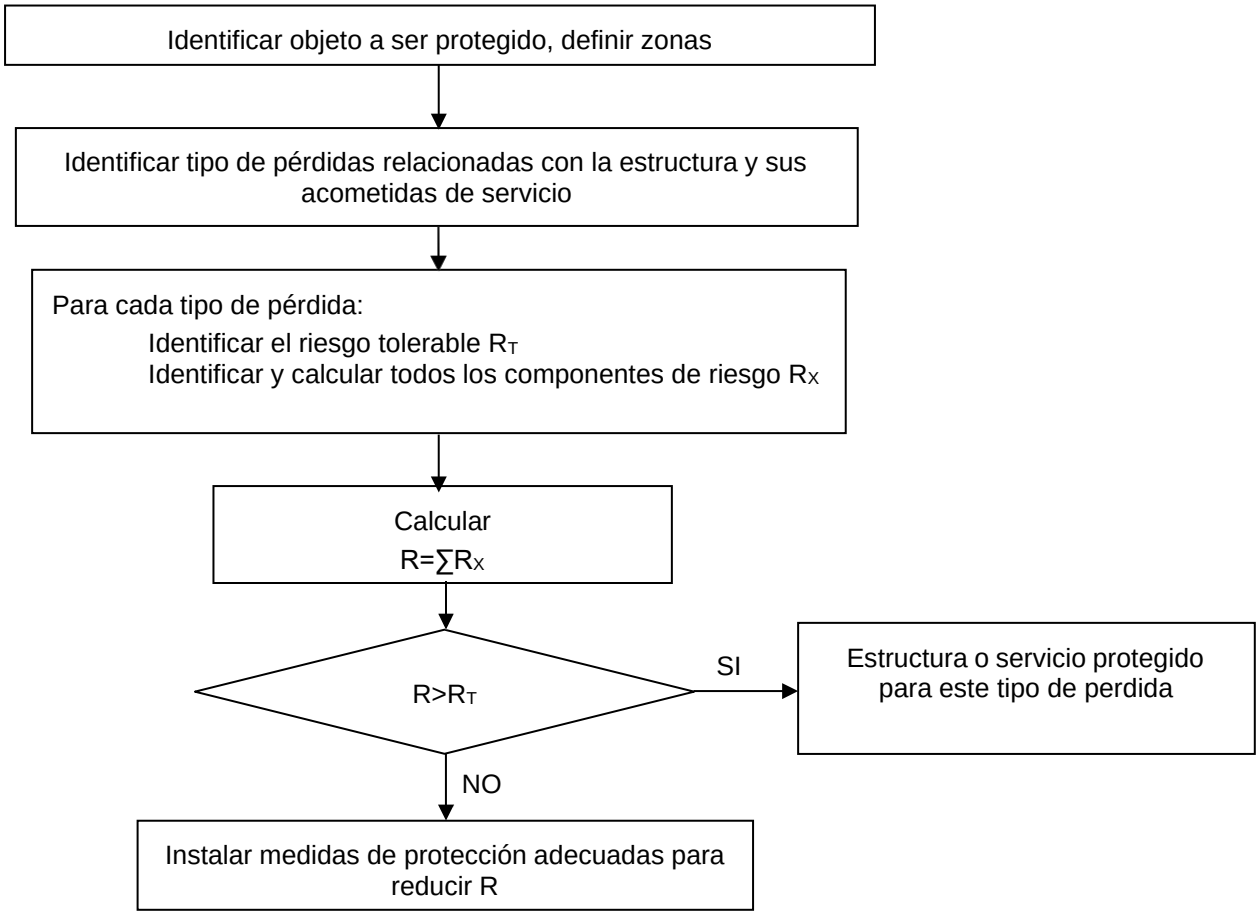


Figura 8 Procedimiento para calcular Valor del Riesgo - Fuente: NTC4552-1-2008.

El procedimiento para seguir es el descrito en la Figura 8 que corresponde a la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la NTC 4552-2: "**Procedimiento para la decisión de necesidad de protección"**

7.2 Clases de protecciones a implementar

Las características de este sistema de protecciones deberán estar de acuerdo con la Norma Internacional IEC 62305 - 3 y la Norma Colombiana NTC 4552 – 3 para la protección y reducción de lesiones en seres vivos y daños físicos en la estructura.

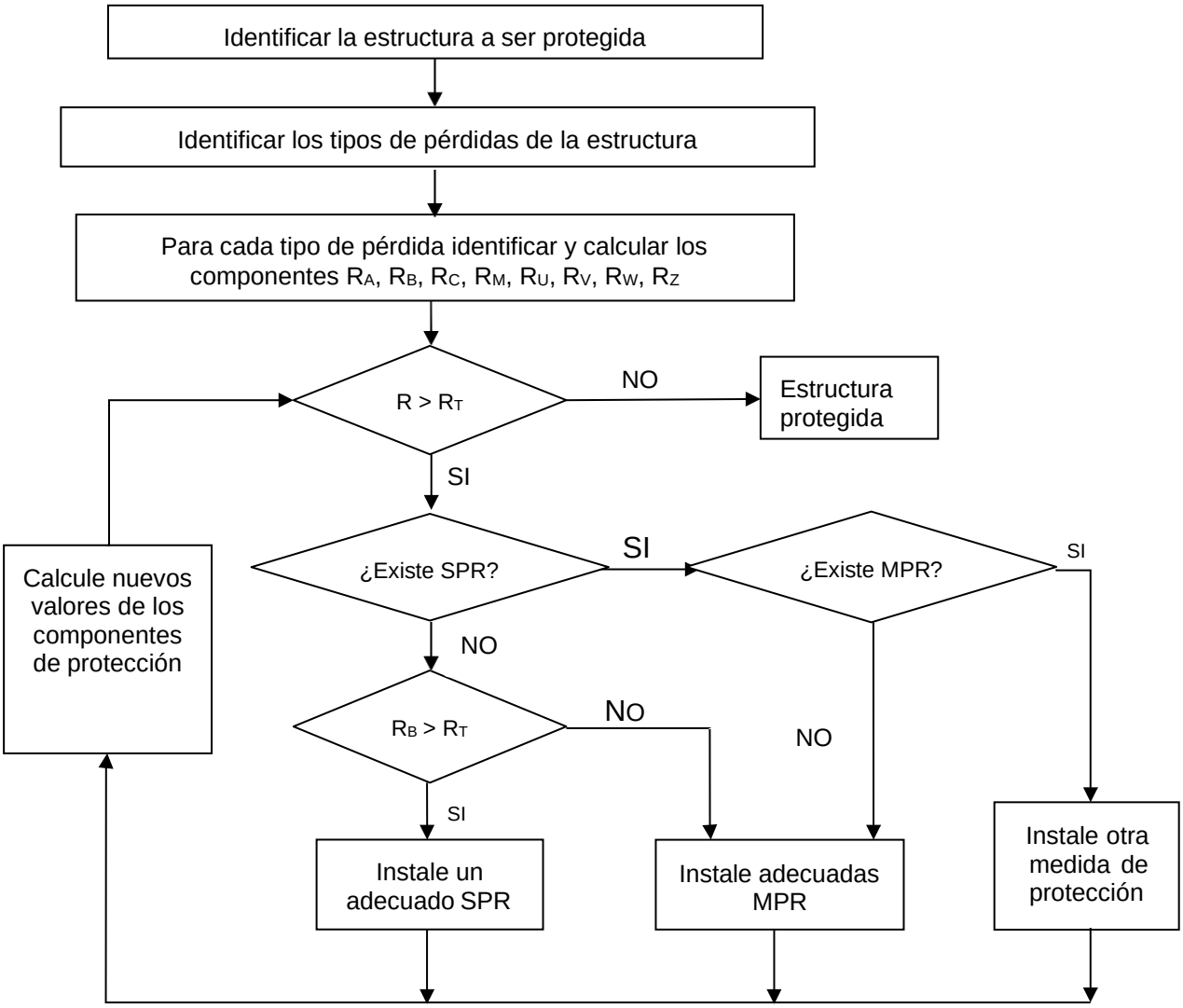


Figura 9 Selección soluciones a Riesgo Existente - Fuente: NTC4552-1-2008

En cuanto al procedimiento para decidir el tipo de protección a implementar se desarrolla siguiendo la estrategia esbozada en la Figura 4 de la NTC 4552-2: "**Procedimiento para la selección de medidas de protección en la estructura",** que se visualiza en la Figura 9.

7.3 Protección interna

La protección interna consiste en un esquema adecuado de conexiones de las instalaciones internas y/o dispositivos de protección contra rayos y sobretensiones. Estos dispositivos evitarán la destrucción de electrodomésticos o equipos electrónicos sensibles y evitarán el riesgo de daños a seres vivos. El proyecto bien sea edificación, microrred o equivalente deberá contar con los certificados conformidad con el RETIE y del mismo modo cuando así este legislado un certificado de calidad y homologación RETIE para cada referencia de producto instalado, los cuales podrán ser verificados por las autoridades competentes. La protección interna se requiere en coexistencia con la protección externa, o puede requerirse solamente

protección interna en diversos niveles y configuraciones de la misma, en virtud del nivel de riesgo evaluado como probable por el especialista.

7.4 Protección externa

Cuando se requiere, consiste en la implementación de una malla Faraday en la azotea y partes altas de la edificación, esta malla interceptora de rayos garantiza que los rayos que impacten en la edificación o cerca de ella no produzcan chispas peligrosas que pueden ocasionar incendios, daños estructurales y poner en peligro a los seres vivos. Este sistema se conecta con el sistema de puesta a tierra de protección contra rayos por medio de conductores bajantes instalados en la parte externa de la edificación, o en una configuración que involucre y armonice la componente metálica estructural de la edificación, esta configuración que se exhibe con mayor precisión en la Norma Internacional IEC 62305 – 4, se requiere para evitar los efectos del campo electromagnético del rayo (IER) sobre el equipamiento alojado en su interior, y bajo el mismo principio se prefija para redes externas, aquí es donde el apantallamiento para compatibilidad electromagnética se vincula como un requerimiento general. De acuerdo al nivel de riesgo existente la edificación puede requerir protección externa debido al riesgo de impacto directo o cercano del rayo, depende también de que los servicios entrantes sean aéreos o subterráneos, tales como líneas de distribución de energía eléctrica, televisión por cable, teléfono, etc.

- **Normas nacionales e internacionales a aplicar:**

Para calcular el **RIESGO DEBIDO A DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS** en ESTRUCTURAS o en ACOMETIDAS DE SERVICIOS, la metodología de cálculo aquí desarrollada se basa en la norma nacional NTC 4552-2 (2008) Protección contra Rayos - Parte 2: Evaluación de riesgo por rayos, y/o la norma internacional IEC 62305 parte 2, y en general todas las partes que conforman la serie NTC 4552-2008 Protección contra Rayos que en su conjunto están armonizadas con la serie de normas IEC 62305-1-2-3-4-5 de 2008. Los resultados aquí obtenidos no precisan el diseño del sistema de protección a instalar como tal, estos resultados lo que determinan son las condiciones del diseño del sistema de protección a instalar; dicho diseño debe hacerse por parte de personal competente y acorde con la normatividad nacional e internacional pertinente y ya citada, específicamente la Norma Internacional IEC 62305-3 actualizada y/o la Norma Colombiana NTC 4552 – 3 en lo referente a la protección y reducción de lesiones en seres vivos y daños físicos en la estructura y/o Norma Internacional IEC 62305 - 4 y/o la Norma Colombiana NTC 4552 – 4 para lo concerniente a la protección y reducción de fallas de sistemas eléctricos y electrónicos internos en estructuras.

Procedimiento implementado para evaluación del riesgo mediante aplicación de las normas NTC4552 y/o IEC62305.

El procedimiento a continuación descrito se desarrolla para evaluar el riesgo presente en estructuras y en servicios cuando existen probabilidades de impactos de rayo en o cerca de la estructura o de las acometidas de servicios conectados a la estructura. (Para mayor información refiérase a la NTC 4552-2 y/o IEC62305-2).

Para desarrollar la evaluación de riesgo se realizan los siguientes pasos:

1. Seleccionar el objeto a proteger:
    - Estructura
    - Acometida de Servicio
2. Seleccionar el tipo de riesgo a evaluar:
    - Riesgo de lesiones a seres vivos R1
    - Riesgo de pérdida del servicio público R2 y R'2
    - Riesgo de pérdida de valor cultural R3
    - Riesgo de pérdidas económicas R4 y R'4
3. Ingresar los datos de entrada:
    - Características de la estructura
    - Características de la ubicación geográfica
    - Otros.
4. Evaluar los datos aplicando las fórmulas de la norma con lo cual se obtendrán los valores respectivos y las componentes de riesgo respectivos.

Al finalizar, si los valores de riesgo obtenidos son mayores que el riesgo tolerable definido por norma, se indicaran algunas recomendaciones a seguir para disminuir las componentes de riesgo. Como el procedimiento y sus resultados indican el Nivel de Protección contra Riesgos (NPR) a implementar, mas no el diseño que debe realizarse; el paso a seguir es efectuar el diseño del Sistema Integral de Protección contra Rayos SIPRA de acuerdo con los resultados obtenidos de la evaluación del nivel de riesgo que determinan el tipo de protecciones, y el NPR a implementar de acuerdo con las medidas recomendadas para mitigar el riesgo.

Tabla 18 Tabla E.3. Tensión al impulso que deben soportar los equipos - Fuente: NTC4552-1-2008

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

Definiciones Básicas:

Ra: Riesgo tensiones de paso y contacto 3m fuera de la estructura

Rb: Daño físico por incendio dentro de la estructura

Rc: Falla de los sistemas internos por (Impulso Electromagnético del Rayo) IER

Rm: Falla de los sistemas por IER (por impacto cercano)

Ru: Riesgo tensiones de paso y contacto dentro de la estructura por sobretensiones en las líneas

Rv: Daño físico por incendio por I conducidas por las acometidas

Rw: Falla de los sistemas por sobretensiones

Rz: Sobretensiones inducidas en las acometidas (impacto cercano)

- **Evaluación del nivel de riesgo debido a rayos del proyecto en general**

- Riesgos a evaluar para el proyecto y sus estructuras

Tabla 19 Riesgos a Evaluar - Fuente: NTC4552-1-2008

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	ABRV.	SELECCIÓN
1	Riesgo de lesiones o muerte de seres vivos	R1	SI
2	Riesgo de pérdida del servicio público	R2	SI
3	Riesgo de pérdida de valor cultural	R3	N/A
4	Riesgo de pérdidas Económicas	R4	SI

- Datos del entorno y del proyecto para evaluación

Estos datos se introdujeron en el Software de la IEC: IEC “Risk Assessment Calculator”, y se obtuvo como resultado niveles de riesgo tolerables de acuerdo con los estándares IEC62305 y a las curvas de nivel isoceráunico para el caso de Colombia tomadas de la NTC4552-1-2-3-2008.

En las páginas de los correspondientes anexos se encontrarán, lo correspondiente a los valores de riesgo obtenido y a las probabilidades de impacto con las cuales se calcula el daño probable a esperar y consecuentemente las medidas a implementar para llevar el nivel de riesgo aun nivel aceptable o tolerable.

- Indicadores de resultados de la evaluación de probabilidad de impacto

Estos datos hacen parte de los resultados de los cálculos con base en los datos de entrada que se le suministren al software o la respectiva hoja de cálculo.

Tabla 20 Cálculo de riesgo asociado a número de eventos - Fuente: NTC4552-1-2008

Número de Eventos Peligrosos:			
DESCRIPCIÓN	ABREVIATURA	VALOR	UNIDAD
Impacto en la estructura	Nd	Calculado	Rayos/año
Impactos cercanos a la estructura	Nm	Calculado	Rayos/año
Impactos directos en las acometidas (Compartidas + propias (Aéreas y Subterráneas))	NL	Calculado	Rayos/año
Impactos cercanos a la acometida de servicio (Aéreas y Subterráneas)	Ni	Calculado	Rayos/año

Estos valores calculados se encuentran en las tablas de los anexos de cálculo correspondientes.

- Resultados de la evaluación componentes de los riesgos

Los valores de Riesgo obtenidos comparados con los riesgos tolerables son:

- El nivel de riesgo que arroja el resultado de la evaluación que, si es mayor que el riesgo tolerable exige la implementación de medidas, que para el caso de protecciones internas involucran El sistema de puesta a tierra y el sistema de limitación de sobretensiones vía DPS. A continuación, se describen, en notas explicativas, los aspectos relevantes del resultado de la Evaluación y de las medidas típicas a implementar.

Nota Explicativa 1:

Los valores de riesgo tolerados y los tolerables están en múltiplos de 10^{-3} y/o 10^{-5} de acuerdo con la tabla 7 de la NTC4552-2 (2008)

Nota Explicativa 2:

Sistema de Puesta a Tierra y equipotenciación de conexiones del SPT:

Consiste en implementar un SPT de R<10Ω cuando existe apantallamiento externo, y/o, cuando existe solo protecciones internas, de la mínima Resistencia exigida por el RETIE para la respectiva instalación eléctrica, también se debe tener en cuenta la resistividad del terreno y la disposición de las bajantes como lo indica la NTC4552-1-2-3-2008

Para protecciones internas: consiste en implementar e instalar DPS y conductores de tierra en armonía con la sección 250 de la NTC2050-1998, y/o el NEC2008, con conexiones equipotenciales de acuerdo con el artículo 15 del RETIE; por ejemplo: barrajes equipotenciales por nivel y/o por sector de acuerdo con la sectorización de la Red Eléctrica.

Para apantallamiento (protección) externo: consiste en instalar la respectiva malla externa y equipotenciar las bajantes con la estructura metálica del edificio mínimo piso de por medio y del mismo modo con las barras equipotenciales de la protección interna, en este caso debe existir protección interna consecuente mínimo con el Nivel II

Nota Explicativa 3:

Instalación de DPSs Coordinados, de acuerdo con los datos del cálculo de evaluación obtenido, consiste en la instalación de:

Nivel IV: DPSs en el nivel de M. T. en la subterranización y/o en la Subestación cuando existe, y eventualmente instalar DPSs Clase I+II en el TDG. (1 Zona), la capacidad de corriente de los DPS corresponde con una cobertura del 25% de la corriente pico máxima que probablemente se presente en el área evaluada. (50 kA)

Nivel III: DPSs en el nivel de M. T. en la subterranización y/o en la Subestación cuando existe, y del mismo modo instalar DPSs Clase I+II en el TDG, y eventualmente DPs Tipo II en Tableros parciales de distribución de circuitos en B. T. (2 Zonas), la capacidad de corriente de los DPS corresponde con una cobertura del 50% de la corriente pico máxima que probablemente se presente en el área evaluada. (100 kA)

Nivel II: DPSs en el nivel de M. T. en la subterranización y/o en la Subestación cuando existe, y del mismo modo instalar DPSs Clase I+II en el TDG, y DPs Tipo II en Subtableros Locales de

distribución de acometidas y eventualmente DPSs Clase II en Tableros parciales de distribución de circuitos en B. T., y eventualmente DPSs Clase III: en las salidas que alimentan a equipos especiales en B. T. (3 Zonas). , la capacidad de corriente de los DPS corresponde con una cobertura del 75% de la corriente pico máxima que probablemente se presente en el área evaluada. (150 kA)

Nivel I: DPSs en el nivel de M. T. en la subterranización y/o en la Subestación cuando existe, y del mismo modo instalar DPSs Clase I+II en el TDG, y DPs Clase II en Subtableros Locales de distribución de acometidas y DPSs Clase II en Tableros parciales de distribución de circuitos en los de B. T., y DPSs Clase III: en las salidas que alimentan a los equipos en B. T. (4 Zonas), , la capacidad de corriente de los DPS corresponde con una cobertura del 100% de la corriente pico máxima que probablemente se presente en el área evaluada. (250 kA).

Protección de los servicios: Significa realizar un esquema de protección similar, y de acuerdo a la respectiva evaluación por zonas, para los demás servicios, especialmente de comunicaciones, también se deben instalar TVSS en los niveles de tensión DC; específicamente cuanto mayor sea el nivel de protección requerido mayor número de zonas se deben delimitar; esta coordinación de Zonas debe ser al menos con el mismo número de zonas de protección que existan para la red de energía.

La corriente nominal de descarga es el valor cresta de la corriente de impulso para la que está diseñado el DPS sin que se supere el nivel de protección en tensión, esta corriente nominal de descarga debe ser mayor a lo establecido en la Tabla E.4.

Aclaración: Para Baja tensión en Instalaciones no expuestas a Impacto directo.

- Conclusión de la Evaluación del Proyecto Gral., Medidas a implementar

En documento(s) anexo(s) en el cual se muestran tanto el procedimiento aplicado como los resultados y las medidas de mitigación requeridas para lograr los niveles de riesgo tolerables, se describen los tipos y niveles de protección necesarios para con ellos proceder al diseño detallado correspondiente.

Cabe resaltar que debido a que la evaluación arroja un nivel bajo de riesgo, en el proyecto que se presenta no hay la necesidad de realizar una instalación de Sistema de Protección Contra Rayos (SIPRA), sin embargo, el sistema eléctrico contará con una protección de respaldo DPS clase II.

- Medidas de protección (SIPRA)

De acuerdo con lo que consta en la Tabla de descripción de parámetros de la instalación y los resultados de la Evaluación, se tiene:

Nivel IV: Se recomienda DPSs en el nivel de M. T. en la subterranización y/o en la Subestación cuando existe (Consecuente con la respectiva evaluación según estándares normativos), e instalar DPSs Clase I+II en el TGA (TDG). (Transición de Zona 0 a Zona 1), la capacidad de corriente de los DPS corresponde con una cobertura del 25% de la corriente pico máxima que probablemente se presente en el área evaluada. (50 kA); con un DPS con corriente nominal de 15 kA por polo para una forma de onda 10/350 µs, corriente total trifásica 45 kA, más el módulo NPE, de 15 kA, tendremos una protección muy buena en la Zona 0_B; más la capacidad de conducir corrientes de sobretensión del tipo forma de onda 8/20 µs.

Se recomienda protección de los servicios: Significa realizar un esquema de protección similar, y de acuerdo con la respectiva evaluación por zonas, para los demás servicios, especialmente de comunicaciones, también se deben instalar TVSS en los niveles de tensión DC (1 Zona Interna, Opcional), con DPS en cada una de las acometidas de servicios públicos cableados lograremos una buena cobertura.

En el anexo se considera también la evaluación de las transiciones de redes aéreas a subterráneas o inversas para tomar medidas de protección, pues, la conducción de sobretensiones inducidas o pro-impacto directo sobre redes aéreas, normalmente expuestas, son las que causan más eventos dañinos.

ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS

Los riesgos que se pueden prever son los más comunes, los cuales están descritos en el apartado 9.5, "**Tabla 9.5. Factores de riesgos eléctricos más comunes",** en la citada tabla del RETIE se muestran las causas más probables y frecuentes de esas fallas, y además los métodos de control o medidas de protección ante la probable aparición de estas.

- Riesgos más comunes

Los factores de riesgo de la **TABLA 9.3 Factores de riesgos eléctricos más comunes** del **RETIE-2024** se evalúan para la instalación intervenida con los criterios establecidos en la tabla 1.5.1.3 del RETIE-2024, esa evaluación corresponde con la importancia y consecuencias de los factores de riesgo, que se deben informar y controlar.

Tabla 22 Aplicación a manera de ejemplo de la Tabla 9.3 del RETIE

FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados.

RIESGO A EVALUAR:	**Electrocución o quemadura**	**por**	**Arcos Eléctricos**	**(al) o (en)**	**RED SECUNDARIA 214/123 V**
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**

POTENCIAL	**X**	**REAL**		**FRECUENCIA**				

						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
C O N S E C U E N C I A S	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	**5**	**MEDIO**	**ALTO**	**ALTO**	**ALTO**	**MUY ALTO**
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	**4**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**ALTO**
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	**3**	**BAJO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**ALTO**
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve E2	Efecto menor	Local E2	**2**	**BAJO**	**BAJO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	**Sin efecto E1**	Interna	**1**	**MUY BAJO**	**BAJO**	**BAJO**	**BAJO**	**MEDIO**

Evaluador:	Jairo Gámez	**MP:**	CN205-77552	**FECHA:**	25-11-2024

A cada riesgo se le debe aplicar TABLA 1.5.1.4.1.b del RETIE -2024 correspondiente a las decisiones y acciones para controlar el riesgo

Tabla 23 Tabla de relación nivel de riesgo / acciones a implementar

Origen: RETIE: TABLA 1.5.1.4.1.b Decisiones y acciones para controlar el riesgo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MUY ALTO	**Inadmisible para trabajar:** Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización mediante un Permiso Especial de Trabajo. (PES).
		Requiere permiso especial de trabajo.	
	ALTO	**Minimizarlo:** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
		Requiere permiso especial de trabajo.	
	MEDIO	**Aceptarlo:** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP).	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.
		Requiere permiso de trabajo.	
	BAJO	**Asumirlo:** Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP.	El líder de trabajo debe verificar:
			• ¿Qué puede salir mal o fallar?
		No requiere permiso especial de trabajo.	• ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?
			• ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	MUY BAJO	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades

El Control de riesgo en actividades de construcción y uso de instalaciones eléctricas consiste en realizar las medidas o actividades de control, seguridad y/o soporte establecidas en los análisis de trabajo seguro o en la aplicación de las tablas del RETIE-2024, usando los resultados para implementar las respectivas acciones en un ciclo de control y mejora mediante metodología de SGC (Sistema de Gestión de la Calidad) o ciclo virtuoso PHVA (Planear – Hacer – Verificar – Actuar).

Tabla 24 Resumen de evaluación de los factores de riesgo más comunes

ÍTEM	RIESGO A EVALUAR			CONSECUENCIAS				RESULTADOS			
1	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO (CAUSA)	FUENTE	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	Nivel	FRECUENCIA	POTENCIAL	REAL
2	Electrocución o quemadura	Arcos Eléctricos	RED SECUNDARIA 214/123 V	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción E1	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
3	Electrocución o quemadura	Contacto directo	RED SECUNDARIA 214/123 V	Incapacidad parcial permanente E4	Daños importantes Interrupción breve E2	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
4	Quemadura	Contacto Indirecto	RED SECUNDARIA 214/123 V	Incapacidad parcial permanente E4	Daños importantes Interrupción breve E2	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
5	Quemaduras	Cortocircuitos	RED SECUNDARIA 214/123 V	Incapacidad parcial permanente E4	Daños importantes Interrupción breve E2	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
6	Electrocución o quemadura	Rayos	Sistema de puesta a tierra	Una o mas muertes E5	Daños importantes Interrupción breve E2	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
7	Incendio	Sobrecarga	Conductores, equipos y/o red secundaria	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños importantes Interrupción breve E2	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
8	Electrocución	Tensión de Contacto	Conductores y equipos	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve E2	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
9	Electrocución	Tensión de Paso	Conductores y equipos	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve E2	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
10	Electrocución	Electricidad Estática	Ambiente o manipulación de equipos	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción E1	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	
11	Electrocución o quemadura	Equipo defectuoso	Ambiente o manipulación de equipos	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción E1	**Sin efecto E1**	Interna E1	**1**	**MUY BAJO E**	**X**	

- Distancia de aproximación para realización de trabajos seguros

Zona de proximidad: Espacio delimitado alrededor de la zona de peligro, desde la que el trabajador puede invadir accidentalmente esta última. Si no se interpone una barrera física que garantice la protección frente al riesgo eléctrico, la distancia desde el elemento en tensión al límite exterior de esta zona será la indicada en la siguiente tabla.

Tabla 25 Distancias límite de aproximación

Tabla 1. Distancias límite de las zonas de trabajo (Origen: Norma RA8-016.pdf – EPM)				
Voltaje (kV)	DPEL1 (cm.)	DPEL2 (cm.)	DPRX1 (cm.)	DPRX2 (cm.)
Menor o igual a 1	50	50	70	300
7,62	63	53	113	300
13,2	66	56	116	300
44	98	73	148	300
110	160	100	210	500
220	260	160	410	500

NOTAS:

- **DPEL1**=distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando exista riesgo de sobretensión por rayo.
- **DPEL2** = distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando no exista el riesgo de sobretensión por rayo.
- **DPRX1** =distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo.
- **DPRX2**=distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando no resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo.

*Las distancias para valores de tensión intermedios se calcularán por interpolación lineal.

- Metodología bajo SGC, SGSL o SGST

Si se usa una Metodología de control de riesgos ya sea con el Sistema de Gestión de la Calidad o con el Sistema de Gestión de Seguridad Laboral o en el Trabajo, se debe tener establecido un proceso de determinación y control de riesgos para lo cual en los anexos se adiciona un formato tipo para trabajo de campo, con el cual se describe el control de riesgos que se realiza para las actividades informadas y donde se describen las respectivas acciones tomadas y se acuerdan o autorizan los trabajos según sea el caso.

En estas memorias se establecen a manera de guía y ejemplo un formato o planilla en los anexos, y a la vez se presentan 2 opciones que se pueden usar de manera conjunta, según se el caso un listado mínimo de actividades en los anexos, a las cuales se les debe realizar el procedimiento ATS previo a la autorización de trabajo por parte del Profesional SISO o de quien haga las veces en el sistema de seguridad en el trabajo o laboral que posea la empresa constructora. Importante denotar que las ARL suministran formatos y capacitación en el manejo de los mismos para poder implementar un SG de estos, que ya son obligatorios a nivel organizacional.

Como esta es una instalación nueva recurrimos a las mejores prácticas de diseño y construcción de la instalación para asegurar su confiabilidad en seguridad durante la operación. Como medidas preventivas para evitar los riesgos descritos se implementarán medidas de

Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, distancias de seguridad, mantener una distancia de seguridad, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento, separación de circuitos, uso de muy baja tensión, , conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo, Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético, Puntas captadoras, bajantes, puestas a tierra, equipotenciación, apantallamientos, topología de cableados. Además de suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre; uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores; puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, y equipotenciar los SPT.

Es una obligación de cada usuario hacerle mantenimiento adecuado a sus equipos eléctricos para mantener la integridad eléctrica de los equipos e instalaciones incluida la envolvente (Canalización y/o tubería) y las conexiones de cada uno de los mismos; además de realizar la inspección periódica de los componentes de las instalaciones eléctricas con el fin de detectar, conexiones, cables, ductos, tableros, interruptores, o cualquier otro componente en deficiente estado que pueda conllevar un riesgo eléctrico adicional al que contienen estos componentes de la instalación eléctrica.

ANÁLISIS DE NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO

Las tensiones se definen en función del Estándar NTC1340, teniendo en cuenta que para las cargas sensibles cuya regulación de tensión que soportan debe ser menor al +/-10% ó +5%/-10% de los valores nominales que se enuncian, requieren de equipamiento tal como reguladores de tensión o Sistemas Electrónicos Ininterrumpidos de Potencia (UPS por sus siglas en Ingles) que suministren la tensión con los niveles requeridos. Estos equipos deben cumplir, mínimo con la curva ITIC-CBEMA, o en todo caso debe especificar los requerimientos en función de esta curva.

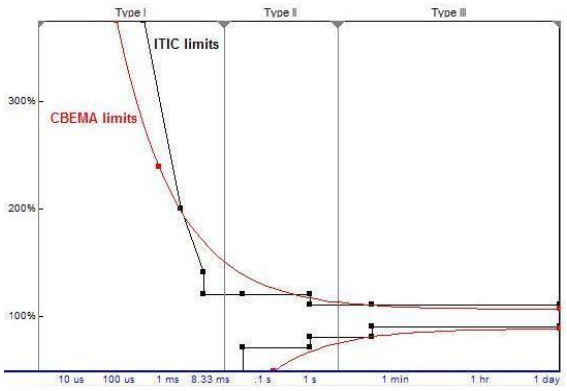


Figura 10 Curvas CBEMA e ITIC - Fuente: Tomado de: http://www.powerqualityworld.com/2011/04/itic-power-acceptability-curve.html

Para efectos de referencia se transcribe, en la Figura 10, la citada curva, que nos ilustra y sobre la cual se deben desarrollar las especificaciones que deben soportar los equipos a conectar en la red. En todo caso Priman los límites de la Curva ITIC de la Figura 11 sobre los de la vieja curva CBEMA.

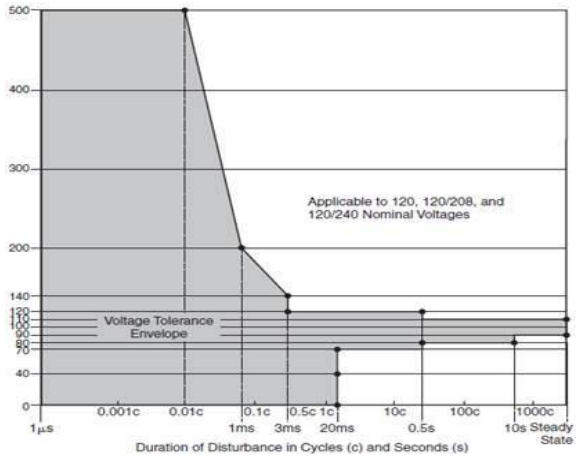


Figura 11 Curva ITI tomada de Dugan R. C., McGranaghan M. F., Santoso S., and Beaty H. W., ¨Electrical Power Systems Quality¨, 3rd ed. McGraw - Hill, 2012, ISBN: 9780071761550

Para lo concerniente a equipos con base en semiconductores están los documentos SEMI F42 y SEMI F47 que son un estándar de soportabilidad de transitorios de tensión para estos dispositivos y equipos.

- Tipo de servicio

Se establece la necesidad de servicios monofásicos, bifásicos y trifásicos a 208-120 V, 60 Hz, para uso tipo comercial y/o industrial, en algunos motores como el ascensor, y en general para alumbrado, tomas y cargas especiales. El ideal para equipos industriales suele ser 220/127V o 440/254V y tensiones industriales mayores, los cuales deben ser provistos en función de cuál es la carga mayoritaria en la instalación y las ventajas de eficiencia energética (económico-financiera) para cada caso.

- Tensiones de servicio

Tensión Nominal Secundaria en B.T. para las instalaciones de servicios residencial, alumbrado y equipos complementarios, sistema trifásico 3x208-120 V., con neutro sólidamente aterrizado. Como ya se citó algunos equipos pueden requerir tensiones diferentes lo cual requiere transformadores BT/BT para su adecuada operación, lo que puede incidir en la valoración de alternativas de cambio del nivel de tensión del secundario de la subestación para mejora de la eficiencia del sistema de energía eléctrica de la edificación. Este cambio de nivel de tensión debe obedecer a una concienzuda evaluación económica, financiera, técnica y de seguridad que permita obtener el óptimo holístico para el caso específico.

En la subestación la Tensión Primaria en M.T. 3x13.200V nominal, 13.800V en algunos casos en salida del transformador de potencia, se regulará la tensión con los Taps del devanado primario para que sea lo más cercana a los valores nominales en el secundario; esto depende mucho de la longitud de la línea al citado transformador de potencia.

- Tolerancia a variaciones de la regulación de tensión

Al ser una instalación Domiciliaria oficial y comercial no se plantea requerimiento especial de regulación de los niveles de tensión o de riesgo inminente ante fallos momentáneos o de larga duración de la misma, más allá de los consabidos efectos que ellos suelen tener en este tipo de instalaciones mas no por efectos en la salud o la vida del usuario final.

CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA CONTROL DE LÍMITES ESTABLECIDOS

Este cálculo de Campos Electromagnéticos se realiza para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la tabla 14.1 del RETIE.

Como lo expresa el RETIE y la literatura técnica la exposición a altas intensidades de campo eléctrico se da en presencia de líneas de alta tensión, superiores a 57,5kV, que en este caso no existen en las proximidades del proyecto, o disposiciones que produzcan esta alta intensidad de campo eléctrico, como son las nubes de tormenta, las cuales suelen ser pasajeras, y el riesgo está en la descarga tipo rayo, ante lo cual se recomienda establecer normas de resguardo cuando se produzca una tormenta eléctrica en las proximidades.

Tabla 26 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos - Fuente: RETIE

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

La presencia de altas densidades de campo magnético se produce en presencia de altas corrientes eléctricas y de grandes arrollamientos magnéticos, situaciones que en esta instalación no se presentan o se puede predecir que no se vayan a dar de manera consuetudinaria.

CÁLCULO DE TRANSFORMADORES

El dimensionamiento, diseño de la subestación y construcción de la misma corresponde con una subestación de 15 kVA en subestación capsulada, proyectada nueva. La estructura proyectada es del tipo Estándar, de las establecidas por OR, para estos casos y dado las condiciones de instalación no son diferentes a las indicadas en las normas el diseño se ciñe a ellas, en este aspecto.

Las protecciones mínimas existentes proyectadas para la acometida subterránea en la estructura de acometida a la subestación son las siguientes, así: características nominales de

los equipos de protección de la subestación son los descargadores de M.T. de Óxido Metálico de 12 kV ó DPS 10 kA, 12 kV y los cortacircuitos de 15 kV, fusible K3 A, de acuerdo a las normas y especificaciones técnicas vigentes. Sin embargo, dado que algunos estudios, especialmente del Grupo PAAS de la Universidad Nacional de Colombia, han demostrado que el riesgo de corrientes de rayo de gran amplitud, 300 kA o más es posible con probabilidades significativas, es necesario replantear la posibilidad de instalar DPS en MT de 20 kA como corriente nominal para tensiones de corte del 50% del BIL de los transformadores de distribución.

CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para este proyecto y todos los de naturaleza eléctrica se debe cumplir lo establecido en el Titulo 12 del RETIE. Se tabulan los principales valores de referencia esperados, para evaluar su cumplimiento cuando corresponde.

Tabla 27 Valores de referencia del SPT - Fuente: Adaptado del RETIE y Normas de diseño de OR

COMPONENTES	NIVEL	Z MÁXIMA
Subestación de Subtransmisión	34.500 V	5 ohmios
Subestación Capsulada y/o Pedestal	13.800 V	5 ohmios
Subestación Distribución en poste	13.800 V	10 ohmios
Redes de baja tensión	B.T.	20 ohmios
Acometidas	B.T.	25 ohmios
Sistemas Especiales (Redes Digitales)	B.T.	5 ohmios
SIPRA	Edificaciones	10 ohmios
Apantallamiento Líneas y Subestaciones	34,5 kV o más	5 ohmios

Para este proyecto se ha calculado un Sistema de Puesta a Tierra que sirve para el sistema eléctrico de la construcción y el sistema de protección contra rayos.

- Datos para el diseño

Sistema de Subestación en poste, M.T./B.T., Valor máximo esperado del SPT <= 10 Ω, y dado que se proyectó una protección externa mínima contra rayos R <= 10 Ω se buscó un valor menor o cercano a 10 Ω. Aun cuando en lo posible se llevará a un valor más bajo.

El terreno es semiduro, compacto entre arcilloso y vegetal-carbónico, lodoso, de por lo menos dos capas, la superior muy irregular, por mediciones de la resistividad del terreno para diversos sitios es posible encontrar diversidad de valores en un rango específico y para características del terreno que pueden modelarse bajo un patrón de peor condición, en ese caso los valores excepcionales alejados significativamente por encima más de una desviación estándar (cuartil) del valor patrón, deben modelarse para una solución especifica de caso, ese valor patrón en Ω•m se toma como modelo y el diseño se aplica en todos los casos de menor resistividad medida, esa solución es evidentemente favorable cuando se cubre máximo con 4 varillas de Cu-Cu mínimo de 5/8” por 2,4m separadas entre si una distancia de dos veces su longitud, e interconectadas por una malla simple, lo cual se simplifica el diseño y se aseguran resultados

favorables; para aquellos casos en que requiera de mayores requisitos de materiales aplicará como caso único y especifico.

- Criterios de diseño del SPT

- En subestaciones

En lo que aplica para el alimentador de M.T. se muestra en el anexo respectivo cuando corresponda el cálculo enmarcado dentro de lo indicado en la IEEE80 y lo regulado en el RETIE, tomando como insumo la información entregada por diseñador de la fuente de la microrred o del alimentador en el nodo correspondiente, y para redes existente por el OR para el PC.

- En B.T.

Para este caso se establece como una de las mejores prácticas seguir las recomendaciones listadas en el estándar 142-2007 IEEE "*Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*" en el respectivo capítulo en lo que le aplique, en especial para este tipo de proyectos: *Chapter 1: System grounding*; *Chapter 2: Equipment grounding*; *Chapter 4: Connection to earth*; y *Chapter 5: Electronic equipment grounding*

Para el cálculo del sistema de puesta a tierra se debe tener en cuenta lo indicado en la figura 4-1 del citado estándar IEEE 142-2007 respecto del modelo desarrollo de la resistencia de un electrodo vertical y el volumen de disipación de corriente y con ello el aprovechamiento óptimo de múltiples electrodos en una disposición volumétrica, en general el capítulo 4, de este estándar, es un excelente referente de los parámetros que inciden en la resistividad del suelo y por lo tanto en la resistencia resultante al diseñar e implementar una puesta a tierra con diversa configuraciones y tipos de electrodos, como lo indica la "*Table 4-5—Formulas for the calculation of resistances to ground*"; de esta tabla se usa la siguiente fórmula para el cálculo de la resistencia resultante para un electrodo de longitud L y radio r:

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * L}(ln\,(4 * \frac{L}{r}) - 1)$$

Donde:

R: Resistencia en Ω

ρ: Resistividad del terreno en Ω-m

L: Longitud de la varilla en m

r: Radio de la varilla en m

De acuerdo a lo expresado en este Estándar IEEE 142-2007 en la página 165:

> *"Múltiples electrodos en paralelo producen una menor resistencia a tierra que un solo electrodo. Las varillas múltiples se usan comúnmente para proporcionar la baja resistencia a tierra requerida por las instalaciones de alta capacidad de corriente. Sin embargo, agregar una segunda varilla no proporciona una resistencia total de la mitad de la de una sola varilla, a menos que las dos estén separadas por varias longitudes de*

varilla. Una regla útil es que los sistemas de puesta a tierra de 2 a 24 varillas colocadas con una longitud de varilla separada en una línea, triángulo hueco, círculo o cuadrado proporcionarán una resistencia de puesta a tierra dividida por el número de varillas y multiplicada por el factor F tomado de la Tabla 4- 6. La geometría abordaría consideraciones adicionales con respecto a los potenciales de paso y contacto."

Con lo cual se establece el uso del factor F de la citada tabla 4-6 que sirve de complemento para simplificar la configuración de múltiples electrodos en paralelo y separados entre sí por lo menos dos veces la longitud *L* del electrodo.

Tabla 28 Factor de multiplicación F para múltiples varillas conectadas en paralelo y separadas a una distancia igual a la longitud de cada varilla; Fuente: Norma IEEE Std. 142-2007

Table 4-6—Multiplying factors for multiple rods

Number of rods	F
2	1.16
3	1.29
4	1.36
8	1.68
12	1.80
16	1.92
20	2.00
24	2.16

Donde:

RT: Resistencia de un sistema de puesta a tierra con varias varillas conectadas en paralelo a una distancia igual a la longitud de cada varilla en Ω

R: Resistencia de un sistema de puesta a tierra con una sola varilla en Ω

n: Número de varillas conectadas en paralelo a una distancia igual a la longitud de cada varilla

F: Factor de multiplicación para múltiples varillas conectadas en paralelo, obtenido de la Tabla 122.

$$R_T = \frac{R}{n} * F$$

- Sección mínima del conductor de tierra

Mientras para la malla de la subestación se toma como referencia los valores tabulados en la IEEE80 tablas 4 a la 6, para la selección de los conductores de tierra en acometidas, ramales y para la toma de tierra se observa lo especificado en la Sección 250 de la NTC2050-1998, tanto para el conductor de tierra, como para el conductor de equipotencialización y el conductor de protección, cuando así se requiera.

- Cálculo de conductor de tierra para equipos

En la Tabla 32 se presentan los valores obtenidos para los conductores de tierra de los equipos principales en cada tramo de las microrredes dimensionadas, de acuerdo con la tabla 250.122 de la norma NTC 2050 que indica el calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Tabla 31 Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipo

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*	
	mm²	AWG o kcmil	mm²	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

- Resultados del cálculo del SPT

En el caso de Subestaciones, buscando obtener valores tolerables de tensiones de paso, de contacto y GPR, se hacen iteraciones y se utilizan técnicas de mejora para atenuar los impactos, esto lleva a que se usen suelos artificiales que logren una resistividad aparente del terreno menor o igual a 10 Ω-m, para lo cual se obtiene el resultado presentado en donde se introduce el GEL o suelo artificial en caso de ser necesario

El valor de GPR obtenido es más alto del esperado, pues el valor obtenido para este cálculo es mayor al de la tensión de paso, se mitiga gracias al suelo artificial de alta resistencia instalado, que en este caso puede ser gravilla, asfalto y/o tableta especial, lo cual reduce el riesgo a un nivel aceptable.

Aquí se finaliza el cálculo; a continuación, se describen las principales características que debe cumplir este SPT en su construcción y cuyo gráfico de composición y localización está indicado en el plano general, los resultados y los cálculos se presentan en la sección o capitulo correspondiente anexado como soporte.

- Materiales para la malla de puesta a tierra

En la elección de los materiales de puesta a tierra, deberá considerarse su resistencia a la corrosión en distintos medios y su compatibilidad para conectarse en las uniones de conductores y varillas o conductores y estructuras u otros. En las mallas de pararrayos se usarán conductores y varillas de cobre. Los conductores deben ser continuos y cumplir la Norma Tabla 250-94 de la NTC 2050, las varillas deben tener como mínimo 2.4 metros de longitud y espesor de 5/8”, según el RETIE, garantizando una resistencia a la corrosión por lo menos de 15 años. Además, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones.

Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conectores certificados para tal uso.

Para verificar que las características de los electrodos de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial, cumpla con las Normas, además para realizar la inspección y mantenimiento durante la vida útil de la instalación, se debe dejar al menos un punto de conexión accesible e inspeccionable. Cuando para este efecto se construya una caja de inspección, sus dimensiones deben ser al menos de 30cmx30cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

El detalle constructivo se presenta en los respectivos planos del proyecto.

- Pruebas

Una vez terminada la instalación de la malla a tierra y antes de conectar los equipos, deben ser realizadas las pruebas y mediciones por algún método aceptado para tal fin.

CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES

Es un hecho demostrado por la literatura, y que se puede comprobar al realizar los consecuentes cálculos adicionales, que el aplicar los criterios técnicos límite normalizados para la selección del conductor mínimo, del mejor material disponible en el mercado, para instalaciones eléctricas con tensiones y frecuencias normalizadas, en este caso alambre de cobre y cable de cobre con aislamiento THHN, se obtendrá la mejor la selección económica del conductor.

Como ya se citó, el cálculo económico de conductores se asegura en la combinación adecuada entre la capacidad de corriente del conductor, la máxima regulación de tensión permitida, la relación adecuada entre el conductor y las protecciones de sobrecarga y sobre corriente adecuadas, las pérdidas técnicas de energía y la demanda máxima energía y potencia de la carga a alimentar en cada caso.

Estos cálculos hacen parte de los cuadros de la sección o capitulo correspondiente anexado como soporte, y se resumen tanto en los cuadros de cálculos de regulación de tensión como en el diagrama unifilar presentado en los respectivos planos.

Con los criterios de capacidad de conducción de corriente que depende de las características propias del conductor, y de las condiciones de instalación que afectan los factores de corrección por temperatura ambiente y número de conductores activos por el mismo ducto; todos estos derivados de tablas de la sección 310 de la NTC2050-1998 asociados con los diversos niveles de tensión y con las condiciones de instalación de los conductores, como ya se ha hecho referencia.

Como se enuncia en el correspondiente de los anexos se incluyen “Cuadros Regulación de Tensión y Cálculo Económico de Conductores, Protecciones y Perdidas Máximas de Energía”, que usan datos de carga calculados con los factores de demanda de la NTC2050-1998 y las curvas de demanda máxima del OR o de la establecida por el IPSE, según sea el caso, hasta este punto se han obtenido los resultados de la evaluación técnica para la selección de conductores, protecciones, canalización y demás componentes de la instalación, lo que ahora queda es realizar la evaluación económica.

Partiendo del principio que los calibres y demás componentes seleccionados son los mínimos que cumplen con los respectivos y sucesivos criterios, se debe evaluar si al seleccionar un calibre superior al ya seleccionado por criterios técnicos se encuentra que un conductor más grueso o de mayor calibre es más eficiente en lo económico que el conductor seleccionado; para este caso cuando hay cambio de calibre hay cambio de conductores e incremento en el costo del conductor lo cual se puede tasar como un factor amplificador, para este caso se opta por usar los precios de referencia de fabricante de cables NEXANS y se asume que en ese costo esta incluidos todos los costos en obra.

En este punto se observa que hay varias formas de hacerlo, pero la de mayor alcance es la de evaluación de variación en pérdidas durante la vida útil versus la variación en los costos de inversión. En este punto aparecen algunos factores como el costo del capital que depende del inversionista, y la vida útil del conductor que más depende de la vida útil de la Instalación; sin embargo, para efectos prácticos se asumen algunas condiciones de manera universal basados en los documentos de la CREG, en la cual se fijan pautas tales como WACC y Vida útil. Para redes de BT asumimos los mismos valores de las redes de distribución de niveles 1 y 2. (WACC

= 12,52% y Vida Útil 30 años)

Otro factor a tener en cuenta es el uso, como en la evaluación se asume que el uso es a plena carga de demanda de diseño, el tiempo de uso diario es un factor importante, para no exagerar salvo en uso industrial y servicios comunes asumimos un uso diario de 12 horas, en los casos de excepción calculamos con 16 horas.

Como se puede evidenciar en la tabla de resultados, en donde se realiza la evaluación económica comparativa, el costo del conductor tiene un enorme y predomínate peso sobre el coste de la inversión, por lo cual el cambio de calibre del conductor afecta el costo de la inversión de tal manera que el costo de la reducción en pérdidas no afecta sensiblemente el cambio de costos de los dos calibres.

En las tablas subsiguientes se ejemplifican datos de referencia, con precios del año 2019, usados para la evaluación económica, junto con los datos de pérdidas de energía, hallados enel numeral anterior. En las tablas anexas correspondientes junto con los demás soportes de cálculo se pueden verificar los resultados comparados y actualizados, con datos del estudio de mercado.

Tabla 33 Valores de referencia para cálculo económico de Conductores

DATOS PARA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Sección en AWG o Kcmils	Sección mm²	Precio en $ para el 01/10/2018	Relación de Precios con el Calibre 14	$/mm²	A/mm², para THHN
14	2,080	780,00	1,000	375,000	12,019
12	3,310	1.105,00	1,379	333,837	9,063
10	5,261	1.755,00	2,224	333,587	7,603
8	8,367	2.665,00	3,577	318,513	6,573
6	13,300	4.875,00	6,259	366,541	5,639
4	21,150	7.475,00	9,533	353,428	4,492
3	26,670	9.750,00	11,875	365,579	4,124
2	33,620	11.570,00	14,216	344,140	3,867
1	42,410	14.950,00	18,722	352,511	3,537
1/0	53,490	18.915,00	23,228	353,617	3,178
2/0	67,430	23.660,00	31,521	350,882	2,892
3/0	85,010	31.395,00	35,592	369,309	2,647
4/0	107,200	37.115,00	45,477	346,222	2,425
250	127,000	44.785,00	54,933	352,638	2,283
300	152,000	51.610,00	65,692	339,539	2,105
350	177,000	62.465,00	78,052	352,910	1,977
400	203,000	70.850,00	95,905	349,015	1,872
500	253,000	83.525,00	113,759	330,138	1,700
600	304,000				
750	380,000				
1000	507,000				

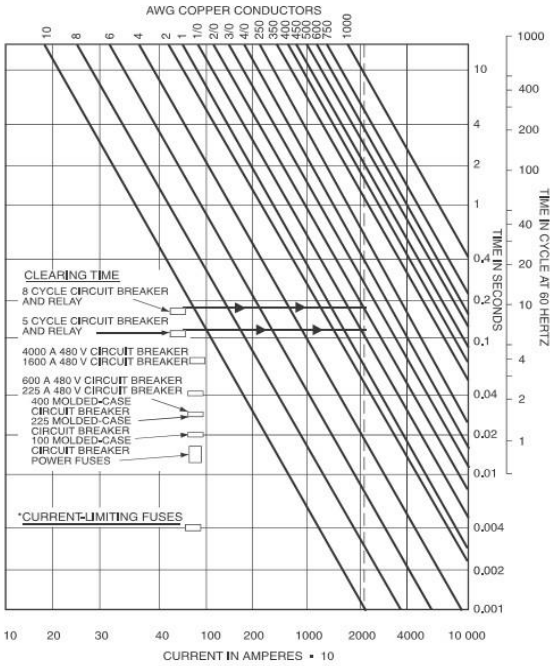
Datos de referencia:

Tabla 34 Datos de referencia para cálculos económicos del proyecto.

Costo kW-h	Tasa	Vida Útil
$	%	Años
510	12,52	30,00

La verificación de los conductores seleccionados se hace al comparar con los límites de pérdidas de energía establecidos en estas mismas memorias.

VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, CONTRA CURVAS DE INTERRUPTORES Y CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

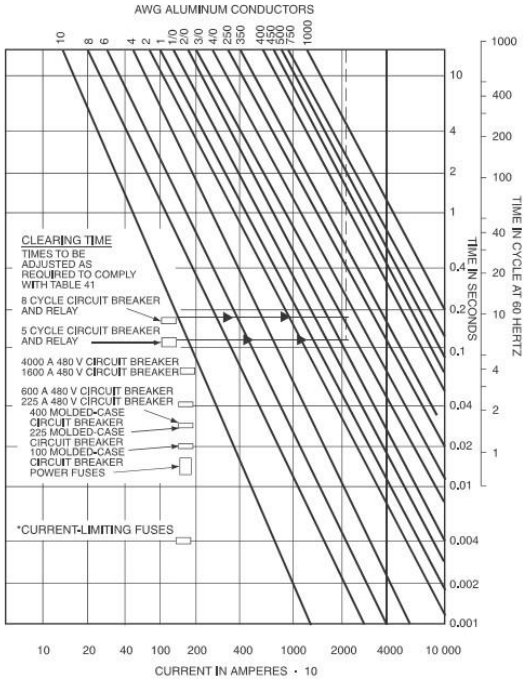


*Clearing time of current-limiting fuses and current-limiting MCCBs in current-limiting range is approximately 0.25 cycles (0.004 s). See Table 9-3a through Table 9-3e.

Figure 9-2—Maximum short-circuit current for insulated copper conductors (initial temperature 75 ˚C; final temperature 200 ˚C; for other temperatures use correction factors of Figure 9-4)

Figura 14 Figura de referencia para cálculos de Cortocircuito - Fuente: IEEE242

Esta verificación se realiza teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEEE 242, capítulo 9 o equivalente. Para efectos de las capacidades límites térmicos de los conductores en condiciones de cortocircuito nos referimos a las tablas y parámetros establecidos en la norma IEEE242-2009 en su capítulo 9. A ese respeto la figura 9-2 para conductores de Cobre y figura 9-3 para conductores de Aluminio; sujetas a las correcciones de la gráfica 9-4 por cambio en las condiciones iniciales de temperatura.



*Clearing time of current-limiting fuses and current-limiting molded-case circuit breakers in current-limiting range is approximately 0.25 cycles (0.004 s). See Table 9-3a through Table 9-3e.

Figure 9-3—Maximum short-circuit current for insulated aluminum conductors (initial temperature 75 ˚C; final temperature 200 ˚C; for other temperatures use correction factors of Figure 9-4)

Figura 15 Figura de referencia para cálculos de Cortocircuito - Fuente: IEEE242

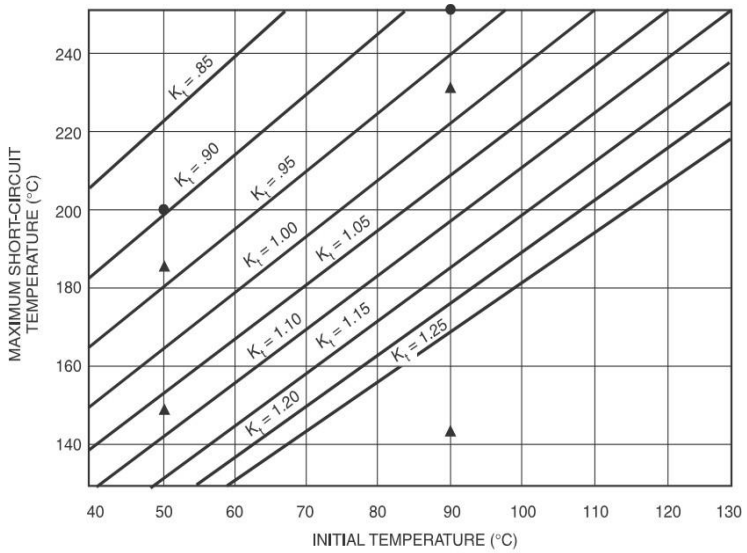


Figure 9-4—Correction factors K_t for initial and maximum short-circuit temperatures

Figura 16 Figura de referencia para cálculos de Cortocircuito - Fuente: IEEE242

Al hacer uso de estas tablas podemos establecer que para velocidades de corte de 40 ms que equivalen a aproximadamente 2.5 ciclos para una frecuencia de 60 Hz, y al usar un interruptor de tipo enchufable cuya curva de protección es la B, según IEC 60898 para uso doméstico e IEC60947-2 para uso industrial, obtenemos corrientes que en todo caso el conductor puede soportar.

Como ejemplo se transcriben las curvas de referencia de los interruptores domésticos Siemens de Fabricación Mexicana, que se encuentran disponibles en el comercio colombiano.

Estas curvas tomadas del documento de una de las páginas de la empresa SIEMENS, el día 20 de mayo de 2014, hacen una recomendación de los usos más comunes a las cuales se destinan las protecciones con cada una de las curvas estandarizadas.

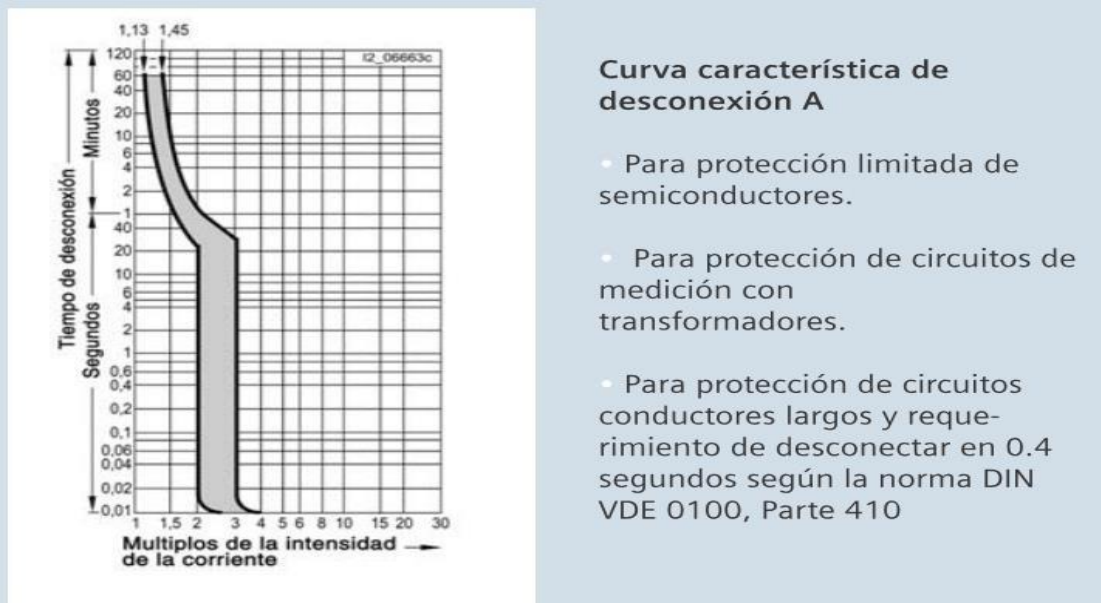
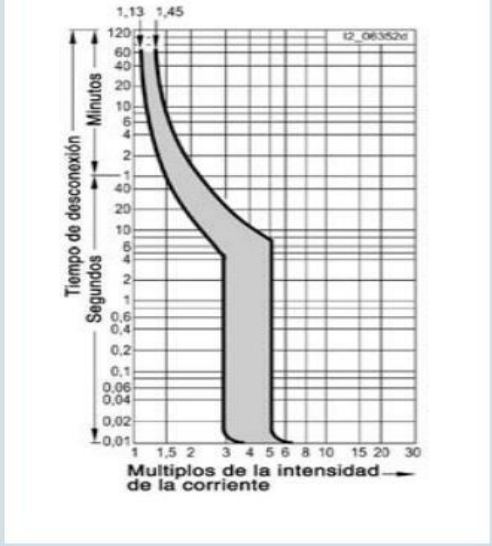


Figura 17 Fuente: Folleto Siemens, disponible en: http://www.rodisa.com.mx/ArchivosPagWEB/BajaTensionSiemens/Equipos%20de%20instalacion%20Electrica.pdf, página 244

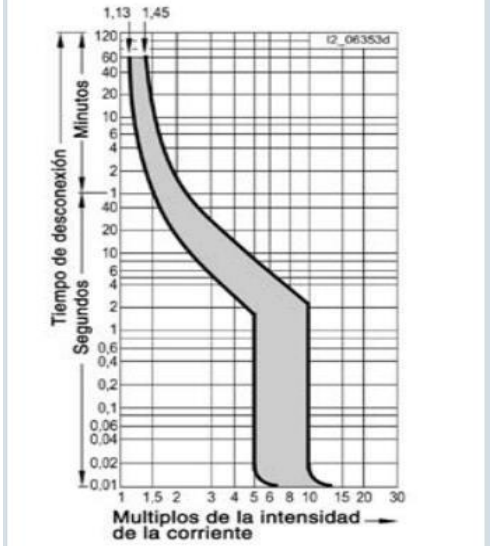
Como parte del ejercicio de diseño se adjunta como anexo las curvas de referencia de los interruptores seleccionados con los cuales se realiza este diseño de la Instalación Eléctrica.



Curva característica de desconexión B

- Para protección de conductores, en especial, en instalaciones eléctricas de viviendas, sin que se requiera ninguna comprobación de la protección de personas.

Figura 18 Fuente: Folleto Siemens citado en ítem Figura 12



Curva característica de desconexión C

- Para protección de conductores, ventajoso para dominar elevadas intensidades iniciales de la corriente de arranque lámparas y motores.

Figura 19 Fuente: Folleto Siemens citado en Figura 12

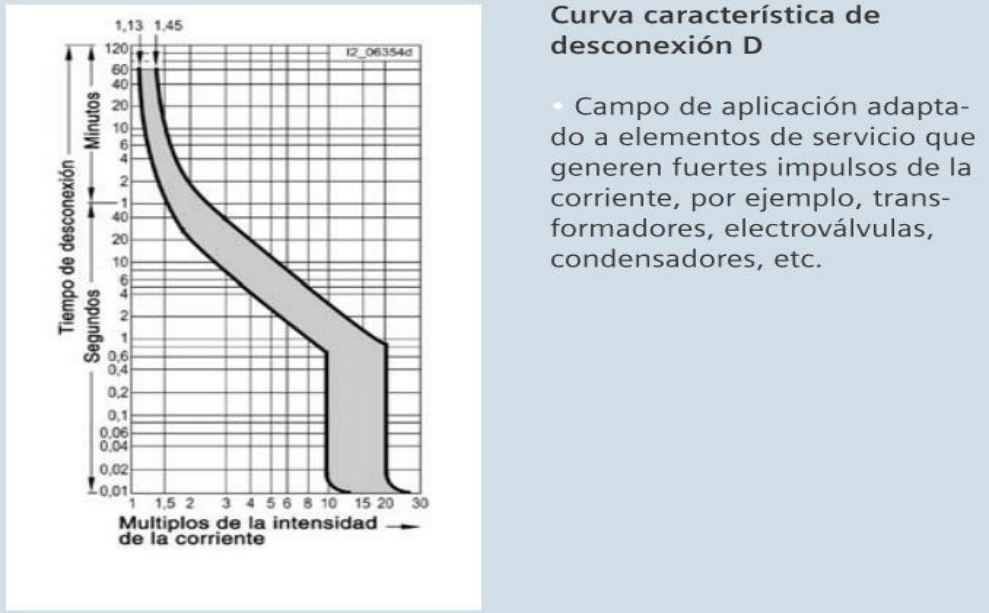


Figura 20 Fuente: Folleto Siemens citado en Figura 12

Consecuentemente con estas tablas se puede comprobar que al usar curvas de disparo más lentas o con mayor rango entre I_L e I_M se tendrá que el conductor tiene que soportar mayores esfuerzos térmicos en virtud de ser mayor el tiempo de despeje para la misma magnitud de corriente de cortocircuito; lo cual supone la necesidad de revisar la selección de los conductores en cuanto la curva evolucione del tipo B hacia la tipo D.

CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS

Teniendo en cuenta que existen contextos diversos en las ZNI que, para tomando como referente el capítulo 5 “Normas de Construcción de Redes Aéreas” de Enertolima, que en su sección 5.2 numeral 4 enuncia:

“Para el cálculo de vano por separación de conductores y flecha máxima se aplicaron los siguientes criterios:

- Velocidad del viento 80 km/h
- Temperatura ambiente del conductor 25 °C
- Tensión máxima de rotura del conductor 25%
- Factor de seguridad para la tensión de rotura del poste= 2.
- Templete en las estructuras de retención con cable extra-resistente de 3/8”, con una autonomía horizontal del 65 % de la distancia libre del apoyo.
- Factor de seguridad para la tensión del templete= 2.
- Conductor:

Tabla 35 Tabla de características de conductores ACSR para redes abiertas de MT

Nombre	Calibre AWG o MCM	Construcción		Peso Aprox. kg/km	Carga Rotura nominal kg.	Ω/km DC a 20 ºC
		Hilos 1350/Acero	Ø hilo (mm)			
SPARROW	2	6/1	2,67	138	1.293	0,832
RAVEN	1/0	6/1	3,37	219	1.987	0,523
QUAIL	2/0	6/1	3,78	276	2.404	0,415
PENGUIN	4/0	6/1	4,77	439	3.787	0,261

Si para el diseñador cambian las anteriores condiciones se deben realizar los cálculos mecánicos que permitan determinar el nuevo vano máximo a aplicar.

Las normas usadas como contraste, o como punto de comparación para verificación, pueden ser cualesquiera de las normas de los Operadores de Red (OR) que tabulan estos vanos como soporte básico del plantillado o de referencia para diseños típicos de redes aéreas, ya sea por su corta distancia o por ajuste del diseñador al elaborar los respectivos diseños. Comparadas estas tablas con otros OR, como el caso de CODENSA, Compañía Energética de Occidente, IPSE y otros, los valores son muy similares, y expresan haber considerado las distancias mínimas de seguridad del RETIE-2013.

Tabla 36 Ejemplo de Tabulación de Vanos Máximos – Fuente Enertolima 2011

ESTRUCTURA TIPO R114							
NIVEL DE TENSIÓN	Calibre del Conductor	Rotura del apoyo de 510 kg-f		Rotura del apoyo de 750 kg-f		Rotura del apoyo de 1050 kg-f	
		VANO MAX. (m)	FLECHA (m)	VANO MAX. (m)	FLECHA MAX. (m)	VANO MAX. (m)	FLECHA MAX. (m)
13,2 kV	2 a 1/0 AWG	220	2,63	220	2,63	220	2,63
	2/0 a 4/0 AWG	237	2,43	237	2,43	237	2,43
34,5 kV	2 a 1/0 AWG	200	2,17	200	2,17	200	2,17
	2/0 a 4/0 AWG	215	2,00	215	2,00	215	2,00

Con base en la información referenciada de los máximos vanos cuyos criterios incluyen las distancias mínimas y los criterios ya enunciados para los vanos tenemos la selección de estructuras respectivamente en la Tabla 37 Selección tipos de Estructura para red aérea del proyecto por vanos y distancias mínimas de seguridad.

Tabla 37 Selección tipos de Estructura para red aérea del proyecto por vanos y distancias mínimas de seguridad

Posición Estructura	Tipo de Estructura (Apoyo 750 kg-f)	Longitud Vano (m)	Longitud Vano Máximo (m)
Derivación - Arranque	RH2558	44	180
Subestación	CT2014	NA	80

Las canalizaciones subterráneas, las cajas de paso y la infraestructura correspondiente de la subestación, así como las estructuras contempladas en la Red de Media tensión aérea y en el caso de la subestación en poste corresponden con estructuras estandarizadas por el Operador de Red, según el caso, y su operación está dentro de las condiciones establecidas por estas normas de construcción en cuanto a distancias, vanos peso y viento, alturas, distancias, conductores, y demás materiales y equipos que las conforman, con lo cual queda superada la obligación de realizar los cálculos de verificación de cumplimiento de las estructuras para con los esfuerzos que van a ser sometidas en su instalación, operación y mantenimiento.

En este caso las redes de media y baja tensión son subterráneas desde la subterranización o afloramiento en poste de la línea de Media Tensión o subestación como es el caso. Como el soporte de los conductores es la tubería, y los equipos van en su mayoría empotrados lo relevante es asegurarse que los tableros y demás cajas cumplen con la normatividad y condiciones establecidas en las respectivas normas como envolventes.

No se contemplan estructuras aéreas o instalación de equipos sujetados a alturas que requieren un cálculo de la estructura mecánica que las soporta.

CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

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 necesarios, 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 SGSFV se requiere la debida coordinación de estas 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 graficas que muestran las protecciones para circuitos electrónicos con base en interruptores de protección:

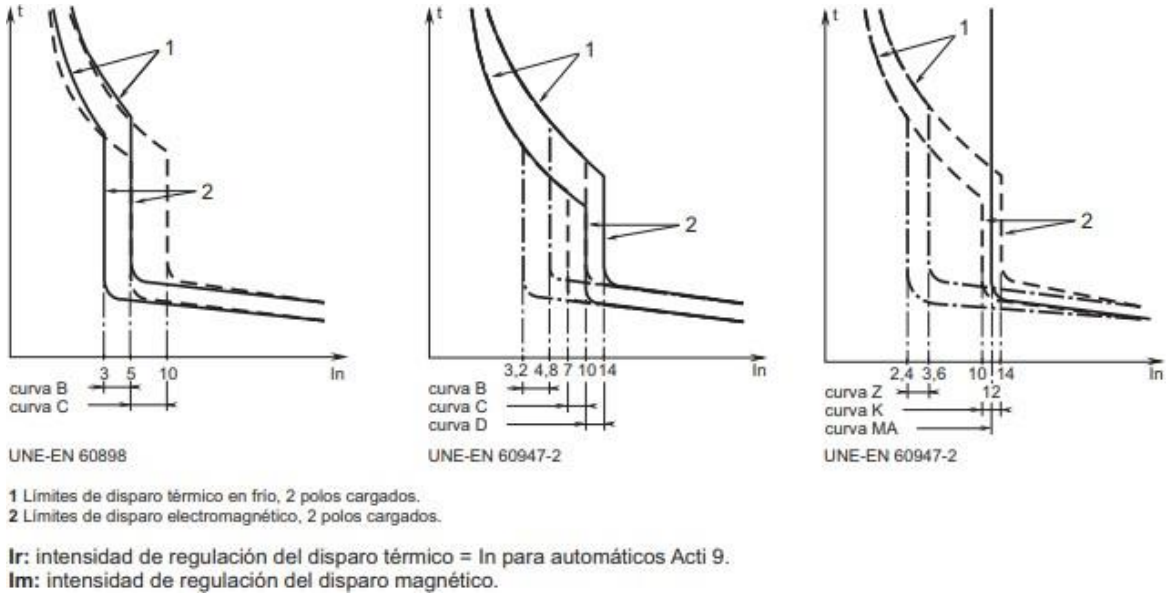


Figura 21 Curvas de disparo y coordinación de interruptores tipo IEC para protección de equipos electrónicos

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 disparo:

“Curva B

- (equivalente a la antigua curva L: disparo entre 2,6 y 3,85 In):
- 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 (Im entre 3 y 5 In o 3,2 y 4,8 In)

Uso especifico: 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 In):
- Protección de cables alimentando receptores clásicos.
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva C (Im entre 5 y 10 In o 7 y 10 según los aparatos)

Uso especifico: 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 (Im entre 10 y 14 In)

Uso especifico: 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 (Im fijado a 12 In)

Uso especifico: 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 (Im entre 2,4 y 3,6 In);

Uso especifico: 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 38 Selección de Protecciones con base en interruptores de protección Norma IEC 60947-2

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

En el caso de Media tensión se verifica la coordinación de protecciones entre el fusible de los cortacircuitos de la subestación y el relé de protección del circuito en la subestación de potencia, que es la información suministrada por el OR. Ese cálculo se presenta en la el respectivo anexo.

Dado que en baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según **IEC 60947-2** Anexo A, hay que tener en cuenta que este permite que la coordinación sea solo en la zona de retardo de disparo de la corriente magnética. La cual se puede obtener por el tipo de curva lo cual puede resultar en velocidades demasiado bajas en la operación, como se pude ver en la gráfica inmediata a este párrafo. Las cuales al superponerse en la parte lenta pueden ocasionar disparos indeseados aguas arriba de la falla. Es así como se refiere que, en lo posible, la coordinación se haga entre interruptores de la misma curva de operación.

Las protecciones se calculan de acuerdo con lo establecido en la NTC2050-1998, entre otras en directa relación con el conductor seleccionado, los resultados se reflejan en el cuadro de cargas y en el diagrama unifilar respectivo; siempre se observa que las protecciones se dimensionen adecuadamente tanto en su componente térmica como en la magnética con las reglas correspondientes que recomiendan los constructores y/o las normas pertinentes.

A continuación, se presentan las protecciones y conductores seleccionados de acuerdo a las corrientes presentadas en cada tramo. Los cálculos hechos para estos sistemas de microrredes de 5kW, 10 kW y 15kW están en el documento de Excel como anexo mostrado en la carpeta del proyecto.

CÁLCULOS DE DUCTOS (TUBERÍAS, CANALIZACIONES, CANALETAS, BLINDOBARRAS)

Los ductos se calculan en función del tipo y número de conductores y la condición de utilización, de lo cual se deriva el número de conductores permitidos en función del factor de ocupación en la sección transversal del ducto establecido en la normatividad, para este caso específico se deben usar los requisitos establecidos a lo largo de la sección 300 de la NTC2050-1998, que se complementa con las tablas pertinentes del capítulo 9 de la misma NTC2050-1998, y los anexos de la misma norma que se puede encontrar actualizada en la norma Estándar NFPA070-2020, o NEC2020. Estos cálculos se ven representados en los planos y en los demás anexos de cálculos soporte de selección de componentes.

No se hace uso o se proyecta hacer uso de Canalizaciones especiales, Canaletas expuestas o Blindobarras para las instalaciones eléctricas en este proyecto, sin embargo, en caso de requerirse el implementador establecerá los criterios de selección las condiciones de instalación, operación y mantenimiento que aseguren un uso seguro de estos elementos dentro de las instalaciones eléctricas de las microrredes durante la vida útil que se determine para el sistema en general.

En la siguiente tabla de la norma NTC 2050, se da una relación de la capacidad de conductores que puede contener un ducto, para ello esto se tiene en cuenta el diámetro externo del cable y el diámetro interno del ducto, la norma colombiana establece que el cableado anexo debe ocupar solamente el 40% del ducto para mantener una correcta separación de los cables.

CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

La eficiencia de la instalación eléctrica fundamentalmente está referida a la calidad de la misma, la cual tiene una relación directa con que el dimensionamiento de sus componentes y la disposición de los mismos sean armónica de tal manera que el uso que se le dé corresponda con las dimensiones asignadas en el diseño y en la construcción.

Conocidos las Tensiones en los nodos se comienza a calcular las pérdidas.

Para calcularlas se debe comenzar por el final del circuito de manera que se vayan acumulando pérdidas desde el último tramo hasta el primero.

Además, para determinar la demanda total en un tramo se deberá tener en cuenta no sólo la demanda de los usuarios acumulados en el nodo final del tramo, utilizando las curvas de demanda máxima diversificada, sino las pérdidas acumuladas del tramo siguiente.

La demanda en un tramo J debida a los usuarios acumulados desde el último tramo del mismo ramal está dada por las curvas de demanda máxima diversificada.

La demanda total del tramo J debe incluir además las pérdidas acumuladas en el tramo siguiente y sub-ramales, así:

$$kVA_j = kVA_{Acmlds_j} + kVA_{\Pr ds_j} + kVA_{\Pr ds_SbRmls}$$

Las pérdidas (para sistemas trifásicos) en el tramo J están dadas por la siguiente ecuación:

$$P_{Trmo_j} = \frac{L_j \bullet R_j * 3 * kVA_{Ttl_Trmo_j} / 3 \bullet kV_{LL}^2}{1.000} \text{ (kW)}$$

Dónde:

5 P_{Trmo_j}=Potencia en kW del tramo j

6 $kVA_{Ttl_Trmo_j}$= Potencia en kVA total monofásico equivalente del tramo j

7 L_J = Longitud del tramo en kilómetros

8 R_J = Ω/km.

9 kV_{LL} = Tensión en el nodo final del tramo J.

La anterior fórmula se aplica para sistemas trifásicos, para sistemas monofásicos se debe ajustar el factor elevado al cuadrado para la correspondiente corriente monofásica.

Las pérdidas acumuladas en el nodo J se calculan por la ecuación:

$$P_{Prdds_Amlds_Trmo_J} = P_{Prdds_Trmo_J} + \sum P_{Prdds_Acmlds_Trmo_J+1}$$

Los calibres de conductores utilizados deberán cumplir con los valores máximos admitidos para la regulación y para las pérdidas contempladas en las normas, no obstante, en ningún caso se aceptarán calibres de conductores menores al No. 14 AWG en redes de energía, salvo para cables control y de comunicaciones.

Los límites establecidos como máximos para evaluar los diversos componentes de la instalación eléctrica son:

Tabla 42 Fuente: Recopilación del autor desde normas CODENSA, EPM, CEDENAR, EBSA, ESSA e IPSE

COMPONENTE	% GENERACIÓN	% DEMANDA
Líneas de Subtransmisión	2.00	2.00
Subestación de Subtransmisión	1.96	2.00
Líneas de Media Tensión	1.92	2.00
Redes de Media Tensión	1.88	2.00
Subestación de Distribución	1.84	2.00
Redes de Baja Tensión	4.80	5.00

Para este proceso la minimización de las pérdidas de energía de la instalación eléctrica se realizó mediante la selección económica de conductores, un cálculo adecuado de dispositivos, un dimensionamiento adecuado de la canalización, y un esquema de conexiones organizado y propicio; los resultados se presentan en los cuadros de cálculos soportes de conductores junto a los cuadros de cálculo de regulación de tensión.

Como ya se enunció en lo concerniente a la carga, para este caso no se tiene información suficiente para incluir lo concerniente al impacto de los armónicos tanto de tensión como de corriente en los cálculos.

CÁLCULOS DE REGULACIÓN

Como se evidencia en los cuadros de cálculo el proceso de selección de conductores está directamente relacionado con la capacidad de corriente y la caída de tensión del conductor, en un proceso de selección óptimo que cumple con condiciones tanto técnicas como económicas establecidas.

Para el cálculo de la regulación de Tensión se debe utilizar la siguiente metodología:

Inicialmente se determina el Tensión en cada nodo del sistema. Para ello se utilizan las constantes de regulación de manera que:

$$\%\text{Reg.}(Nodo_n) = K \bullet kVA \bullet L$$

Dónde:

K es la constante de regulación que depende del conductor, de la Tensión y del factor de potencia (cosΦ) de las cargas alimentadas por el ramal: $K = \frac{R \bullet \cos\phi + X sen\phi}{10 \bullet kV_{LL}^2}$

kVA es la potencia acumulada en el nodo m.

L es la longitud del ramal en m.

kV es la tensión nominal del sistema en Kilovoltios

Los valores de las constantes de regulación para los tipos de conductores utilizados se tomarán de las tablas suministradas por el OR, o en su defecto unas de amplio uso en el medio.

La regulación acumulada en el nodo n+1 será:

$$\%\text{Reg.}(Nodo_{n+1}) = \%\text{Reg.}(Nodo_n) + \%\text{Reg.}(Nodo_{n+1})$$

El Tensión en el nodo m será:

$$V_n = V_o \bullet (1 - \%\,\text{Re}\,g(Nodo_n\ en\ p.u.)$$

Los resultados de los cálculos de regulación, los datos de cálculos y los resultados obtenidos tanto en la selección del conductor como de la respectiva protección se encuentran en un cuadro resumen del resultado de este proceso en los anexos de cálculos de selección de componentes del sistema. Los límites de regulación de tensión (máximos) adoptados por nivel de tensión son los descritos en la siguiente tabla.

Tabla 43 Fuente: Recopilación del autor desde normas CODENSA, EPM, CEDENAR, EBSA, ESSA e IPSE

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Regulación	Primaria (M.T) = 3%
	Secundaria (B.T) = 5%
	Rango Tensión +5; -10 %
Parámetros eléctricos	Red M.T a 34.5 kV; 14.4 kV; 13.2 kV; 11.4 kV; 7.6 kV; 4.16 kV
	Red B.T Bifilar a 120 V.
	Red B.T Trifilar a 240 / 120 V.
	Red B.T trifásica a 3 x 120 / 208 V.

Cálculo regulación redes de BT

Central de Generación	Tramo		Longitud	Usuarios		Carga Diversificada (KVA)		Momento			k	Regulación%		Tensión U (VL)	RED AEREA	Acometida		
	De	A	m	Propios	Calculados	DP/N	TOTAL	KVA-m	Calibre conductor de fase	#F+#H	k(%/KVA-m)	Parcial %	Total %		Tipo ducto	Calibre del conductor de fase 3F+2H THHN-CU	Tipo de Ducto	Longitud
GUACHALITO (23U) (P-24) 45KVA 3F+4H	MK	N01	180	2	3	12,1	36,3	6534	4/0	3F+4H	0,00065882	4,30	4,30	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	14
	N01	N02	30	1	1	12,3	12,3	369	4/0	3F+4H	0,00065882	0,24	**4,55**	208	AEREO	3x8	PVC SCH 40 1"	30
			221	**3**														**47**
	MK	N3	120	6	7	0,55	3,85	462	2	3F+4H	0,00190773	0,88	0,88	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	78
	N3	N4	30	1	1	0,8	0,8	24	2	3F+4H	0,00190773	0,05	**0,93**	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	15
			158	**7**														**98**
	MK	N5	60	2	10	0,5	5	300	2	3F+4H	0,00190773	0,57	0,57	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	47
	N5	N6	30	3	8	0,55	4,4	132	2	3F+4H	0,00190773	0,25	0,82	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	61
	N6	N7	30	1	5	0,6	3	90	2	3F+4H	0,00190773	0,17	1,00	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	23
	N7	N8	30	2	4	0,6	2,4	72	2	3F+4H	0,00190773	0,14	1,13	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	26
	N8	N9	30	2	2	0,7	1,4	42	2	3F+4H	0,00190773	0,08	**1,21**	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	30
			63	**10**														**197**
	MK	N10	60	1	5	12,1	60,5	3630	4/0	3F+4H	0,00065882	2,39	2,96	208	AEREO	2x8	PVC SCH 40 1"	48
	N10	N11	30	4	4	12,1	48,4	1452	4/0	3F+4H	0,00065882	0,96	**3,92**	208	AEREO	3x8	PVC SCH 40 1"	15
			95	**5**														**67**

IPSE

LISTADO DE ALIMENTADORES

DESIGNACIÓN *DESIGNATION*	ALIMENTADOR *FEEDER*	TENSIÓN DE OPERACIÓN	CARGA (kW)	FACTOR DE POTENCIA (fp)	CORRIENTE (A)	CORRIENTE x 1,25 (A)	LONGITUD METRO LINEAL (m)	PROTECCIONES	DIÁMETRO NOMINAL DE DUCTO *CONDUIT SIZE*												DIÁMETRO NOMINAL DE DUCTO *CONDUIT SIZE*		CAÍDA DE TENSIÓN (%)
									CONDUCTOR DE FASE			CONDUCTOR DE NEUTRO			CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA			ALIMENTADOR	AISLAMIENTO	MATERIAL	CLASE DE AISLAMIENTO			
									No. DE COND.	CALIBRE		No. DE COND.	CALIBRE		No. DE COND.	CALIBRE						(PULGADAS)	MATERIAL	
ALIMENTADORES BAJA TENSIÓN - TRANSFORMADORES Y GENERADORES																								
1	**Alimentador desde Inversor # 1 a red hasta Tablero Inversor #1:** Red de baja tensión desde Inversor #1 a red hasta tablero principal. La red tiene cable tipo soldador 105°C / CENTELFLEX, se compone de: 3x(1x4 AWG) tres fases + 1x8 AWG Neutro +1x8 AWG Tierra aislada. Tendido en ducto SCH 40 Ø 3/4"	480V	36,0	0,95	45,6	57,0	14	TM63D Unidad electrónica	**1**	**4**	AWG	**1**	**8**	AWG	**1**	**8**	AWG	**3x 4 AWG F + 1x8 AWG N + 1x8 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	600 V	SCH 40 Ø 1"		0,2%
2	**Alimentador desde Inversor # 2 a red hasta Tablero Inversor #1:** Red de baja tensión desde Inversor #1 a red hasta tablero principal. La red tiene cable tipo soldador 105°C / CENTELFLEX, se compone de: 3x(1x4) tres fases + 1x8 AWG Neutro + 1x8 AWG Tierra aislada. Tendido en ducto SCH 40 Ø 3/4"	480V	36,0	0,95	45,6	57,0	14	TM63D Unidad electrónica	**1**	**4**	AWG	**1**	**8**	AWG	**1**	**8**	AWG	**3x 4 AWG F + 1x8 AWG N + 1x8 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	600 V	SCH 40 Ø 1"		0,2%
3	**Alimentador desde Tablero Inversor #1 hasta tablero principal:** Red de baja tensión desde tablero de Inversor #1 a red hasta tablero principal. La red tiene cable tipo soldador 105°C / CENTELFLEX, se compone de: 3x(1x1/0 AWG) tres fases + 1x6 AWG Neutro + 1x6 AWG Tierra aislada. Tendido en bandeja portacable 60mmx200mm"	480V	72,0	0,95	91,2	114,0	14	TM125D Unidad electrónica	**1**	**1/0**	AWG	**1**	**6**	AWG	**1**	**6**	AWG	**3x 1/0 AWG F + 1x6 AWG N + 1x6 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	600 V	Bandeja Portacable 60mmx200mm		0,2%
4	**Alimentador desde Inversor/Cargador #1 hasta TP:** Red de baja tensión desde inversor/cargador #1 hasta red hasta TP. La red tiene cable tipo THHN-CT 90°C / 600V, se compone de: 3x(1x2/0) tres fases + 1x6 Neutro + 1x6 AWG Tierra aislada. Tendido en bandeja en portacable 60mmx200mm"	480V	100,0	0,95	126,6	158,3	14	TM160D Unidad electrónica	**1**	**2/0**	AWG	**1**	**6**	AWG	**1**	**6**	AWG	**3x 2/0 AWG F + 1x6 AWG N + 1x6 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	600 V	Bandeja Portacable 60mmx200mm		0,2%
	Potencia total del tablero principal	480V																						
5	**Alimentador desde Tablero General de Distribución hasta Trafo 1:** Red de Baja Tensión desde TGD hasta hasta Trafo 1. La red tiene cable tipo THHN-CT 90°C / CENTELFLEX, se compone de: 3x(1x2AWG) tres fases + 1x2 AWG Neutro + 1x8 AWG Tierra aislada. Tendido en bandeja portacable 60mmx200mm"	480V	45,0	0,95	57,0	71,2	25	TM80D Unidad electrónica	**1**	**2**	AWG	**1**	**2**	AWG	**1**	**8**	AWG	**3x 2 AWG F + 1x2 AWG N + 1x8 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	600 V	Bandeja Portacable 60mmx200mm		0,4%
6	**Alimentador desde Trafo 1 hasta TD:** Red de Baja Tensión desde TGD hasta hasta TD. La red tiene cable tipo THHN 90°C / 600V, se compone de: 3x(1x250 kcmil) tres fases + 1x250 kcmil Neutro + 1x4 AWG Tierra aislada. Tendido en bandeja portacable 60mmx300mm"	208V	45,0	0,95	131,5	164,4	30	TM250D Unidad electrónica	**1**	**250**	kcmil	**1**	**250**	kcmil	**1**	**4**	AWG	**3x 250 kcmil F + 1x250 kcmil N + 1x4 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	600 V	Bandeja Portacable 60mmx300mm		0,7%
7	**Salida 1**	208V	15,0	0,95	43,8	54,8	31	TM63D Unidad electrónica	**1**	**4/0**	AWG	**1**	**1/0**	AWG	**1**	**8**	AWG	**3x 4/0 AWG F + 1x1/0 AWG N + 1x8 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	601 V	RED AEREA		0,3%
8	**Salida 2**	208V	15,0	0,95	43,8	54,8	32	TM63D Unidad electrónica	**1**	**2**	AWG	**1**	**1/0**	AWG	**1**	**8**	AWG	**3x 2 AWG F + 1x1/0 AWG N + 1x8 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	602 V	RED AEREA		0,8%
9	**Salida 3**	208V	15,0	0,95	43,8	54,8	33	TM63D Unidad electrónica	**1**	**2**	AWG	**1**	**1/0**	AWG	**1**	**8**	AWG	**3x 2 AWG F + 1x1/0 AWG N + 1x8 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	603 V	RED AEREA		0,8%
10	**Salida 4**	208V	15,0	0,95	43,8	54,8	34	TM63D Unidad electrónica	**1**	**4/0**	AWG	**1**	**1/0**	AWG	**1**	**8**	AWG	**3x 4/0 AWG F + 1x1/0 AWG N + 1x8 AWG T**	THHN 90°C	Cobre	604 V	RED AEREA		0,3%
11	**Alimentador desdeTD hasta UPS 3KVA:** Red de Baja Tensión desde TD hasta UPS 3KVA. La red tiene cable tipo THHN 90°C - TC, se compone de: 1x(8 AWG) fases + 1x8 AWG Neutro + 1x10 AWG Tierra aislada. Tendido en tuberia SCH 40 Ø 3/4"	120V	3,0	0,95	25,0	31,3	10	TMD32	**1**	**8**	AWG	**1**	**8**	AWG	**1**	**10**	AWG		THHN 90°C	Cobre	600 V	SCH 40 Ø 3/4"		0,9%
12	**Alimentador desde UPS hasta Tablero Regulado:** Red de Baja Tensión desde UPS hasta tablero regulado. La red tiene cable tipo THHN 90°C - TC, se compone de: 1x(8 AWG) tres fases + 1x8 AWG Neutro + 1x10 AWG Tierra aislada. Tendido en tuberia SCH 40 Ø 3/4"	120V	3,0	0,95	25,0	31,3	10	TMD32	**1**	**8**	AWG	**1**	**8**	AWG	**1**	**10**	AWG		THHN 90°C	Cobre	600 V	SCH 40 Ø 3/4"		0,9%

CLASIFICACIONES DE ÁREAS

En esta construcción no se tienen áreas clasificadas como peligrosas que correspondan con la clasificación de la NTC2050 Articulo 500, sin embargo en aquellos casos en que se introduzca alguna probabilidad de atmosfera peligrosa accidentalmente se debe proveer de un sistema de detección y alarma de esa atmosfera para fines de prevención y en caso positivo actuar de manera consecuente introduciendo también las medidas y acciones de control correspondientes para que el riego este en el nivel aceptable para los demás recintos e instalaciones de la edificación. Del mismo modo cuando se cambie el tipo de uso de área de algún recinto o parte del de área desclasificada a algún nivel de área clasificada, el responsable debe adecuar las instalaciones eléctricas en consonancia con la nueva clasificación del área.

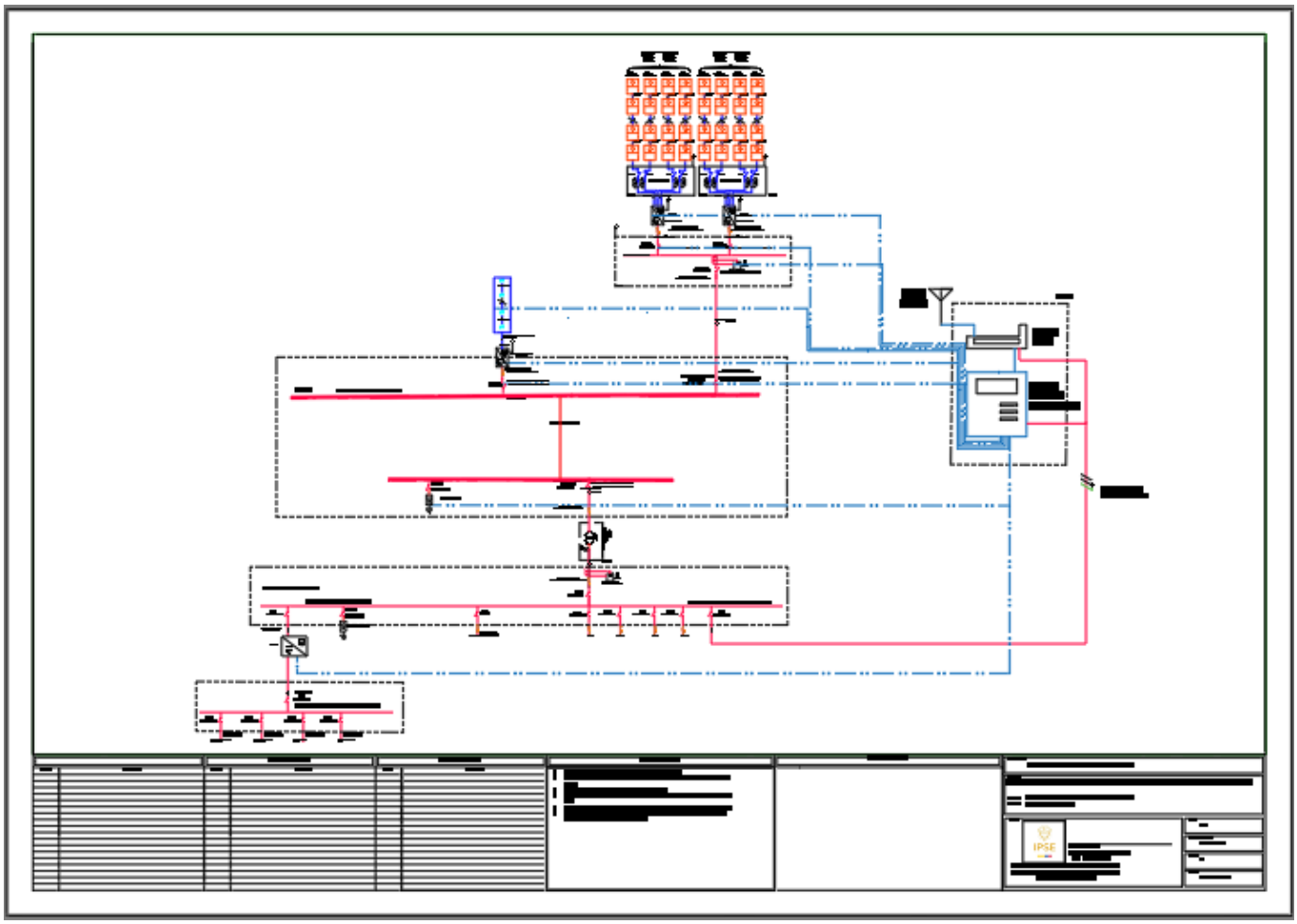
En adelante se hará mención a los ambientes especiales que hacen parte de los recintos que componen la edificación junto con las medidas de control de riesgo que se contemplaron en el diseño contemplando las instalaciones especiales de estos recintos.

- Lugares de alta concentración de personas

Del mismo modo se contempla que por el tipo de servicio que se le va a dar a la edificación, esta tiene recintos en los que se puede presentar alta concentración de personas en condiciones de operación propias del servicio, y dado que el propietario de la edificación no suministra una discriminación de los recintos y las vías de evacuación que pueden afectarse por esta situación especial, se contempla implementar las acciones de seguridad listadas en el aparte del RETIE2013 "*28.3.3 Lugares con alta concentración de personas*" además de establecer como requerimiento de cableado el uso de cables Tipo HF (Libre de Halógenos) o con muy bajo contenido de Halógenos, como se establece en el aparte "*20.2.9 Requisitos de instalación literal g."* del RETIE 2013 en lo que corresponde a Alambres y Cables Para Uso Eléctrico.

DIAGRAMAS UNIFILARES

Este o estos diagramas se presentan en los planos detallados de la Instalación los cuales se encuentran conexos a esta memoria; normalmente el Plano 1 contiene el Diagrama Unifilar general de la microrred y en adelante los componentes de diseño detallado, debidamente correlacionados y armonizados; y para cada usuario se deberá adjuntar el correspondiente diseño en lo que le aplique el RETIE Titulo 3.



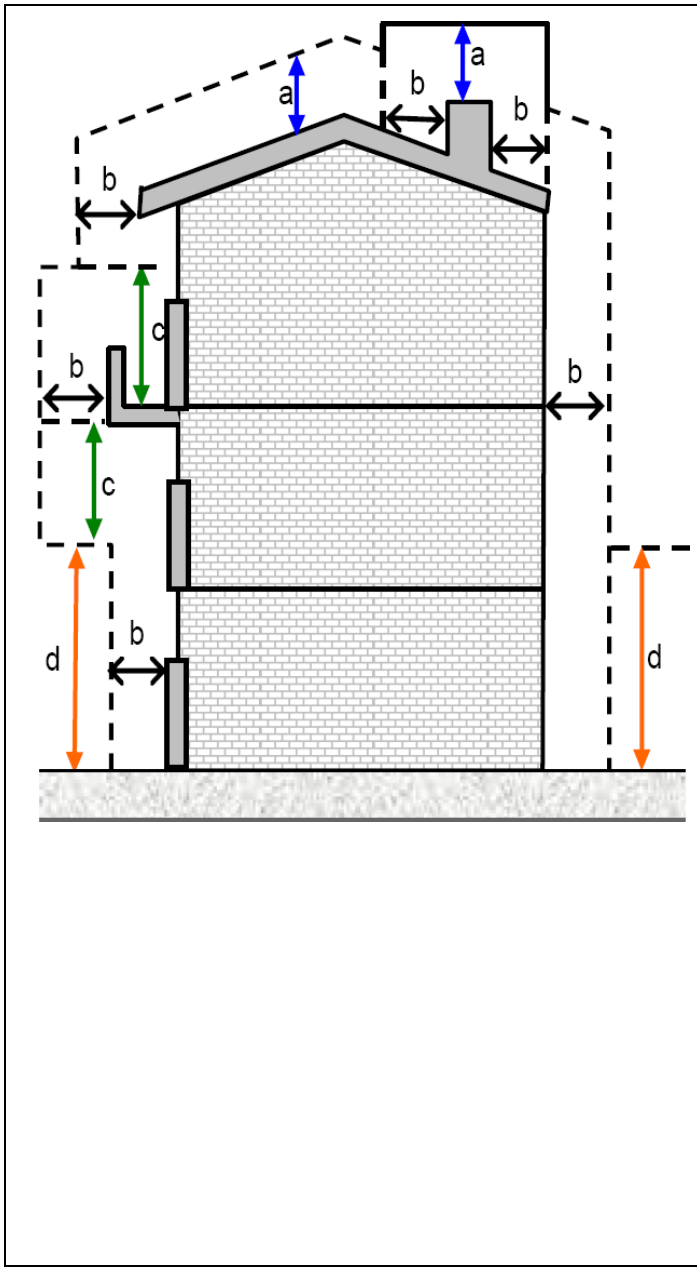
ESPACIOS DE TRABAJO Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Para cumplir con lo estipulado en el RETIE específicamente lo relacionado con lo que en el NEC y NESC se denomina “*Clearances*” que traducido se puede interpretar como "espacio libre" o distancia de se interpreta comúnmente en los círculos de diseño y construcción de instalaciones eléctricas y afines para referirse al espacio alrededor de equipos eléctricos; sin embargo, es importante entender que ese “espacio libre” está compuesta de tres componentes separados y distintos, espacio de trabajo, espacio dedicado al equipo y espacio de separación requerido por el fabricante, para ello se deben contemplar tanto lo establecido en el RETIE numeral “*10.4 ESPACIOS PARA EL MONTAJE, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS*”, lo que le aplique del articulo 13 y lo establecido en la NTC 2050-1998 numeral 110-

16 ampliado y aclarado en la NTC 2050-2022 segunda actualización numeral 110-26, que deviene del NEC 2020 o NFPA 070-2020.

Consecuentemente, se anexarán detalles de la delimitación de distancia de seguridad, áreas de trabajo y distancias de separación asociadas a cada uno de los Tableros o Cuadros de distribución, Transformadores tipo seco de uso interior, Interruptores cerrados (también conocidos como “interruptores de seguridad”), Tableros de iluminación y electrodomésticos, Cuadros de potencia, Celdas de equipos y/o protección, en general de cualquier envolvente que aloje equipamiento eléctrico en uso para la generación y/o distribución de la energía y que conforme la microrred.

Tabla 47 Tabla 13.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones - Fuente: RETIE



DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	**Tensión nominal entre fases (kV)**	**Distancia (m)**
Distancia vertical **“a”** sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 5).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal **“b”** a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 5)	115/110	2,8
	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical “**c**” sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 5)	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical “**d**” a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 5)	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

Las distancias mínimas se aseguran cumpliendo con los valores establecidos en las normas de construcción del operador de red en cuanto a los vanos y los componentes de las respectivas estructuras ya sea de paso, retención, derivación, subestaciones, y afloramientos, como en este caso se puede evidenciar para la red aérea.

En este caso las distancias de seguridad aplican a la estructura de la transición de red aérea a subterránea, la cual se diseña acorde con las normas de construcción del OR, mientras que el resto de la red de MT es subterránea y las redes de BT también lo son, las distancias seguras están confinadas a las envolventes de cada uno de los equipos y componentes de la instalación eléctrica, sean celdas, bóveda, armarios, tableros y demás aparatos.

Tabla 48 Extracto RETIE Tabla 13.2. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones que aplica

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "**d**" en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en las zonas de servidumbre (Figura 13.2 del RETIE). En todo caso se debe asegurar que la copa o rama de los árboles no se acerquen al elemento energizado a una distancia que en condiciones de lluvia y tormentas puedan producir arco eléctrico.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0

En el caso de los tableros se asegura con las distancias establecidas para los diversos casos mediante separación física, de acuerdo con lo establecido en la NTC2050 y el NEC como ya se ha citado en este numeral, y para las redes de distribución canalizadas usando los aislamientosadecuados.

BIBLIOGRAFÍA

- RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, su vigencia está informada en la página Web del ministerio de minas y Energía: https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/reglamentos-tecnicos/reglamento-t%C3%A9cnico-de-instalaciones-el%C3%A9ctricas-retie/; que para este momento corresponde a: ANEXO GENERAL DEL RETIE RESOLUCIÓN 9 0708 DE AGOSTO 30 DE 2013 CON SUS AJUSTES, recuperado en marzo 05 de 2024.
- IPSE, SPE, “GUÍA METODOLÓGICA DE REFERENCIA PARA EL DESARROLLO DEL ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS”
- IPSE, SPE, “GUÍA METODOLÓGICA DE REFERENCIA PARA LA ELABORACIÓN DEL DISEÑO Y LAS MEMORIAS DE CÁLCULO DE INSTALACIONES DE PROYECTOS DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS”
- Empresa de Energía de Santander, Empresa miembro del grupo EPM: https://www.essa.com.co/site/Portals/14/Docs/Norma%20tecnica/Adenda%20Rural/NORMA_DE_ELECTRIFICACION_RURAL-NTR-27-12-2019.pdf
- https://www.essa.com.co/site/Portals/14/Docs/Norma%20tecnica/Adenda%20Rural/NORMA_DE_ELECTRIFICACION_RURAL-NTR-27-12-2019.pdf
- http://www.ideam.gov.co/documents/21021/493444/ATLAS+RADIACION+SOLAR+UV+Y+OZONO+DE+COLOMBIA, el 12/04/2024
- Standard 142-2007 IEEE “Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems”. Página 167
- http://industria.siemens.com.mx/Construcci%C3%B3n/docs/Catalogo%20ET/Inst.Elect.pdf
- http://www.enertolima.com/NORMA_TECNICA_ENERTOLIMA_MAYO_2011/Capitulo5_ Normas_construccion_redes_aereas.pdf
- https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/290000/FA290198/es_ES/Curvas%20disparo%20aparamenta%20modular%20Acti9.pdf
- https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/290000/FA290198/es_ES/Curvas
- %20disparo%20aparamenta%20modular%20Acti9.pdf.