

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

**PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERÍA**

**“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA PROVISIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA, SISTEMAS REDUNDANTES Y SISTEMAS
DE PROTECCIÓN PARA EL PROYECTO DE CONTROL Y
VIGILANCIA POR RADARES PARA LA RESERVA MARINA DE
GALÁPAGOS”**

FRANKLIN DAMIÁN BETANCOURT GARCÉS

SANGOLQUÍ – ECUADOR

2012

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente proyecto de grado titulado: “Estudio de prefactibilidad para la Provisión de Energía Eléctrica, Sistemas Redundantes y Sistemas de Protección para el Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la Reserva Marina de Galápagos” ha sido desarrollado en su totalidad por el Sr. Franklin Damián Betancourt Garcés con C.C. 200004211-5, bajo nuestra dirección.

Ing. Darwin Aguilar
DIRECTOR

Ing. Xavier Segovia
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Por el apoyo, cariño, consejos y conocimiento agradezco a mis profesores, familia y amigos.

DEDICATORIA

Para la Mamahita...

PROLOGO

La Reserva Marina de Galápagos constituye para el Ecuador un compromiso profundo ante el mundo. Su protección, control, desarrollo y manejo deberá ser practicado incuestionablemente por el conocimiento, la ingeniería y la ciencia.

El presente documento estudia y diseña las etapas necesarias para la conexión y protección eléctrica de las estaciones componentes del Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la Reserva Marina de Galápagos. El Capitulo I recopila la teoría necesaria y normas aplicables, el Capitulo II contiene la descripción de la situación eléctrica de las estaciones, analiza las alternativas para la energización redundante y presenta las soluciones correspondientes. Todo el diseño de los sistemas se realiza en el Capítulo III, para luego analizar los costos en el Capítulo IV. Las conclusiones y recomendaciones se presentan en el Capitulo V.

ÍNDICE

CERTIFICACIÓN.....	2
AGRADECIMIENTO.....	3
DEDICATORIA.....	4
PROLOGO	5
ÍNDICE	6
CAPITULO I.....	9
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	9
1.1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	9
1.1.1. CONCEPTOS GENERALES.....	9
1.1.2. NIVELES DE TENSIÓN	11
1.1.3. OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	12
1.1.4. CONFIGURACIONES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	12
1.1.5. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN	15
1.1.6. GRUPOS ELECTRÓGENOS	19
1.2. ENERGÍAS RENOVABLES	22
1.2.1. ENERGÍA MAREOMOTRIZ	23
1.2.2. ENERGÍA GEOTÉRMICA	24
1.2.3. ENERGÍA SOLAR	25
1.2.4. RADIACIÓN SOLAR	31
1.2.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	33
1.3. SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	38
1.3.1. FUSIBLES	40
1.3.2. SECCIONADORES PORTAFUSIBLES PARA MEDIA TENSIÓN.....	47
1.3.3. DISYUNTORES MAGNÉTICOS	48
1.3.4. INTERRUPTORES DE CAJA MOLDEADA	49
1.3.5. RELÉS DE PROTECCIÓN.....	53
1.3.6. INTERRUPTOR DIFERENCIAL.....	56
1.4. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	57

1.4.1.	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	58
1.4.2.	RESISTIVIDAD DEL TERRENO	59
1.4.3.	MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO	61
1.4.4.	VALORES CARACTERÍSTICOS DE RESISTIVIDAD	66
1.4.5.	MEJORAMIENTO DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO	67
1.4.6.	MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA ..	69
1.4.7.	TIPOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.....	74
1.4.8.	CÁLCULO TEÓRICO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	77
1.4.9.	ESQUEMAS DE CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA.....	78
1.4.10.	CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA	83
1.4.11.	PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	84
1.4.12.	CONDICIONES DE SEGURIDAD PARA DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	95
1.4.13.	CÁLCULO DE MALLAS DE PUESTA A TIERRA	96
CAPITULO II.....		105
2.1.	SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA EXISTENTES.....	106
2.1.1.	PUERTO VILLAMIL – ISLA ISABELA	106
2.1.2.	PUERTO BAQUERIZO – ISLA SAN CRISTÓBAL.....	110
2.1.3.	PUERTO AYORA – ISLA SANTA CRUZ	113
2.2.	ANÁLISIS DE LOS POSIBLES SISTEMAS REDUNDANTES.....	118
2.2.1.	GENERADOR DE EMERGENCIA – GRUPO ELECTRÓGENO	119
2.2.2.	SISTEMAS DE POTENCIA ININTERRUMPIDA – UPS	120
2.2.3.	SISTEMA CARGADOR / FUENTE.....	122
2.2.4.	ENERGÍAS RENOVABLES – GENERADOR EÓLICO, SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	124
2.2.5.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA LA ENERGIZACIÓN REDUNDANTE DE LAS ESTACIONES.....	126
2.3.	SOLUCIONES PROPUESTAS PARA CADA ESTACIÓN	128
2.3.1.	ESTACIÓN RADAR MUELLE DE CABOTAJE – ISLA ISABELA	128
2.3.2.	ESTACIÓN RADAR CANTERA DE PIEDRA – ISLA SAN CRISTÓBAL	130
2.3.3.	ESTACIÓN RADAR PNG – ISLA SANTA CRUZ.....	132
2.3.4.	ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER – ISLA SANTA CRUZ.....	134
CAPITULO III.....		138
3.1.	DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL	138
3.1.1.	ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO VILLAMIL, ISLA ISABELA.....	138
3.1.2.	ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO BAQUERIZO, ISLA SAN CRISTÓBAL	143
3.1.3.	ESTACIÓN RADAR PUERTO AYORA – ISLA SANTA CRUZ.....	152

3.1.4.	ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER – ISLA SANTA CRUZ.....	156
3.2.	DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN REDUNDANTES.....	167
3.2.1.	ESTACIONES DE RADAR – PTO. VILLAMIL, PTO. BAQUERIZO, PTO. AYORA.....	167
3.2.2.	ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER – PUERTO AYORA, ISLA SANTA CRUZ.....	172
3.3.	DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	175
3.3.1.	ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO VILLAMIL, ISLA ISABELA.....	176
3.3.2.	ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO BAQUERIZO, ISLA SAN CRISTÓBAL	180
3.3.3.	ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO AYORA, ISLA SANTA CRUZ.....	187
3.3.4.	ESTACIÓN REPETIDORA – CERRO CROCKER, ISLA SANTA CRUZ.....	192
3.4.	DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	195
3.4.1.	ESTACIÓN RADAR PUERTO VILLAMIL, ISLA ISABELA.....	197
3.4.2.	ESTACIÓN RADAR PUERTO BAQUERIZO, ISLA SAN CRISTÓBAL	208
3.4.3.	ESTACIÓN RADAR PUERTO AYORA, ISLA SANTA CRUZ.....	221
3.4.4.	ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER, ISLA SANTA CRUZ.....	231
CAPITULO IV		242
CAPITULO V		258
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		258
5.1.	CONCLUSIONES	258
5.2.	RECOMENDACIONES.....	259
5.2.1.	RECOMENDACIONES DE DISEÑO.....	259
5.2.2.	RECOMENDACIONES GENERALES	261
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		263
ANEXOS.....		268
ÍNDICE DE FIGURAS		468
ÍNDICE DE TABLAS		471
GLOSARIO.....		474
ACTA DE ENTREGA		477

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Debido a los diferentes procesos necesarios para generar energía y a las comodidades necesarias para consumirla, es precisa la diferenciación de cada etapa del suministro eléctrico. Además es necesario afirmar la necesidad de sistemas de redundancia y protección de los equipos que se alimentan de la potencia entregada por el sistema de distribución, teniendo siempre en cuenta la probabilidad de error que cada sistema intrínsecamente posee o hereda, debido a fallas humanas, mantenimiento, entre otros.

1.1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1.1. CONCEPTOS GENERALES

Un sistema de distribución es el medio para distribuir energía eléctrica desde los bloques de suministro de la subestación de distribución hasta los puntos de utilización.¹ La etapa previa a la distribución está compuesta por la central generadora, la red de transporte con las estaciones de elevación,

¹García, José, Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión, Sexta Edición, Paraninfo, 2010

transformación y la red de reparto.² En la distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se pueden diferenciar dos etapas.

La primera etapa (red de transmisión) reparte la energía eléctrica mediante anillos que rodean a los grandes centros de consumo. Las tensiones utilizadas en la etapa de transmisión o reparto son de 138 [kV] y 230 [kV]. Las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión operan con niveles de tensiones de 69 y 138 [kV].

La segunda etapa la constituye las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación que reciben las tensiones de 34.5, 46 y 69 [kV] y que producen tensiones a la salida de 110/210 [V]. En la Figura 1.1 se puede visualizar mejor la configuración del Sistema de Suministro Eléctrico que abarca el Sistema de Distribución.

² Alvarado, José, "Caracterización de la carga en sistemas eléctricos de distribución", Universidad de Zulia, Maracaibo, 14 de Marzo de 2003.

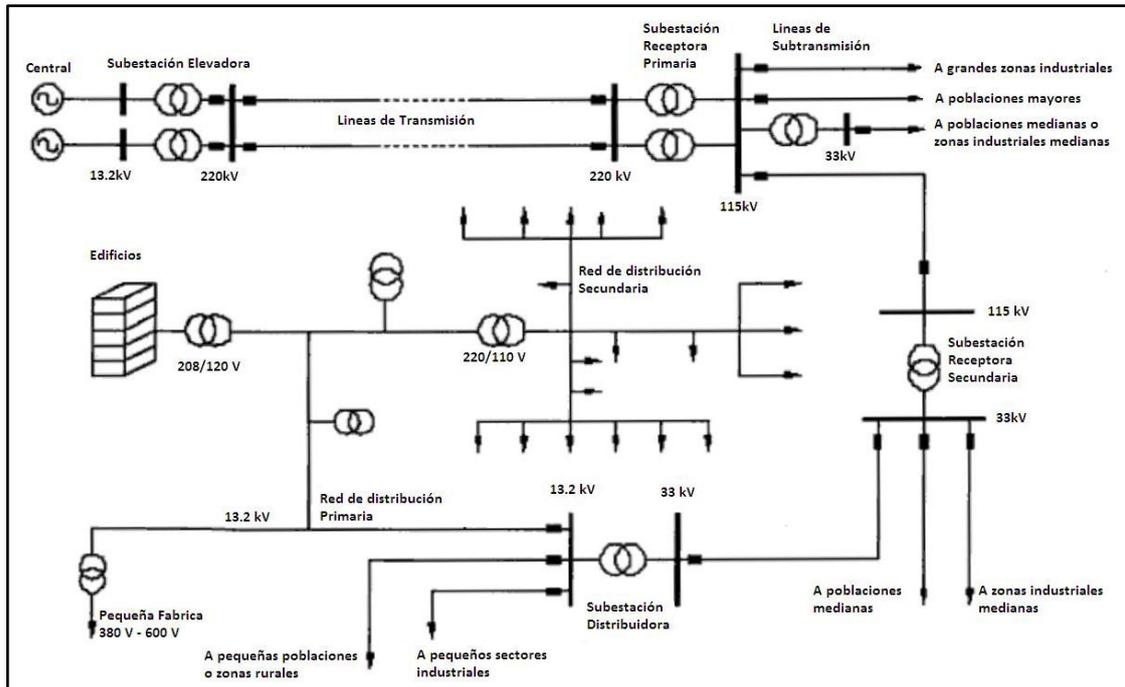


Figura 1. 1. Sistema de suministro eléctrico³

1.1.2. NIVELES DE TENSIÓN

El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) establece los siguientes niveles de voltaje para Alta, Media y Baja Tensión⁴:

- Baja Tensión: inferior a 0.6 [kV]
- Media Tensión: entre 0.6 y 40 [kV]
- Alta Tensión: mayor a 40 [kV]

³ Fuente: Ramírez, Samuel, "Redes de distribución de energía", Universidad Nacional de Colombia

⁴ Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, CONECEL, 2005

1.1.3. OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para un Sistema de Distribución Eléctrica es fundamental mantener los siguientes parámetros, los cuales sin necesidad de explicación describen un sistema con capacidad de sostenibilidad y escalabilidad:

- Buena calidad de servicio
- Continuidad en el servicio.
- Posibilidad de soportar aumento de consumo
- Simple mantenimiento

Bajo estos parámetros el CONELEC define las siguientes variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal en la subetapa 2 (etapa de consumidor), como se aprecia en la Tabla 1. 1: ⁵

Tabla 1. 1. Variaciones de Voltaje Admitidas, CONELEC⁶

	$\Delta(Vn, Vf)\%$
Alto Voltaje	$\pm 5,0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 8,0 \%$
Bajo Voltaje. Urbanas	$\pm 8,0 \%$
Bajo Voltaje. Rurales	$\pm 10,0 \%$

1.1.4. CONFIGURACIONES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN⁷

⁵Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución, Regulación No. CONELEC 004/01, 2001.

⁶Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución, Regulación No. CONELEC 004/01, 2001

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA MONOFÁSICA

Para alimentación de reducidos consumos en baja tensión a dos conductores, Figura 1. 2.

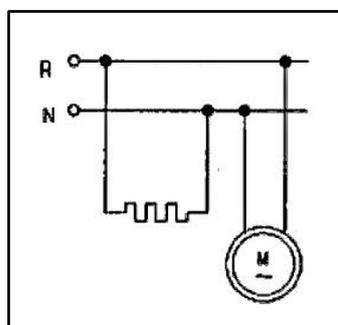


Figura 1. 2. Distribución de energía eléctrica monofásica⁸

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA TRIFÁSICA A TRES CONDUCTORES (Δ)

Utilizada para distribución en Alta Tensión y Baja Tensión para receptores trifásicos equilibrados, Figura 1. 3.

⁷ García, José, Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión, Sexta Edición, Paraninfo, 2010

⁸ Fuente: García, José, Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión, Sexta Edición, Paraninfo, 2010, Figura 1.3

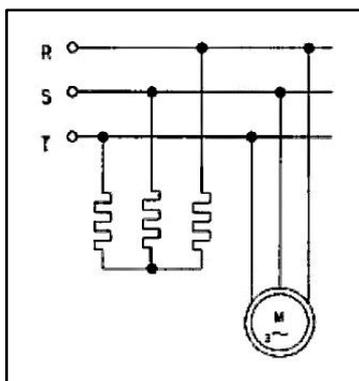


Figura 1. 3. Distribución de energía eléctrica trifásica a tres conductores⁹

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA TRIFÁSICA A CUATRO CONDUCTORES (Y)

Se utiliza en baja tensión para receptores monofásicos y trifásicos, obteniéndose así dos tensiones, la tensión de fase (entre una de las fases y neutro) y la tensión de línea (entre dos fases), Figura 1. 4.

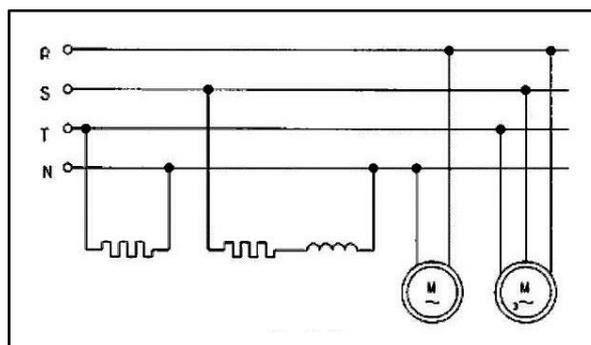


Figura 1. 4. Distribución de energía eléctrica trifásica a cuatro conductores¹⁰

⁹ Fuente: García, José, Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión, Sexta Edición, Paraninfo, 2010, Figura 1.4

¹⁰ Fuente: García, José, Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión, Sexta Edición, Paraninfo, 2010, Figura 1.5

1.1.5. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Son el conjunto de dispositivos para transportar energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas). Se utilizan líneas de distribución comúnmente cuando no es posible producir la energía eléctrica en los centros de consumo por razones de costo, contaminación al ambiente (visual, acústico o físico). Se busca constantemente maximizar la eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles.¹¹

USO DE LOS MATERIALES EN LA TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA¹²

Existen varios materiales que son utilizados en las líneas de transmisión, esto de acuerdo a las necesidades de la línea. Como referencia se tiene que las líneas aéreas (tienden a pandearse debido a la gravedad) requieren de mayores propiedades mecánicas que las líneas subterráneas, donde es necesaria mayor flexibilidad. La Tabla 1. 2 resume los materiales y sus condiciones de uso.

Tabla 1. 2. Materiales usados en líneas de distribución¹³

Material	Aplicaciones
Aluminio	Distancias de 30 a 40 [m]
Cobre	Distancias de 60 a 80 [m]

¹¹Jiménez, Obed, Cantú, Vicente, Conde, Arturo, "Líneas de Transmisión y Distribución", *Ciudad Universitaria*, San Nicolás de los Garza Nuevo León Abril del 2006

¹²Jiménez, Obed, Cantú, Vicente, Conde, Arturo, "Líneas de Transmisión y Distribución", *Ciudad Universitaria*, San Nicolás de los Garza Nuevo León Abril del 2006

Acero ACSR	Distancias de 100 a 120 [m]
------------	-----------------------------

Se presenta además en la Tabla 1. 3 los materiales más acordes según la posibilidad de corrosión del medio:

Tabla 1. 3. Materiales para líneas de distribución en función de la corrosión del medioambiente¹⁴

Zona de Corrosión	Tipo de cable
Ligera	Aluminio con núcleo de acero ACSR
Media	Aluminio con núcleo de alumonelo ACSR/AW
Fuerte	Cooperweld & cobre CW-CU

LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS

Las instalaciones subterráneas cada vez toman más fuerza, esto debido al mejoramiento visual que proporcionan, además de un aumento de seguridad. Para este fin se han desarrollado materiales aislantes con características afines. Según el Código Eléctrico Nacional, se permite que los cables subterráneos vayan directamente enterrados o instalados en canalizaciones identificadas para ese uso y que cumplan los requisitos de profundidad de la Tabla 1. 4. Los cables no blindados se deben instalar en tubería metálica rígida, tubería metálica intermedia o tubería rígida no metálica, cubiertos de una capa de concreto con

^{13, 14} Jiménez, Obed, Cantú, Vicente, Conde, Arturo, "Líneas de Transmisión y Distribución", Ciudad Universitaria, San Nicolás de los Garza Nuevo León, Abril del 2006

espesor no menor a 75 [mm]. Deberán estar protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno y tendrán la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que puedan ser sometidos.¹⁵

Tabla 1. 4. Profundidad del conductor para instalaciones subterráneas¹⁶

Voltaje del circuito	0.6<kV≤22	22<kV≤40	kV>40
Cables directamente enterrados, [cm]	75	75	75
Tubería rígida no metálica, [cm]	90	90	90
Tubería rígida metálica, [cm]	100	100	100

La tensión asignada no deberá ser inferior a 0.6-1 [kV], la sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas; esta sección no será inferior a 6 [mm²] para conductores de cobre y a 16 [mm²] para los de aluminio, la sección del neutro será como mínimo la de la Tabla 1. 5 a continuación:

Tabla 1. 5. Sección mínima del conductor neutro para instalaciones subterráneas¹⁷

Conductores fase[mm²]	Sección neutro [mm²]
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16

¹⁵Código Eléctrico Nacional, Capítulo 7, Sección 710-4, Tabla 710-4b

¹⁶Código Eléctrico Nacional, Capítulo 7, Sección 710-4

¹⁷"ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión", Instrucción Técnica Complementaria - Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España

35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

COMPONENTES DE LOS CONDUCTORES UTILIZADOS EN LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

Para una mejor visualización del diseño de un cable de media tensión para 12 – 20 – 24 [kV], a continuación se establece la Tabla 1. 6 con las secciones que componen el aislante y el conductor de la Figura 1. 5.

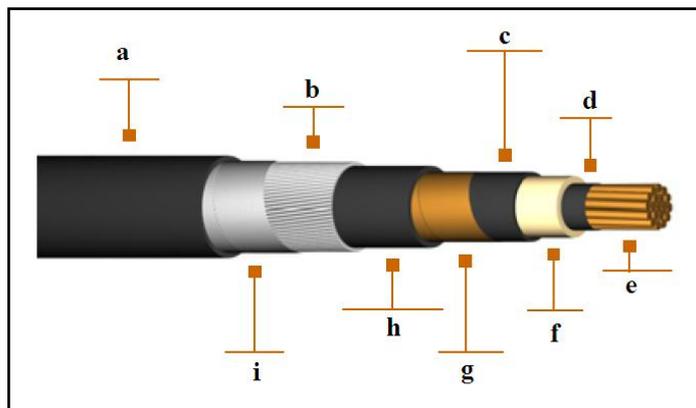


Figura 1. 5. Conductor de media tensión para 12, 20, 24 [kV]¹⁸

Tabla 1. 6. Descripción de las secciones, cable de media tensión 12, 20, 24 [kV]¹⁹

Sección	Descripción
a	Cubierta de PE
b	Cubierta de Aluminio
c	Protector de aislamiento
d	Protector del conductor
e	Conductor
f	Aislamiento XLPE
g	Cinta de Cobre
h	Cinta hinchable semiconductor
i	Cinta adherente

1.1.6. GRUPOS ELECTRÓGENOS

¹⁸ CATÁLOGO de cables comerciales Phelps Dodge International Corp.

¹⁹ CATÁLOGO de cables comerciales Phelps Dodge International Corp.

Un grupo electrógeno produce energía eléctrica mediante un motor de combustión interna alimentado con derivados del petróleo, el cual impulsa un generador eléctrico basado en la ley de Faraday-Lenz, como ilustra la Figura 1. 6.

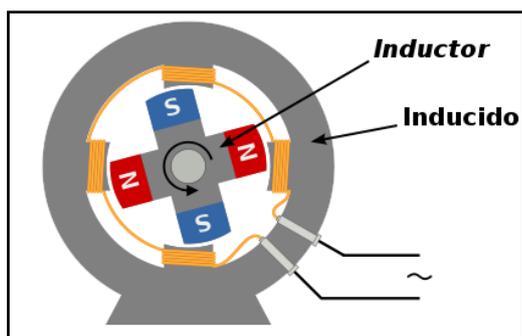


Figura 1. 6. Principio de la Ley de Faraday-Lenz aplicado a un generador eléctrico²⁰

Son utilizados como fuentes primarias de energía eléctrica en lugares donde no es posible llegar con una línea de transmisión y no existen recursos naturales aplicables a la generación de energía. Son comúnmente usados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica, cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico o se necesitan fuentes emergentes que alimenten la carga si la fuente primaria llega a fallar.

COMPONENTES DE UN GRUPO ELECTRÓGENO²¹

La Figura 1. 7 ilustra los componentes de un grupo electrógeno que se detallan a continuación.

²⁰ Fuente: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/0/03/Alternador.svg/420px-Alternador.svg.png>

²¹ http://cvonline.uaeh.edu.mx/Cursos/TecEduc/Intro_grupos_electrogenos/descripcin_del_grupo_electrogeno_parte_1.html, 23 de febrero de 2012

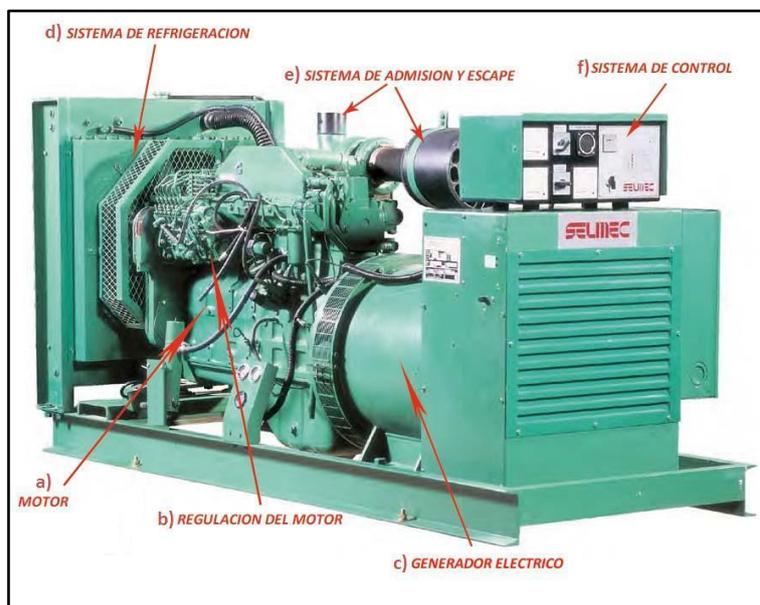


Figura 1. 7. Componentes de un grupo electrógeno²²

a) MOTOR: El motor representa nuestra fuente de energía mecánica para que el alternador gire y genere electricidad. Existe dos tipos de motores, motores de gasolina y de diesel. Generalmente los motores diesel son los más utilizados en los grupos electrógenos por sus prestaciones mecánicas, ecológicas y económicas.

b) REGULACIÓN DEL MOTOR: El regulador del motor es un dispositivo mecánico diseñado para mantener una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de carga. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida del alternador, por lo que cualquier variación de la velocidad del motor afectará a la frecuencia de la potencia de salida.

²²Fuente: http://cvonline.uaeh.edu.mx/Cursos/TecEduc/Intro_grupos_electrogenos/generador_y_letras_0000_Capa_1.jpg

c) **GENERADOR ELÉCTRICO:** La energía eléctrica de salida se produce por medio de un alternador apantallado, protegido contra salpicaduras, auto-excitado, auto-regulado y sin escobillas, acoplado con precisión al motor.

d) **SISTEMA DE REFRIGERACIÓN:** El sistema de refrigeración del motor puede ser por medio de agua, aceite o aire. El sistema de refrigeración por aire consiste en un ventilador de gran capacidad que hace pasar aire frío a lo largo del motor para enfriarlo. El sistema de refrigeración por agua/aceite consta de un radiador y un ventilador interior para enfriar sus propios componentes.

e) **SISTEMA DE ADMISIÓN Y ESCAPE:** El silenciador de escape va instalado en el grupo electrógeno con el fin de reducir la emisión de ruidos producidos por el motor.

f) **SISTEMA DE CONTROL:** Se puede instalar uno de los diferentes tipos de paneles y sistemas de control para controlar el funcionamiento y salida del grupo y para protegerlo contra posibles fallos en el funcionamiento.

1.2. ENERGÍAS RENOVABLES²³

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana.

²³Ortega, Mónica, <http://www.enbuenasmanos.com/articulos/muestra.asp?art=243>, 23 de Febrero de 2012

Si bien es cierto que son fuentes de abastecimiento que respetan el medio ambiente, esto no implica que no ocasionen efectos negativos sobre el entorno, pero estos son infinitamente menores si los comparamos con los impactos ambientales de las energías convencionales por combustibles fósiles.

1.2.1. ENERGÍA MAREOMOTRIZ²⁴

El planeta Tierra se encuentra cubierto en sus tres cuartas partes por océanos y mares. Estas masas gigantescas de agua se mueven como un solo cuerpo debido a la atracción gravitacional de la Luna y del Sol y en menor proporción al movimiento rotacional del planeta Tierra.

Si bien el Sol también tiene incidencia en las mareas, su incidencia es mucho menor que la de la Luna. Además el efecto del sol sobre las mareas se debe a su atracción gravitacional y no a la radiación electromagnética. La energía mareomotriz no es considerada como energía solar directa. La energía de las mareas es la consecuencia directa de la atracción gravitacional entre cuerpos celestes.

La diferencia de altura que se produce al subir y bajar la marea es aprovechada para generar electricidad. Se conoce como pleamar al nivel más alto de agua de los océanos y bajamar al nivel más bajo. La diferencia de altura entre la pleamar y la bajamar puede variar entre 2 y 15 [m] dependiendo del sitio. La

²⁴<http://www.textoscientificos.com/energia/mareomotriz>, 23 de febrero de 2012

Figura 1.8 ilustra el concepto de la energía mareomotriz para la generación de electricidad.

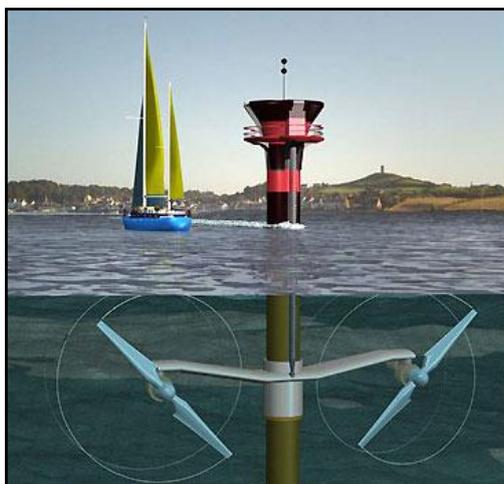


Figura 1. 8. Energía mareomotriz²⁵

De todas las energías renovables no convencionales, la energía mareomotriz es la que menos investigación y desarrollo ha tenido. El alto costo y las dificultades para operación en los océanos han sido las limitantes para que la investigación y desarrollo sobre energía mareomotriz no haya progresado mayormente.

1.2.2. ENERGÍA GEOTÉRMICA²⁶

La energía geotérmica se forma en el interior del planeta Tierra en base a la energía por la descomposición de isótopos que es liberada hacia las capas exteriores en diferentes formas. Una de estas es mediante emisiones de calor.

²⁵ Fuente: <http://www.dforceblog.com/wp-content/uploads/2009/08/energia-mareomotriz.jpg>

²⁶ http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/geotermica.php, 23 de febrero de 2012

La energía geotérmica aprovecha precisamente las manifestaciones de energía calórica de la tierra para diferentes aplicaciones; balnearios, calefacción, calentamiento de agua, generación de energía eléctrica, extracción de minerales, agricultura, acuicultura, además de diversas aplicaciones en gran variedad de industrias. La Figura 1. 9 contiene un esquema simplificado para generar electricidad mediante energía geotérmica.

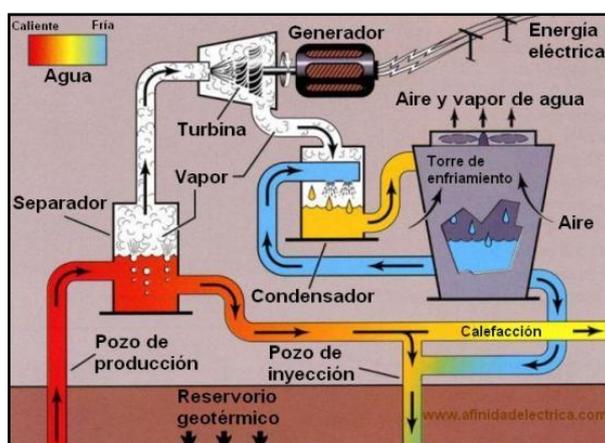


Figura 1. 9. Planta generadora de electricidad mediante energía geotérmica²⁷

1.2.3. ENERGÍA SOLAR²⁸

El sol es la mayor fuente de energías renovables, provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan origen a los vientos, fuente de la energía **eólica**. Ordena el ciclo del agua, causa la evaporación que provoca la formación de las nubes y por lo tanto, las lluvias: fuente de la energía **hidráulica**. Sirve a las

²⁷ Fuente: <http://www.afinidadelctrica.com.ar/html/Image/articulo269-geotermicalatinoamerica/art269-afinidadelctrica-geotermicalatinoamerica-ciclo.JPG>, 13 de abril de 2012

²⁸ Ortega, Mónica, <http://www.enbuenasmanos.com/articulos/muestra.asp?art=243>, 23 de Febrero de 2012

plantas para su vida y crecimiento, las cuales son fuente de **biomasa**. Es la fuente directa de la energía solar, tanto la **térmica** como la **fotovoltaica**.

ENERGÍA EÓLICA

La energía del viento se deriva del calentamiento diferencial de la atmósfera por el sol y las irregularidades de la superficie terrestre. Aunque sólo una pequeña parte de la energía solar que llega a la tierra se convierte en energía cinética del viento, la cantidad total es enorme.

Con la ayuda de generadores eólicos podemos convertir la fuerza del viento en electricidad. Éstos pueden satisfacer demandas de pequeña o agruparse y formar parques eólicos conectados a la red eléctrica, como ilustra la Figura 1. 10.



Figura 1. 10. Parque de generación de electricidad mediante Energía Eólica²⁹

²⁹Fuente: <http://3.bp.blogspot.com/-6ZSOQKijfe4/TcL1JLs-Btl/AAAAAAACbc/ip0wCmlwx2E/s1600/parque-eolico-marino.jpg>

ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica tiene su origen en el ciclo generado por el Sol, al evaporar las aguas de los mares, lagos, depósitos, entre otros. Esta agua cae en forma de lluvia y nieve sobre la Tierra y vuelve hasta el mar, donde el ciclo se reinicia.

La energía hidráulica se obtiene a partir de la energía potencial asociada a los saltos de agua y a la diferencia de alturas entre dos puntos del curso de un río. Las centrales hidroeléctricas transforman en energía eléctrica el movimiento de las turbinas que se genera al precipitar una masa de agua entre dos puntos a diferente altura, como ilustra la Figura 1. 11.

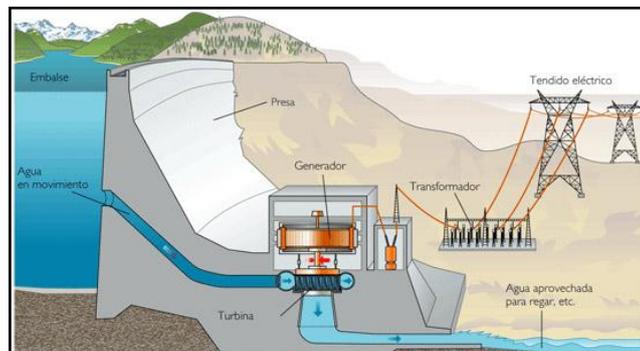


Figura 1. 11. Central de generación eléctrica mediante energía hidráulica³⁰

ENERGÍA DE LA BIOMASA

³⁰Fuente: http://1.bp.blogspot.com/_fVIPPuDfB6o/S-vcDOzf-EI/AAAAAAAAAFk/gxdtQ-AnvMM/s1600/ffffffffffffffffffff.jpg

“La biomasa es el nombre dado a cualquier materia orgánica de origen reciente que haya derivado de animales y vegetales como resultado del proceso de conversión fotosintético. La energía de la biomasa deriva del material de vegetal y animal, tal como madera de bosques, residuos de procesos agrícolas y forestales, y de la basura industrial, humana o animales.”³¹

El valor energético de la biomasa de materia vegetal proviene de la energía solar a través de la fotosíntesis. Durante procesos de combustión, la biomasa libera su energía en la forma de calor, con lo que el carbón se oxida nuevamente a dióxido de carbono para restituir el que fue absorbido durante el crecimiento de la planta. Esencialmente, el uso de la biomasa para la energía es el proceso inverso de la fotosíntesis. La Figura 1. 12 ilustra el uso de biomasa y su relación generación eléctrica.

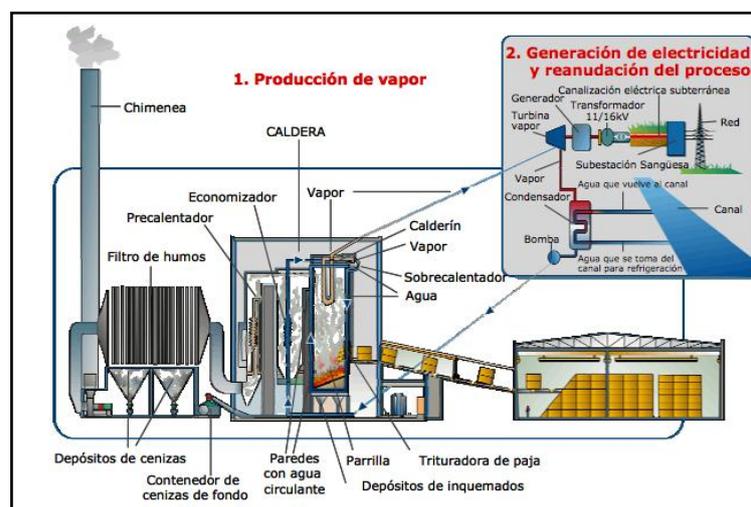


Figura 1. 12. Uso de biomasa en generación eléctrica³²

³¹ <http://www.textoscientificos.com/energia/biomasa>, 23 de febrero de 2012

³² Fuente: <http://www.economiadelaenergia.com/wp-content/uploads/2011/01/energia-electrica-de-biomasa.png>

ENERGÍA TÉRMICA³³

Este tipo de energía aprovecha el calor de la radiación emitida por el sol. Entre sus principales aplicaciones están el calentamiento de agua, sistemas de calefacción y generación de electricidad. Existen además aplicaciones que utilizan la concentración de calor para hacer funcionar máquinas que generan vapor, maquinas para destilar y calentar agua.

La energía térmica se origina al producirse la transmisión de energía de un cuerpo con mayor temperatura a un cuerpo con menor temperatura. La cantidad de energía térmica que gana o pierde un cuerpo en contacto con uno de diferente temperatura se denomina calor. La energía térmica se la mide en unidades calóricas. Por la relación directa entre energía térmica y calor se denomina energía térmica o energía calórica.

La Figura 1. 13 ilustra una aplicación de la energía térmica para la producción de energía eléctrica.

³³ <http://www.instalacionenergiasolar.com/termica/>, 23 de febrero de 2012

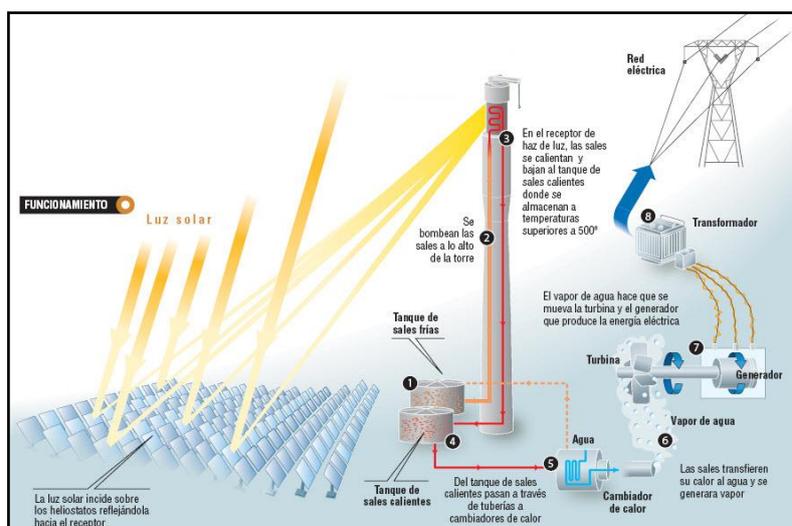


Figura 1. 13. Concentrador de energía solar térmica para generación de energía eléctrica³⁴

ENERGÍA FOTOVOLTAICA³⁵

La energía fotovoltaica aprovecha la energía de los fotones de la radiación solar para generar energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos. El principio fotoeléctrico es aprovechado para generar energía eléctrica a partir de la luz solar. El fenómeno fotoeléctrico fue explicado por primera vez por Albert Einstein en 1905. Sin embargo el efecto fotovoltaico ya fue descubierto muchos años antes sin que nadie pueda explicar con claridad cómo se generaba.

El fenómeno fotoeléctrico explica el comportamiento de uno de los componentes de la luz, el fotón. El fotón al chocar con un metal libera electrones, los cuales generan una corriente eléctrica. La cantidad de electrones liberados depende directamente de la frecuencia de onda de los mismos. A mayor

³⁴Fuente: <http://blog.seas.es/sites/default/files/Solar.jpg>

³⁵ http://www.energia-solar-fotovoltaica.info/2_Breve_Historia/2_Antecedentes_de_la_energia_solar_Fotovoltaica.html, 23 de febrero de 2012

frecuencia, mayor energía liberada, por lo tanto mayor cantidad de electrones. Si se cuenta con una gran cantidad de fotones se obtiene una cantidad de electrones suficientes para generar energía eléctrica de forma continua.

La primera celda solar fotovoltaica fue creada en 1883 por el científico norteamericano Charles Fritts, esta celda obtuvo una eficiencia del 1%. En la década del 60 el precio del petróleo se eleva considerablemente, esto lleva a que se investigue a fondo sobre los paneles solares fotovoltaicos. Este hecho fue sumamente importante para mejorar notablemente la tecnología de los paneles y sobre todo su eficiencia.

1.2.4. RADIACIÓN SOLAR^{36,37}

La densidad de flujo total que emite un cuerpo está descrita por la ley de Stefan-Boltzmann, definida a continuación en la ecuación 1.1:

$$M = \sigma T^4 \tag{1.1}$$

Donde,

M, Densidad total de flujo radiante emitida por un cuerpo [$W m^{-2}$]

σ , Constante de Stefan-Boltzmann $5.67 \times 10^{-8} [W m^{-2} \circ K^{-4}]$

T, Temperatura del cuerpo [$^{\circ}K$]

³⁶<http://www.britannica.com/EBchecked/topic/564843/Stefan-Boltzmann-law>, 24 de febrero de 2012

³⁷Nahle, Nasif, Radiación Solar en la Capa exterior de la Atmósfera Terrestre y sobre la Superficie Terrestre (Suelo y Océano), 7 de junio de 2011, 24 de febrero de 2012

Para conocer el flujo de radiación que emite el Sol a cada metro cuadrado de la superficie terrestre, podemos aplicar la ley de Stefan-Boltzmann de la siguiente manera:

Densidad de radiación emitida por el Sol, M_{sol} , aplicando la ecuación 1.2:

$$T_{sol} = 5780 \text{ [}^\circ\text{K]}, \text{ Temperatura en la superficie del Sol}$$

$$M_{sol} = 5.67 \times 10^{-8} [\text{Wm}^{-2}\text{K}^{-4}] * (5780 \text{ [}^\circ\text{K]})^4$$

$$M_{sol} = 63.28 [\text{MWm}^{-2}]$$

(1.2)

Para conocer la cantidad de radiación emitida en la superficie de una esfera de radio R_{sol} , es necesario dividir la densidad de flujo para la superficie deseada A_{sol} . Al aplicar la ley de la conservación de la energía para una esfera de radio $R_{Sol-Tierra}$, podemos encontrar la densidad de flujo que se presenta en la superficie de la Tierra, de la siguiente manera:

$$M_{sol} \times A_{sol} = M_{Sol-Tierra} \times A_{Sol-Tierra}$$

(1.3)

Donde,

M_{sol} , Densidad de flujo de radiación Solar

$M_{Sol-Tierra}$, Densidad de flujo de radiación en la superficie Terrestre

$$A_{sol} = \pi R_{sol}^2, \text{ Área del Sol}$$

$$A_{Sol-Tierra} = \pi R_{Sol-Tierra}^2, \text{ Área desde el Sol a la Tierra}$$

Datos adicionales:

$$R_{sol} = 695500 [km], \text{ Radio del Sol}$$

$$R_{Sol-Tierra} = 149.6 \times 10^6 [km], \text{ Distancia del Sol a la Tierra}$$

$$M_{Sol-Tierra} = \frac{M_{sol} \times A_{sol}}{A_{Sol-Tierra}}$$

$$M_{Sol-Tierra} = \frac{63.28 \times 10^6 [Wm^{-2}] * \pi * 695500^2 [km^2]}{\pi * (149.6 \times 10^6)^2 [km^2]}$$

$$M_{Sol-Tierra} = 1367.7 [Wm^{-2}]$$

El valor de la densidad de flujo de radiación presente en la superficie terrestre $M_{Sol-Tierra}$, es conocido como la constante solar.

1.2.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO³⁸

Un sistema fotovoltaico tiene como componente fundamental, uno o varios paneles fotovoltaicos, quienes cumplen el objetivo de transformar la radiación

³⁸Ruano, Domínguez, René, http://www.energianow.com/Instructivos/Componentes_Sistema_Fotovoltaico.pdf, 24 de febrero de 2012

solar en electricidad; un bloque de acumulación, donde un controlador de carga mantiene un banco de baterías; y un bloque de distribución el cual puede tener un inversor para cargas que necesiten corriente alterna.

La Figura 1. 14 ilustra los componentes fundamentales de un sistema fotovoltaico, los cuales se detallan a continuación.

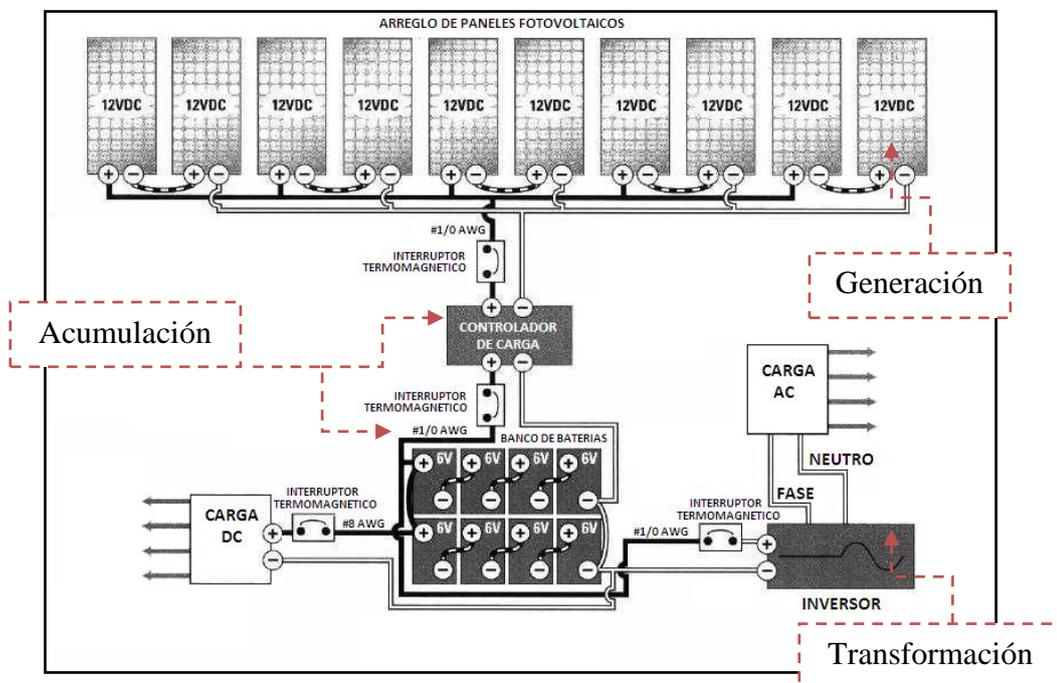


Figura 1. 14. Componentes fundamentales de un Sistema Fotovoltaico³⁹

GENERACIÓN - PANELES FOTOVOLTAICOS^{40, 41}

³⁹ Fuente: http://www.energianow.com/Instructivos/Componentes_Sistema_Fotovoltaico.pdf, 24 de febrero de 2012

⁴⁰ http://www.energia-solar-Fotovoltaica.info/4_Paneles_Fotovoltaicos/7_Conceptos_basicos_de_generacion_fotovoltaica_Celdas_fotovoltaicas.html, 24 de febrero de 2012

⁴¹ Gasquet, Héctor, www.solartronic.com/download/SistemasFV.pdf, 24 de febrero de 2012

Los paneles fotovoltaicos son los encargados de la generación eléctrica. El número de ellos dependerá de factores como el valor promedio de la insolación del lugar, la carga y la máxima potencia nominal de salida del panel.

Los sistemas fotovoltaicos transforman la luz solar en energía eléctrica, una partícula luminosa con energía (fotón) se convierte en una energía electromotriz (voltaica), de ahí su nombre, fotovoltaico. La conversión de energía solar a energía eléctrica se produce en las celdas fotovoltaicas que conforman un panel fotovoltaico.

Las celdas fotovoltaicas están formadas por silicio puro, dopado con impurezas químicas. Al combinar silicio puro que presenta 4 electrones en su capa de valencia, con boro, el cual presenta 3 electrones en la capa de valencia, se presenta un hueco libre. Este tipo de material se lo conoce como material tipo p. Este material al tener un hueco libre en su banda de valencia se convierte en receptor de electrones.

El caso contrario sucede al dopar el silicio con fósforo que al tener 5 electrones en la banda de valencia, presenta un electrón libre, a este material se lo conoce como tipo n. Al realizar la unión de los semiconductores n y p, la incidencia de los fotones sobre estos materiales semiconductores eleva el nivel de energía de los electrones del material tipo n provocando el salto de electrones hacia el material tipo p, creando un flujo de electrones como se ilustra en la Figura 1.15.

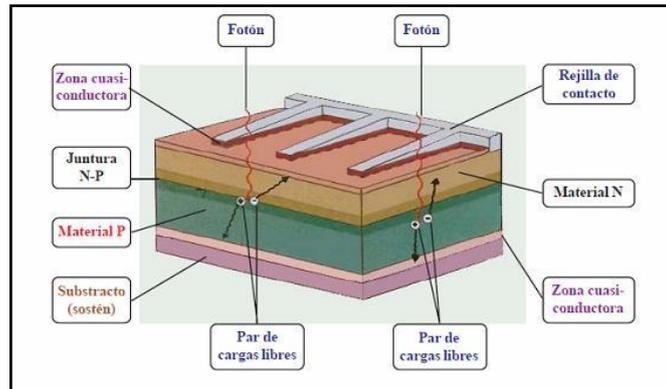


Figura 1. 15. Incidencia de fotones en material semiconductor tipo n-p⁴²

ACUMULACIÓN – BANCO DE BATERÍAS

El banco de baterías usa un tipo especial de batería llamada batería solar. Estas están diseñadas para soportar niveles de descarga profundos durante muchos ciclos de carga y descarga. Existen diferentes tipos de baterías que están potencialmente disponible para usar en los Sistemas Fotovoltaicos, entre ellas se encuentran: Baterías de Plomo- Ácido, Baterías de Plomo- Ácido (Gel), Baterías Tubulares, Baterías VRLA, Baterías de Níquel- Cadmio. La Figura 1. 16 contiene un ejemplo de un banco de 24 baterías solares.

⁴² Fuente: <http://www.enforce-een.eu/wp/esp/wp-content/uploads/2011/06/Principio-de-Funcionamiento.jpg>



Figura 1. 16. Banco de baterías solares para un sistema fotovoltaico⁴³

Es fundamental en un sistema fotovoltaico autónomo el uso de un controlador de carga para las baterías, el cual evita la descarga a través de los paneles durante la noche, cuando el panel fotovoltaico no aporta energía al sistema; y a su vez impide la sobrecarga de las baterías cuando el nivel de radiación es demasiado alto. El controlador se encargara en todo momento de mantener el sistema en un régimen de máxima potencia. La Figura 1. 17 ilustra un controlador de carga de máxima potencia para 12/24 [VDC], 60 [A].



Figura 1. 17. Controlador de carga MPPT 12/24 [VDC], 60 [A]⁴⁴

⁴³ Fuente: http://www.energianow.com/Instructivos/Componentes_Sistema_Fotovoltaico.pdf, 24 de febrero de 2012

TRANSFORMACIÓN – INVERSOR DC/AC

La energía suministrada directamente se presenta como corriente continua. Según sea necesidad de la carga se puede requerir de un componente encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna (inversor) según sea las características nominales de la carga. La Figura 1. 18 contiene un inversor de 1000 [W], 120 [VAC].



Figura 1. 18. Inversor 120 [VAC], 1000 [W]⁴⁵

1.3. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección tienen la responsabilidad de proteger a las personas y a las instalaciones contra efectos dañinos provocados por fallas eléctricas y/o mal funcionamiento de los equipos. Estos dispositivos encargados

⁴⁴ Fuente: http://kilowattdepot.com/media/catalog/product/cache/1/image/9df78eab33525d08d6e5fb8d27136e95/k/w/kwd_xw-mppt-60-150.jpg

⁴⁵ Fuente: http://cdn.shopify.com/s/files/1/0011/4102/products/Samlex-PST-100S-12A_large.jpg?103137

de desenergizar un sistema, circuito o artefacto, cuando en ellos se alteran las condiciones normales de funcionamiento.

La velocidad de respuesta, es la principal característica que debe tener un dispositivo de protección, ya que debe despejar una falla en el menor tiempo posible. Dependiendo del tipo de aplicación existe una protección adecuada.⁴⁶

Las características constructivas y de funcionamiento que deben cumplir los interruptores automáticos son establecidas en forma internacional por 2 normas: la IEC 60947 y la IEC 60898. Mientras que la norma IEC 60947 trata las características de los interruptores de uso industrial, la IEC 60898 trata las características de los interruptores de uso doméstico (los que son conocidos como interruptores para riel DIN).⁴⁷

Para definir los siguientes dispositivos de protección, sus características y modo de empleo se consulto los estándares de la IEEE, entidad responsable que normaliza los procedimientos para garantizar el correcto funcionamiento de sistemas eléctricos y electrónicos.

El estándar IEEE Std. 141 regulariza las prácticas en sistemas de distribución eléctricos para plantas industriales, además el estándar IEEE Std. 242 comprende las normas internacionales y practicas debidas para los dispositivos de protección y su coordinación en sistemas de potencia para la industria y comercio.

⁴⁶http://www.educarchile.cl/UserFiles/P0029/File/Objetos_Didacticos/ELE_11/Recursos%20Conceptuales/Dispositivos%20de%20proteccion%20electricos.doc, 29 de febrero de 2012

⁴⁷<http://isa.uniovi.es/docencia/IngdeAutom/transparencias/Elementos%20de%20Protec.pdf>, 29 de febrero de 2012

1.3.1. FUSIBLES

Un fusible puede ser definido como un dispositivo que protege un circuito abriendo su elemento de respuesta cuando una corriente de cortocircuito o sobre-corriente pasa a través de él. El Código Eléctrico Nacional de Estados Unidos, NEC establece que un fusible debe interrumpir todas las sobre-corrientes que se presentan en el sistema eléctrico⁴⁸. Un fusible tiene las siguientes características funcionales:⁴⁹

- Se combina la detección y la interrupción de elementos en un dispositivo autónomo.
- Es de acción directa que responde a una combinación de magnitud y duración de la corriente que fluye a través de ella.
- Normalmente no incluye ninguna disposición para hacer y deshacer manualmente la conexión a una energía circuito, sino que requiere dispositivos separados.
- Es un dispositivo de una sola fase. Sólo el fusible en la fase sometida a sobre corriente responderá a desenergizar la fase afectada.

⁴⁸ NEC, NFPA 70, Artículo 240.6, 2008

⁴⁹ IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Capítulo 5.1, pág. 134.

- Después de haber interrumpido una sobre corriente o cortocircuito, es necesario renovar su elemento detector de corriente para volver a energizar el circuito.

Además de las características físicas, mecánicas y constructivas de los fusibles, los parámetros eléctricos se determinan de acuerdo a la norma ANSI C37. 1001972: tensión eléctrica nominal, corriente eléctrica nominal, frecuencia, nivel básico de impulso, servicio (interior o intemperie), respuesta de operación, capacidad interruptiva, velocidad de respuesta.

CLASIFICACIÓN POR TIPO DE OPERACIÓN⁵⁰

FUSIBLES DE EXPULSIÓN TIPO N: Para estos fusibles se estableció que deberían llevar el 100% de la corriente nominal continuamente y deberían fundirse a no menos del 230% de la corriente nominal en 5 minutos.

FUSIBLES DE EXPULSIÓN TIPO K y T: Los tiempos de 0.1 [s], 10 [s] y 300 [s] se definieron como puntos para las características de operación de estos fusibles, además se estableció que serían capaces de llevar el 150% de su capacidad nominal continuamente para fusibles de estaño y 100% para fusibles de plata. Las capacidades de corriente más comunes de fabricación son 1, 2, 3, 5, 8, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 [A]. La Figura 1. 19 muestra los componentes básicos de un fusible de tipo expulsión.

⁵⁰IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Capítulo 5.4, pág. 139.

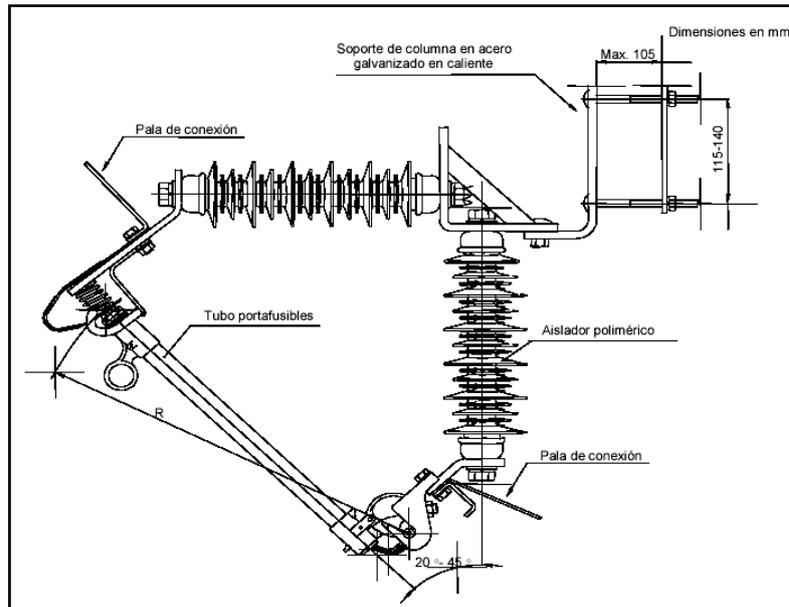


Figura 1. 19. Componentes generales de un fusible tipo expulsión⁵¹

FUSIBLES DE DOBLE Y TRIPLE DISPARO: Se tiene dos o tres fusibles por cada fase. Cuando se detecta una corriente mayor a la diseñada, se funde el elemento del primer fusible, abriendo el primer porta fusible y cerrando en ese momento el siguiente fusible. La Figura 1. 20 ilustra un fusible de triple disparo.



Figura 1. 20. Fusible de triple disparo⁵²

⁵¹Fuente: <http://es.tianan-electric.com/upfile/proimages/s2011222164824822.jpg>

FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE: Un fusible que interrumpirá todas las corrientes disponibles por encima de su umbral de corriente y por debajo de su valor máximo a interrumpir. Encargado de limitar el tiempo de compensación a la tensión nominal a un intervalo igual o menor que la duración del primer ciclo, y el límite máximo de corriente a un valor menor que la corriente máxima que sería posible con el fusible sustituido por un conductor sólido de la misma impedancia. La Figura 1. 21 muestra un fusible limitador de corriente.



Figura 1. 21. Fusible limitador de corriente⁵³

FUSIBLE DE HEXAFLUORURO DE AZUFRE⁵⁴: Los fusibles de hexafluoruro de azufre son empleados comúnmente en líneas de distribución subterránea, puesto a que están diseñados para uso interior, además son de tipo limitador de corriente. Tiene como función principal extinguir el arco originado por las sobre corrientes de carga y de cortocircuito. El hexafluoruro de azufre requiere una presión mayor que la atmosférica ya que sus propiedades dieléctricas varían en proporción directa con la presión.

⁵²<http://nanjo.com.mx/wp-content/uploads/2011/02/cortacircuitos-triple.jpg>

⁵³Fuente: <http://grupoteimexico.com.mx/im%20paginas/fusibles%20limitadores%20de%20corriente.png>

⁵⁴http://patricioconcha.ubb.cl/educ/public_www/capitulo1/interruptores.html, 29 de febrero de 2012

CLASIFICACIÓN POR VELOCIDAD DE OPERACIÓN⁵⁵

FUSIBLES DE ACCIÓN RÁPIDA⁵⁶: No tienen intencionalmente demora en su acción. Son usados para valores de sobrecarga bajos y corrientes de cortocircuito. Principalmente para proteger circuitos con semiconductores, su característica especial es responder en forma rápida a problemas de sobrecarga, con baja energía de fusión, corriente de pico y transitorios de tensión eléctrica.

FUSIBLES DE ACCIÓN RETARDADA: Los fusibles clases CC, G, H, J, RK5 y RK1, son considerados como fusibles de acción retardada. Si son identificados en su etiqueta con "time delay", "td" o "d", son requeridos a mantener un tiempo de apertura mínimo de 10 s cuando se somete a una carga de cinco veces la corriente nominal. Para valores altos de corriente, los fusibles de acción retardada ofrecen una excelente limitación de corriente, abriendo el circuito en un periodo de tiempo de menos de medio ciclo. Los fusibles con tiempo de retardo pueden ser seleccionados con valores mucho más cerca de la corriente de operación normal de los circuitos.

CAPACIDAD INTERRUPTIVA

Corresponde al valor RMS de la corriente total que el interruptor debe ser capaz de interrumpir en condiciones de voltaje y ciclo de trabajo nominal⁵⁷. La Tabla 1. 7 conforme estándar IEEE Std. 242 se presenta a continuación:

⁵⁵ IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Capítulo 5.5, pág. 141.

⁵⁶ Hernández, Román, Reyes, Francisco, García, Jorge, *Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial*, Instituto Politécnico Nacional, México, 2009

⁵⁷ http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/capitulo1/interruptores.html, 29 de febrero de 2012

Tabla 1. 7. Capacidad interruptiva de los fusibles según su clase⁵⁸

Fusible	Capacidad Interruptiva
Clase H	10 [kA]
Clase K	5, 100, 200 [kA]
Clase RK1, RK5	200 [kA]
Clase RK1, RK5, time delay	200 [kA]
Clase J, CC, T, L	200 [kA]

CURVAS CARACTERÍSTICAS TIEMPO VS CORRIENTE⁵⁹

Las curvas características de tiempo-corriente tienen la intención de mostrar la relación entre los valores diferentes de sobre-corriente y el tiempo a escoger de apertura del fusible. Las corrientes son normalmente representadas a través de la parte inferior del gráfico. Los valores de tiempo se muestran en la parte izquierda lateral y puede representar el tiempo mínimo, tiempo de fusión, tiempo de fusión promedio, o el tiempo de compensación total. Dos curvas que muestran los diferentes conceptos de tiempo no pueden ser comparadas sobre la misma base. Se supone tiempo de fusión promedio a menos que se indique lo contrario. La Figura 1. 22 y Figura 1. 23 contienen un ejemplo de curva característica para fusibles Clase RK-5 time-delay (30–600 [A]) y Clase L fusible limitador de corriente (800–6000 [A]) respectivamente.

⁵⁸ IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Capítulo 5.7, pág. 141.

⁵⁹ IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Capítulo 5.8, pág. 141.

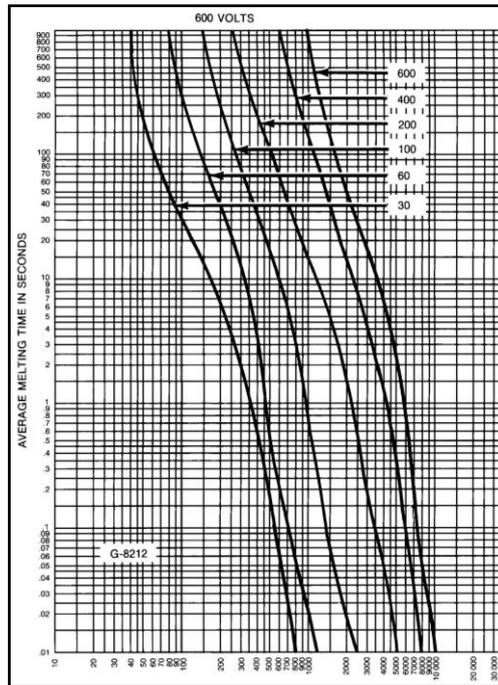


Figura 1. 22. Curva característica fusibles Clase RK-5 time-delay (30–600 [A])⁶⁰

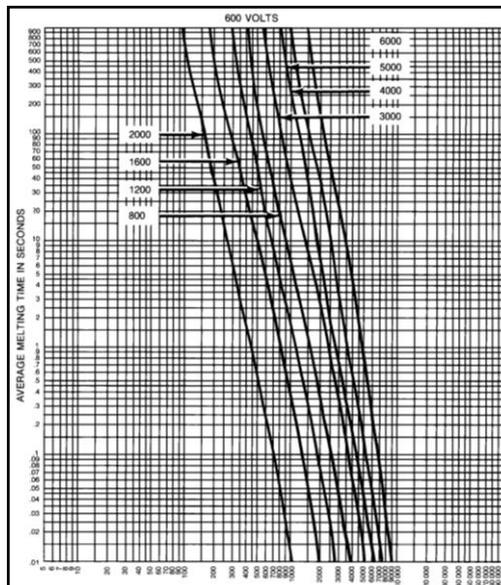


Figura 1. 23. Curva característica fusible limitador de corriente Clase L (800–6000 [A])⁶¹

⁶⁰Fuente: IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems

1.3.2. SECCIONADORES PORTAFUSIBLES PARA MEDIA TENSIÓN

Los seccionadores portafusibles son empleados como aparamenta para estructuras trifásicas, las cuales están normalizadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, respetando las normas internacionales de construcción IEC 60282-2, ANSI C37.41 C37.42⁶². El objetivo de un seccionador es el de separar, mediante su elemento fusible, las posibles fallas de una zona o sector para no afectar al resto de la red. El tipo de fusible y sus características determinaran ante qué tipo de falla pueda actuar el seccionador.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

La norma IEC 60282-2 define las características eléctricas para los seccionadores para distribución eléctrica y determina las pruebas de laboratorio que deberán realizar los fabricantes. Las características más importantes para la selección del dispositivo se presentan a continuación:

In Corriente máxima nominal – 100 [A] o 200 [A] RMS, es el valor de corriente máximo al que debe poder trabajar los elementos del seccionador sin ocasionar daños o calentamiento.

Icu Poder de corte último - [kA] RMS, es el valor máximo de intensidad de cortocircuito que el interruptor puede cortar. Está verificado siguiendo una

⁶¹ Fuente: IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems

⁶² http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=430&Itemid=694

secuencia de ensayos normalizados. Después de esta secuencia, el interruptor no puede ser peligroso.

Ics Poder de corte en servicio - [kA] RMS, valor dado por el constructor. Se expresa en % de Icu. Esta relación es muy importante ya que nos muestra la aptitud del interruptor a asegurar un normal servicio, después de haber cortado tres veces la corriente de cortocircuito.

Se presenta en la Figura 1. 24 un seccionador portafusible tipo unipolar abierto, de $I_n=100$ [A], y $I_{cu}=10$ [kA] para redes de media tensión.



Figura 1. 24. Seccionador portafusible 15[kV], 100[A], 10[kA], tipo unipolar abierto⁶³

1.3.3. DISYUNTORES MAGNÉTICOS⁶⁴

⁶³<http://www.unidadesdepropiedad.com/images/oziogallery2/carrusel1/seccionador%20barra%20unipolar.png>

⁶⁴<http://isa.uniovi.es/docencia/IngdeAutom/transparencias/Elementos%20de%20Protec.pdf>, 29 de febrero de 2012

Protegen los circuitos contra los cortocircuitos, dentro de los límites de su poder de corte a través de disparadores magnéticos (un disparador por fase). Dependiendo del tipo de disyuntor, el umbral de disparo puede ser fijo o ajustable por el usuario. Todos los disyuntores pueden realizar cortes omnipolares: la puesta en funcionamiento de un solo disparador magnético abre simultáneamente todos los polos. Cuando la corriente de cortocircuito no es muy elevada, los disyuntores funcionan a mayor velocidad que los fusibles.

PODER DE CORTE: Es el valor máximo estimado de corriente de cortocircuito que puede interrumpir un disyuntor con una tensión y en unas condiciones determinadas. Se expresa en [kA] eficaces simétricos.

PODER DE CIERRE: Es el valor máximo de corriente que puede establecer un disyuntor con su tensión nominal en condiciones determinadas. En corriente alterna, se expresa con el valor de cresta de la corriente. El poder de cierre es igual a un factor k por el poder de corte, según se indica la norma IEC 947-2.

1.3.4. INTERRUPTORES DE CAJA MOLDEADA⁶⁵

El National Electrical Code (NEC), define al interruptor como “un dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito por un medio no automático y para abrir automáticamente un circuito con una sobre-corriente determinada, sin que se

⁶⁵<http://isa.uniovi.es/docencia/IngdeAutom/transparencias/Elementos%20de%20Protec.pdf>, 29 de febrero de 2012

dañe, cuando se aplica en forma adecuada dentro de sus capacidades nominales⁶⁶”

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

La norma IEC 60947-2 define las características eléctricas para los interruptores de caja moldeada, y determina las pruebas de laboratorio que deberán realizar los fabricantes. Las características más importantes para la selección del dispositivo se presentan a continuación:

In Intensidad nominal - [A] RMS, intensidad ininterrumpida máxima soportada a temperatura ambiente sin sobrecalentamiento anormal.

Ir Intensidad de regulación de sobrecarga ajustable - [A] RMS, está en función de In. Ir caracteriza la protección contra las sobrecargas. Para el funcionamiento en sobrecarga, las intensidades convencionales de no disparo **Ind** y de disparo **Id** son:

$$\mathbf{Ind} = 1,05 \mathbf{Ir}$$

$$\mathbf{Id} = 1,30 \mathbf{Ir}$$

Icu Poder de corte último - [kA] RMS, es el valor máximo de intensidad de cortocircuito que el interruptor puede cortar. Está verificado siguiendo una secuencia de ensayos normalizados. Después de esta secuencia, el interruptor no puede ser peligroso.

⁶⁶NFPA 70, National ElectricalCode, Capítulo 1, Art. 100, Edición 2008

Ics Poder de corte en servicio - [kA] RMS, valor dado por el constructor. Se expresa en % de Icu. Esta relación es muy importante ya que nos muestra la aptitud del interruptor a asegurar un normal servicio, después de haber cortado tres veces la corriente de cortocircuito. Cuanto más alto sea el valor Ics, más efectivo será el interruptor.

Icw Intensidad asignada de corta duración admisible - [kA] RMS, es la intensidad de cortocircuito máxima que puede soportar el interruptor durante una breve duración, de 0,05 a 1 [s], sin alteración de sus características.

La norma IEC 60947-2 define dos categorías de interruptores:

Interruptores de **categoría A**, para los cuales no hay retardo de disparo previsto. Estos generalmente son interruptores de caja moldeada, capaces de realizar una selectividad amperimétrica.

Interruptores de **categoría B**, para los cuales, es viable realizar una selectividad cronométrica, siendo posible retardar el disparo, hasta 1[s], para todo cortocircuito de valor inferior a la intensidad Icw.

INTERRUPTORES TERMO-MAGNÉTICOS

Presentan dos formas de protección en instalaciones de baja tensión (hasta 600 [V]). La primera es la protección contra sobrecargas, el disparo térmico se presenta cuando hay una circulación de corriente a través de una tira bimetálica, la resistencia de la tira bimetálica desarrolla calor doblando el bimetalo suficiente para disparar el mecanismo y abrir el circuito.

La segunda protección contra sobre-corrientes, se logra magnéticamente. El disparo magnético se realiza cuando se presentan sobre-corrientes que activan un solenoide magnético, el cual atrae una armadura magnética para provocar el disparo del dispositivo.

La Figura 1. 25 presenta un interruptor termo-magnético para dos y tres polos.



Figura 1. 25. Interruptor termo-magnético para dos y tres polos⁶⁷

CURVAS CARACTERÍSTICAS TIEMPO VS CORRIENTE⁶⁸: Las curvas de tiempo – corriente son función de los parámetros a los que está sometido la

⁶⁷ Fuente: http://www.paginasprodigy.com/electromecanicamyn/ph_img/mini_interruptores.jpg

unidad de disparo, esta unidad censa permanentemente la corriente que circula por el interruptor, reaccionando en un tiempo t , a fallas y cambios anormales. La Figura 1. 26 contiene una curva característica para un interruptor termo-magnético diseñado para 600 [A], temperatura nominal 40 [°C].

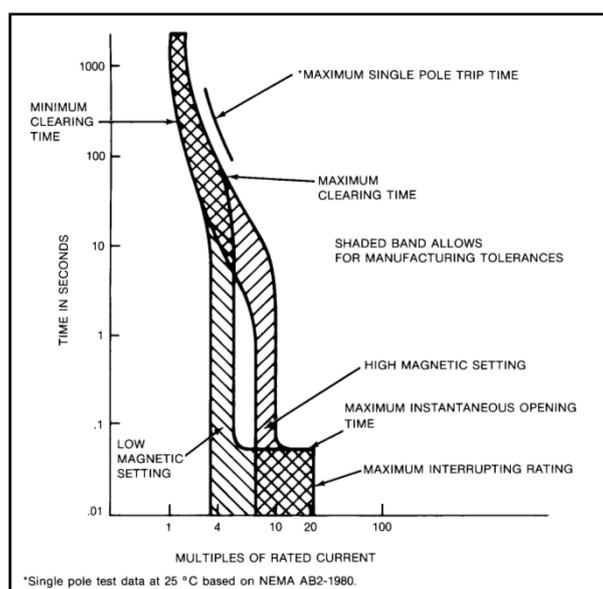


Figura 1. 26. Curva característica Interruptor termo-magnético para 600 [A], T 40 [°C]⁶⁹

1.3.5. RELÉS DE PROTECCIÓN⁷⁰

La siguiente es una breve descripción de los tipos y las características de los relés de protección y otros dispositivos comúnmente utilizados en los sistemas de distribución de energía eléctrica para plantas industriales, según el estándar IEEE Std. 141.

⁶⁸ IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Capítulo 6.3.1, pág. 191.

⁶⁹ Fuente: IEEE Std 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems

⁷⁰ IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, Capítulo 5.3.2, Pág. 193

RELÉ DE SOBRE-CORRIENTE ANSI 50 Y ANSI 51

El relé más común para la protección contra cortocircuitos del sistema de energía industrial es el relé de sobre-corriente. Los relés de sobre-intensidad utilizados en la industria son típicamente de atracción electromagnética, de inducción, de elementos de estado sólido, o bimetálico.

La corriente de operación o “pick up”, es el valor de ajuste para la corriente de operación normal del relé. La corriente de operación o pick up, para todos los relés de sobre-corriente es ajustable. Cuando la corriente que atraviesa la bobina del relé se excede de la corriente ajustada, el dispositivo desconecta el circuito.

El tiempo de operación permite definir una disposición para la variación del tiempo de ajuste para una corriente dada. Este ajuste se denomina tiempo de operación del relé.

DISPOSITIVO ANSI 50

El relé de sobre-intensidad más simple, utilizando el principio de atracción electromagnética, es el tipo solenoide. Los elementos básicos de este relé son un solenoide alrededor de un núcleo de hierro y una armadura de acero que se mueve dentro del solenoide y soporta los contactos móviles. Estos relés operan sin ninguna demora de tiempo intencional, generalmente dentro de medio ciclo.

DISPOSITIVO ANSI 51

Cuando la sobre-corriente es de una naturaleza transitoria, como la causada por el arranque de un motor o alguna sobrecarga repentina de breve duración, el interruptor no debe abrirse. Por esta razón, se utilizan relés de disco de inducción, conocidos como dispositivo 51, ya que tienen un retardo de tiempo inherente que permite varias veces un exceso del ajuste del relé durante un período limitado de tiempo sin cerrar los contactos.

Si un relé funciona más rápido a medida que aumenta la corriente, se dice que tienen una característica de tiempo inverso. Relés de sobre-corriente están disponibles con características de tiempo inverso, muy inverso, y extremadamente inverso. Este parámetro se configura en la perilla de tiempo de operación. La Figura 1. 27 muestra la familia de curvas características tiempo-corriente para relés para sobre-corriente de tiempo inverso.

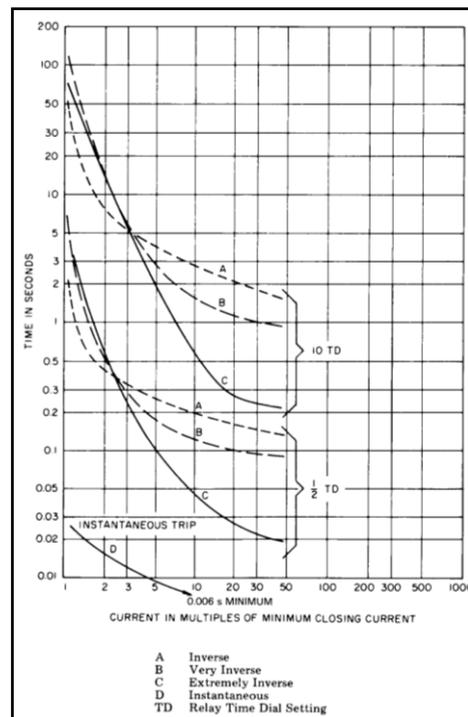


Figura 1. 27. Familia de curvas características tiempo-corriente para relés de sobrecorriente⁷¹

1.3.6. INTERRUPTOR DIFERENCIAL

De acuerdo a la norma IEC 1008, un interruptor diferencial se define como un “aparato de corte diseñado para establecer, soportar y cortar las corrientes en las condiciones normales de servicio y para provocar la apertura de los contactos cuando la corriente diferencial alcanza en condiciones específicas un valor dado”⁷².

Un interruptor diferencial ofrece las siguientes características:

⁷¹ Fuente: IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants

⁷² www.bticino.com.pe/0/pdf/GUIATECNICA_1.pdf, 01 de marzo de 2012

- Protege las personas contra los contactos indirectos
- Asegura una protección complementaria contra los contactos directos
- Protege instalaciones eléctricas contra defectos de aislamiento y riesgos de incendio

La Figura 1. 28 ilustra un interruptor diferencial monofásico con características nominales de 25 [A] y 230 [VAC] y un interruptor diferencial trifásico con características nominales de 100 [A] y 400 [VAC].



Figura 1. 28. Interruptor diferencial monofásico y trifásico⁷³

1.4. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Un sistema de puesta a tierra puede definirse como la “unión eléctrica, con la tierra, de una parte de un circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo”. Se efectúa mediante una “instalación de puesta a tierra

⁷³Fuente: <http://CATÁLOGO.weg.com.br/FILES/productos/drs-G.jpg>

que es el conjunto formado por electrodos y líneas de tierra de una instalación eléctrica”.⁷⁴

Según el estándar IEEE Std. 80, un sistema de conexión a tierra debe “ser instalado en una manera que limite el efecto de los gradientes de potencial de tierra, a niveles de tensión y corriente que no pongan en peligro la seguridad de las personas o equipos en condiciones normales o de falla. El sistema debe garantizar además la continuidad del servicio”.⁷⁵

1.4.1. RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA⁷⁶

La resistencia de una instalación de puesta a tierra representa la oposición al paso de corriente AC y DC hacia el sistema de puesta a tierra, y está constituida por la suma de las siguientes partes:

- La resistencia del conductor que conecta el electrodo de tierra al sistema que debe ponerse a tierra.
- La resistencia de contacto entre la superficie del electrodo y el terreno.
- La resistencia del suelo en el que está enterrado el electrodo.

La resistencia del conductor se puede determinar mediante especificaciones del fabricante de acuerdo al material, su longitud y calibre. La

⁷⁴García, Rogelio, La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el R.A.T, MARCOMBO, Barcelona, 1991

⁷⁵IEEE Std. 80-2000 Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System, Capítulo 9.2, Pág. 30.

⁷⁶García, Rogelio, La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el R.A.T, MARCOMBO, Barcelona, 1991

resistencia de contacto con el terreno se considera despreciable por su escaso valor y la parte más significativa corresponde a la resistividad del terreno que rodea al electrodo.

1.4.2. RESISTIVIDAD DEL TERRENO⁷⁷

Corresponde a la oposición que presenta el terreno al paso de corriente eléctrica a través de él. El valor depende de factores de humedad, temperatura, estratos o capas del terreno, compactación, salinidad y composición. El estándar IEEE Std. 81 contiene las normas y recomendaciones para los valores tabulados de resistividad del suelo, además de los métodos aceptados para su cálculo. La Figura 1. 29 ilustra las variaciones de resistividad del suelo en función de los factores previamente mencionados.

⁷⁷ IEEE Std 81 IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 7.1, Pág. 8

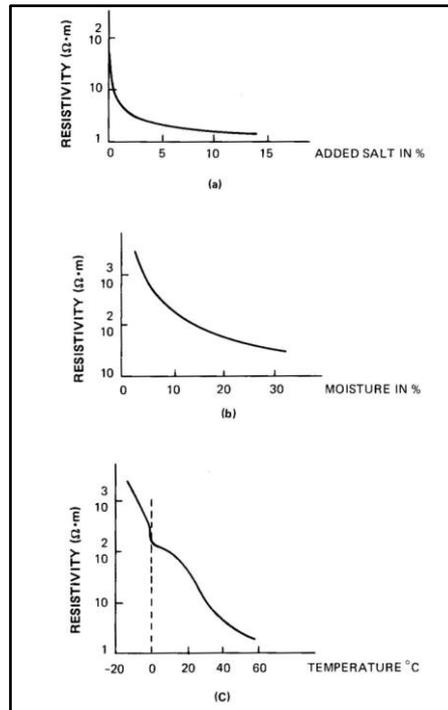


Figura 1. 29. Variación de resistividad de suelo por a. salinidad, b. humedad y c. temperatura⁷⁸

La relación entre resistencia de puesta a tierra, y resistividad del terreno se puede representar a través de la ecuación 1.4.

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (1.4)$$

Donde,

R , Resistencia de puesta a tierra, [Ω]

ρ , Resistividad del terreno, [$\frac{\Omega m^2}{m}$]

L , Longitud del conductor, [m]

⁷⁸Fuente: IEEE Std 81 IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 7.1, Pág. 9

A, Sección transversal, [m^2]

La resistividad del terreno expresada como [$\frac{\Omega m^2}{m}$], equivale a la resistencia que ofrece al paso de la corriente un metro cúbico de terreno. La Figura 1. 30 ilustra el equivalente de la resistividad del terreno.

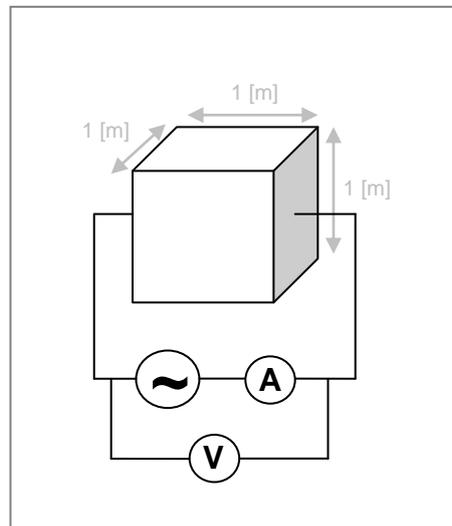


Figura 1. 30. Resistividad del terreno representada en un metro cúbico de terreno⁷⁹

1.4.3. MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Los métodos presentados son conceptuales, presentados como punto de referencia para contemplar el marco teórico utilizado por los actuales dispositivos de medición, los cuales presentan características y métodos de uso establecidos por los propios fabricantes.

⁷⁹Fuente: Damián Betancourt Garcés

El mercado actual presenta varios dispositivos, modelos y opciones para establecer más exactamente la medición de la resistividad del terreno.

MÉTODO DE CUATRO PUNTOS - MÉTODO DE WENNER⁸⁰

Este método consiste en enterrar 4 electrodos en el suelo, los cuales se colocan en línea recta, espaciados a una distancia **a**, a una misma profundidad **b**. Los resultados de resistividad dependerán de la distancia entre electrodos y de la resistividad del terreno. No dependen en forma apreciable del tamaño y del material de los electrodos, aunque sí dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra. La Figura 1. 31 ilustra el método y componentes de la medición.

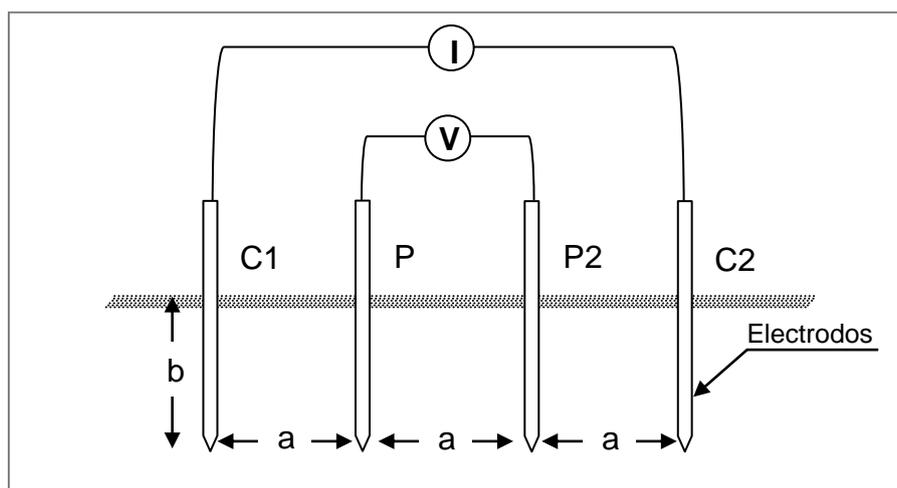


Figura 1. 31. Medición de resistividad del suelo, método de Wenner⁸¹

⁸⁰ IEEE Std 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Sección 7.2.4, Pág. 11

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos **C1** y **C2** mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos **P1** y **P2**. Estos electrodos están enterrados en línea recta y a igual separación entre ellos. La razón **V/I** es conocida como la resistencia aparente. La resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo.⁸²

La resistividad del terreno en función de las unidades de **a** y **b** está representada por la ecuación 1.5.

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (1.5)$$

Donde,

- ρ , Resistividad del terreno, $[\frac{\Omega m^2}{m}]$
- a , Distancia entre electrodos, $[m]$
- b , Profundidad de electrodos, $[m]$
- R , Resistencia aparente, cociente V/I , $[\Omega]$

Este método no se destina a varillas clavadas en el suelo; el método está diseñado para pequeños electrodos a profundidad **b**, conectados mediante conductores aislados. Aunque en la práctica, comúnmente se utilizan varillas colocadas en una profundidad menor a **0.1 a**. Si la profundidad **b** es menor

⁸¹Fuente: Damián Betancourt G

⁸²Ruelas, Roberto, Sistemas de Puesta a Tierra, <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>, 07 Marzo de 2012

comparada con la separación entre electrodos **a**, se asume **b=0** por lo que la ecuación 1.5 se reduce en la ecuación 1.6. La resistividad obtenida representa la resistividad promedio de un hemisferio de terreno de un radio igual a la separación de los electrodos.⁸³

$$\rho = 2\pi aR \quad (1.6)$$

Donde,

- ρ , Resistividad del terreno, $[\frac{\Omega m^2}{m}]$
- a , Distancia entre electrodos, $[m]$
- R , Resistencia aparente, cociente V/I , $[\Omega]$

MÉTODO DE CUATRO PUNTOS - MÉTODO DE SCHLUMBERGER⁸⁴

El método de Schlumberger es una modificación del método de Wenner, ya que también emplea 4 electrodos, pero en este caso la separación entre los electrodos centrales se mantiene constante. Las mediciones se realizan variando la distancia de los electrodos exteriores, a distancia múltiplos **na** de la separación base de los electrodos internos **a**. La Figura 1. 32 representa el método de Schlumberger para la medición de resistividad del terreno.

⁸³IEEE Std 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 7.2.4, Pág. 12

⁸⁴Ruelas, Roberto, Sistemas de Puesta a Tierra, <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>, 07 Marzo de 2012

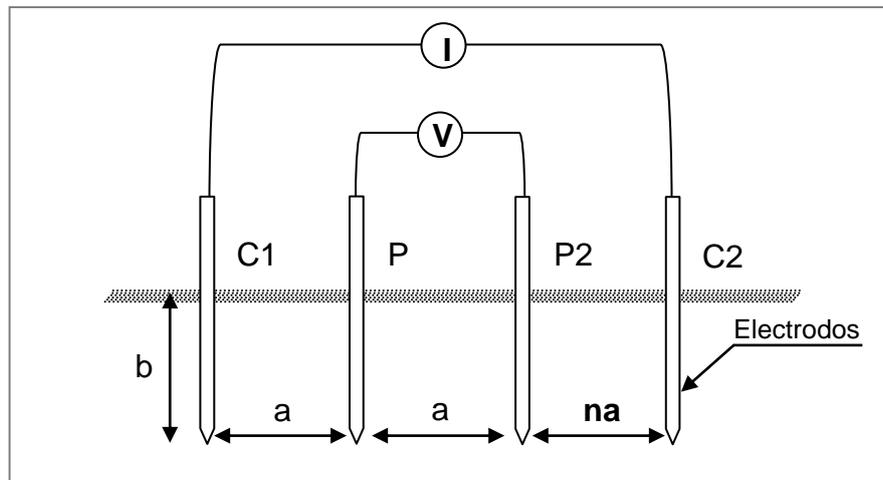


Figura 1. 32. Método de Schlumberger para medición de resistividad del terreno⁸⁵

Para encontrar la resistividad del terreno, la ecuación 1.6 representa el método de Schlumberger.

$$\rho = 2\pi R(n + 1)na \quad (1.7)$$

Donde,

- ρ , Resistividad del terreno, $\left[\frac{\Omega m^2}{m}\right]$
- a , Distancia entre electrodos, $[m]$
- R , Resistencia aparente, cociente V/I , $[\Omega]$
- n , Múltiplo de la distancia entre electrodos

MÉTODO DE LOS DOS PUNTOS⁸⁶

⁸⁵Fuente: Damián Betancourt G

⁸⁶IEEE Std 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 7.2.3, Pág. 11

El método consiste en dos electrodos, uno más pequeño que el otro, unidos a una varilla aislada. La terminal positiva de una batería es conectada al electrodo de menor tamaño, a través de un miliamperímetro y la terminal negativa, al otro electrodo. El instrumento se puede calibrar para que realice las mediciones en $[\Omega \text{ m}]$ al voltaje nominal de la batería. El dispositivo es portátil y se pueden realizar varias lecturas rápidamente en terrenos pequeños. El método se basa simplemente en la determinación de una resistencia medida entre dos puntos. La Figura 1. 33 ilustra el equipo necesario para el método por dos puntos.

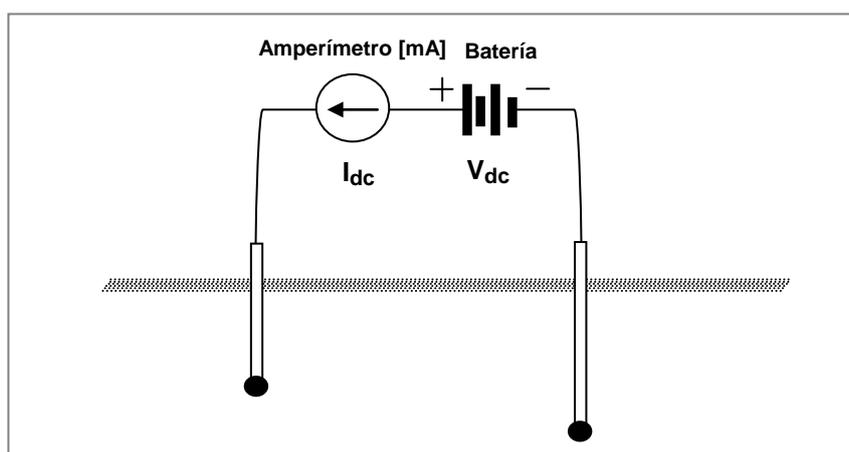


Figura 1. 33. Método para calcular la resistividad del terreno mediante dos puntos⁸⁷

1.4.4. VALORES CARACTERÍSTICOS DE RESISTIVIDAD

El documento de la IEEE Std. 142 Puesta a Tierra de Sistemas Industriales y Comerciales, presenta los valores de resistividad para la descripción estándar de los suelos en reportes geofísicos, Tabla 1. 8.⁸⁸

⁸⁷ Fuente: Damián Betancourt G

Tabla 1. 8. Valores de resistividad según el tipo de suelo⁸⁹

Naturaleza del terreno	Resistividad [Ω m]
Grava graduada, mezcla grava-arena, sin finos	600-1000
Grava poco graduada, mezcla grava-arena, sin finos	1000-4000
Grava arcillosa, grava poco graduada, mezclas arena-arcilla	200-400
Arena sedimentaria, limo-arena poco graduada	100-500
Arena arcillosa, mezclas arena-arcilla poco graduadas	50-200
Arenas sedimentarias o arcillosas con poca plasticidad	30-80
Arenas finas, suelos sedimentarios, limos elásticos	80-300
Arcilla grava, arcilla arenosa, limo arcilla	25-60
Arcillas inorgánicas de alta plasticidad	10-55

1.4.5. MEJORAMIENTO DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO⁹⁰

Para terrenos que no presenten la resistividad adecuada es necesario utilizar técnicas de mejoramiento del suelo. Al respecto, es importante aclarar que aún no se tiene una normalización internacional para especificar un suelo artificial.

Algunos métodos más comunes son el de añadir sales, las cuales tienen corta duración por su disolución rápida y contaminación con otros elementos. Preparar el suelo con carbón vegetal o mineral no permite bajar sustancialmente

⁸⁸ IEEE Std. 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Sección 4.1.5 Resistencia a Tierra, Pág. 165

⁸⁹ IEEE Std. 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2, Pág. 165

⁹⁰ Casas, Favio, Curso de Seguridad Eléctrica Integral, International Grounding Training, Pág. 87

la resistencia de puesta a tierra, sobre todo por el tamaño de partícula. Un carbón de partículas muy finas tiene una resistividad de 1.8 [Ωm]. El añadir grafito es un relleno técnicamente válido, pero muy costoso.

La bentonita sódica ha mostrado un buen comportamiento mientras no se presenten fallas ya que se torna hidrofóbica. Sus dos mayores inconvenientes constituyen la necesidad de hidratarla con agitación mecánica y que luego de una falla se seca, sin retomar la humedad por sí sola. Su resistividad con el 300% de humedad es de 2.5 [Ωm].

Los suelos artificiales es la respuesta de la industria a la necesidad de obtener buenas resistencias de puesta a tierra. Existen varios productos en diferentes países con diversos nombres comerciales, como Amelioterre, Aterragel, Backfill, Chemrod, FAVIGEL, Erico-gel, Gaf, Gem-25, Laborgel, Polyrod, PowerFill, Quibascsol, Sanick-gel, Sankosha, Stockosorf, TerraDyne, TerraFill, X-lit, entre otros.

Es importante acotar las características que debe presentar un suelo artificial, como el que no tenga factores de riesgo para quienes lo manipulen o para los animales. Que sea fácil de aplicar, que retenga la mayor humedad posible, el mayor tiempo posible. El producto no debe requerir de hidratación previa con agitación. Debe permanecer inalterable con el tiempo, estable. Además debe ser fácil de almacenar, compactar y transportar. No deberá dañar los suelos naturales donde se ubique. Se debe introducir fácilmente entre las grifas o fisuras. Sus procesos químicos originados en la mezcla deben ser reversibles, Su PH alcalino (mayor de 7) y presentar una baja resistividad, menor a 1 [Ωm].

1.4.6. MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Según el estándar IEEE Std. 81, aunque en esta sección el valor óhmico se denomina resistencia, se debe recordar que hay un componente reactivo que debe tenerse en cuenta cuando el valor óhmico de la tierra bajo prueba es inferior a 0.5 [Ω], y el suelo es de una magnitud relativamente grande. Este componente reactivo tiene poco efecto en un terreno con una impedancia mayor que 1 [Ω].

La resistencia de un electrodo de tierra generalmente se determina mediante corriente alterna o periódicamente invertida para evitar posibles efectos de polarización cuando se utiliza corriente continua. La frecuencia de esta corriente alterna debe estar cerca de la frecuencia de alimentación.⁹¹

MÉTODO DE LOS DOS PUNTOS⁹²

En este método se determina la resistencia de puesta a tierra desconocida mediante un valor auxiliar de resistencia a tierra. El valor de resistencia auxiliar se presume que es insignificante en comparación con la resistencia de puesta a tierra desconocida, el valor obtenido representa la resistencia de puesta a tierra desconocida.

⁹¹IEEE Std. 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 8.2.1, Pág. 18

⁹²IEEE Std 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 8.2.1.1, Pág. 18

La aplicación habitual de este método es para determinar la resistencia de una sola varilla impulsada en el suelo cerca de una residencia que tenga un sistema municipal de abastecimiento de agua que utiliza tubos de metal sin revestimiento de las articulaciones. La tubería de agua es el auxiliar de tierra y su resistencia a tierra se supone que es del orden de 1 $[\Omega]$ y debe ser baja en relación con la resistencia máxima permisible del suelo que suele ser del orden de 25 $[\Omega]$.

Obviamente, este método está sujeto a grandes errores, pero es muy útil y adecuada, donde el tipo de prueba de aceptable o no es todo lo que se requiere. La Figura 1. 34 muestra los componentes del método descrito.

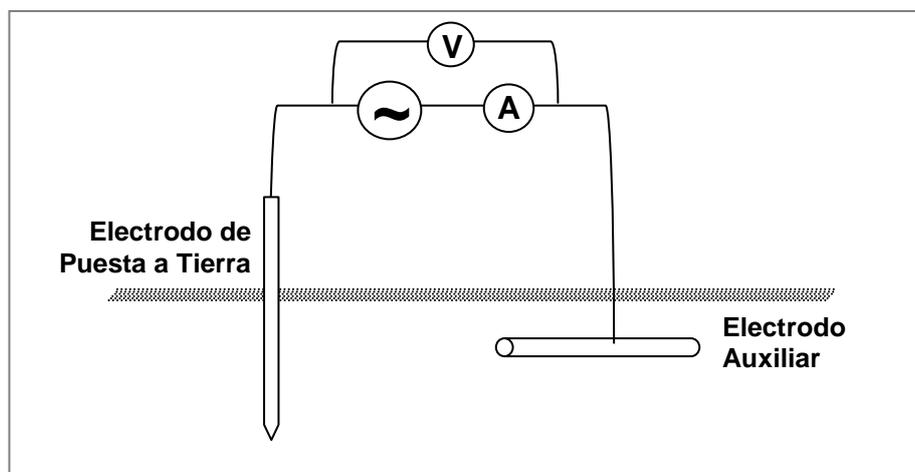


Figura 1. 34. Método mediante dos puntos para la medición de la resistencia de puesta a tierra⁹³

MÉTODO DE LOS TRES PUNTOS

⁹³ Fuente: Damián Betancourt G

Este método implica el uso de dos electrodos auxiliares, con resistencias de los electrodos designadas como R_2 , R_3 y con el electrodo a medir designado como R_1 . Se mide la resistencia entre cada par de electrodos y se designan como R_{12} , R_{13} y R_{23} .

Donde,

$$R_{12} = R_1 + R_2$$

$$R_{13} = R_1 + R_3$$

$$R_{23} = R_2 + R_3$$

(1.8)

Resolviendo el sistema de ecuaciones 1.8 para R_1 , tenemos:

$$R_1 = \frac{R_{12} - R_{23} + R_{13}}{2}$$

(1.9)

Por lo tanto, midiendo la resistencia en serie de cada par de electrodos de tierra y sustituyendo los valores de resistencia en la ecuación, el valor de R_1 puede ser establecido. Si los dos electrodos auxiliares son de resistencia más alta que el electrodo bajo prueba, los errores en las mediciones individuales se verán muy ampliados en el resultado final. Para la medición, los electrodos deben estar a una cierta distancia el uno del otro, de lo contrario pueden resultar cálculos absurdos, tales como cero o incluso de resistencia negativa. La distancia entre electrodos debe ser al menos 5 [m], preferentemente de 10 [m] o más.⁹⁴ La Figura 1. 35 muestra los componentes del método descrito.

⁹⁴IEEE Std 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 8.2.1.2, Pág. 18

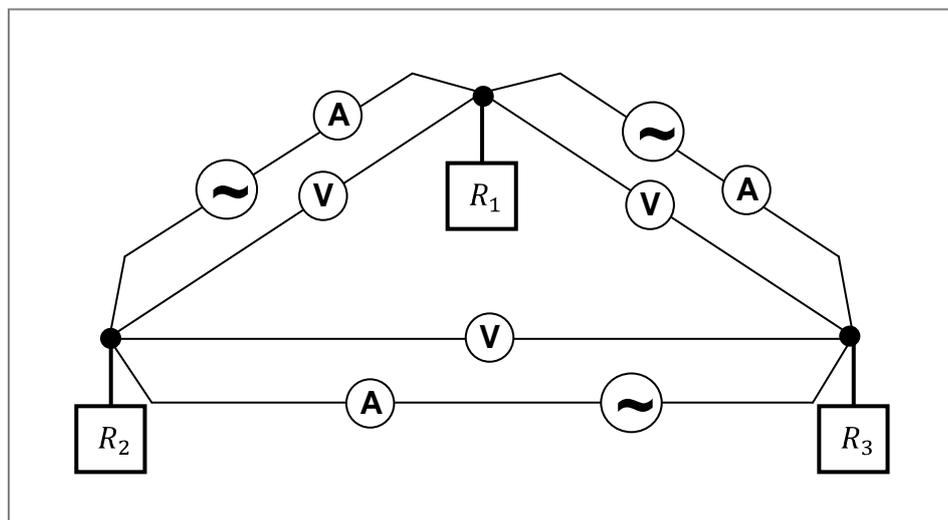


Figura 1. 35. Medición de la resistencia de puesta a tierra mediante el método por caída de potencial⁹⁵

MÉTODO POR CAÍDA DE POTENCIAL⁹⁶

Este método tiene varias variaciones y es aplicable a todos los tipos de mediciones de impedancia a tierra. La impedancia de un sistema de puesta a tierra grande puede tener un componente reactivo apreciable cuando la impedancia es menos de 0.5 [Ω], por lo tanto, el valor medido es una impedancia y se debe considerar como tal aunque la terminología utilizada a menudo es resistencia.

⁹⁵Fuente: Damián Betancourt G

⁹⁶IEEE Std 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 8.2.1.5

El método consiste pasar una corriente en el electrodo a medir y observar la influencia de esta corriente en términos de voltaje entre la puesta a tierra bajo prueba y un electrodo auxiliar. Un electrodo de corriente de prueba se utiliza para permitir pasar una corriente en el electrodo a ensayar. La Figura 1. 36 ilustra los componentes del método.

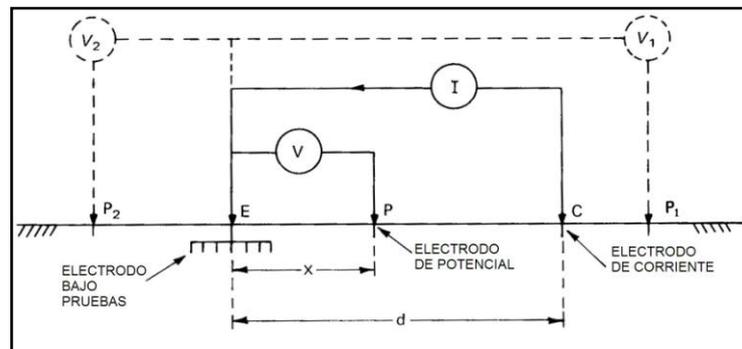


Figura 1. 36. Medición de la resistencia de puesta a tierra mediante el método por caída de potencial⁹⁷

La corriente I que circula a través del electrodo bajo prueba E y el electrodo de corriente C , se traduce en variaciones de potencial en la superficie. El perfil de potencial a lo largo de la dirección C, P, E , se puede apreciar en la Figura 1. 37. Los potenciales se miden con respecto a la puesta de tierra bajo prueba, E , que se asume por conveniencia a potencial cero.

El método de caída de potencial consiste en el trazado de la relación de $V / I = R$ como una función de x . El electrodo de potencial se mueve lejos del la puesta a tierra bajo prueba en pasos $P1, P2$. Un valor de impedancia que se obtiene en cada paso. Esta impedancia se representa como una función de la

⁹⁷Fuente: IEEE Std 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 8.2.1.5, Pág. 20

distancia, y el valor en ohmios que representa esta curva trazada se toma como el valor de la impedancia de puesta a tierra bajo prueba.

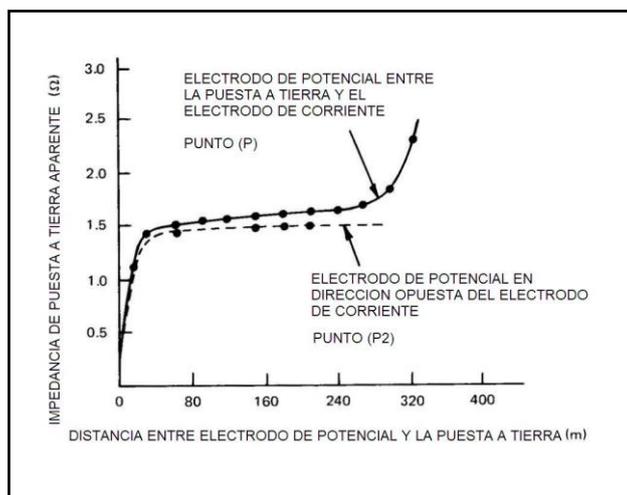


Figura 1. 37. Impedancia aparente de puesta a tierra⁹⁸

1.4.7. TIPOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA⁹⁹

PLACAS-ESTRELLA, PLANCHAS O SIMILARES

Las puestas a tierra mediante placas-estrella, planchas o similares, tienen un sistema de construcción parecido, basado en la abertura de un pozo o zanja de 2 a 3 [m³] y relleno mediante tierra vegetal y otros aditivos para disminuir la resistividad del terreno. La Figura 1. 38 ilustra un electrodo tipo placa-estrella.

⁹⁸ IEEE Std 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Capítulo 8.2.1.5, Pág. 21

⁹⁹ http://www.procainsa.com/web/index.php?Itemid=31&id=22&option=com_content&task=view, 04 de abril de 2012

Los valores de resistencia eléctrica de puesta a tierra obtenidos en estas instalaciones pueden considerarse como aceptables. Debido a la falta de compactación del suelo, estos valores tienden a mejorar un tiempo después de su instalación, manteniéndose estables durante un plazo que oscila entre 5 y 10 años.



Figura 1. 38. Electrodo de puesta a tierra tipo placa-estrella¹⁰⁰

JABALINAS O PICAS CONVENCIONALES Fe/Cu - Fe Galvanizado

Las picas o jabalinas constituyen el sistema más extendido de puestas a tierra debido a su fácil instalación. Considerando que la introducción de estas se realiza por hincado, los valores de resistencia de puesta a tierra son obtenidos de forma inmediata, y son mejores a los del sistema de placa. No obstante por efecto de la corrosión, la velocidad de pérdida de la resistencia inicial es muy rápida, y más aún, cuando la calidad de los recubrimientos de cobre o zinc ha ido reduciéndose o se deterioran durante la instalación. La Figura 1. 39 ilustra una pica de cobre o varilla copperweld.

¹⁰⁰Fuente: <http://www.procainsa.com/web/images/stories/imatge-placa.jpg>



Figura 1. 39. Electrodo tipo pica, copperweld¹⁰¹

ELECTRODOS DE GRAFITO RÍGIDO

La conformación del electrodo de grafito rígido en forma de ánodo, con un activador-conductor de relleno para la mejora de la intimación con el terreno, hacen que este sistema de puesta a tierra, sea de alta fiabilidad. Al tratarse de un electrodo constituido enteramente por grafito, no se encuentra afectado intensamente por la corrosión a diferencia de lo que ocurre con los electrodos de cobre y otros metales. Se incluye en la Figura 1. 40 los componentes de un electrodo de grafito.

¹⁰¹Fuente: http://4.bp.blogspot.com/_L7jxuVtQdVw/SfeqvPVecil/AAAAAAAAAs/Vlv19FSJNF4/s320/1.PNG

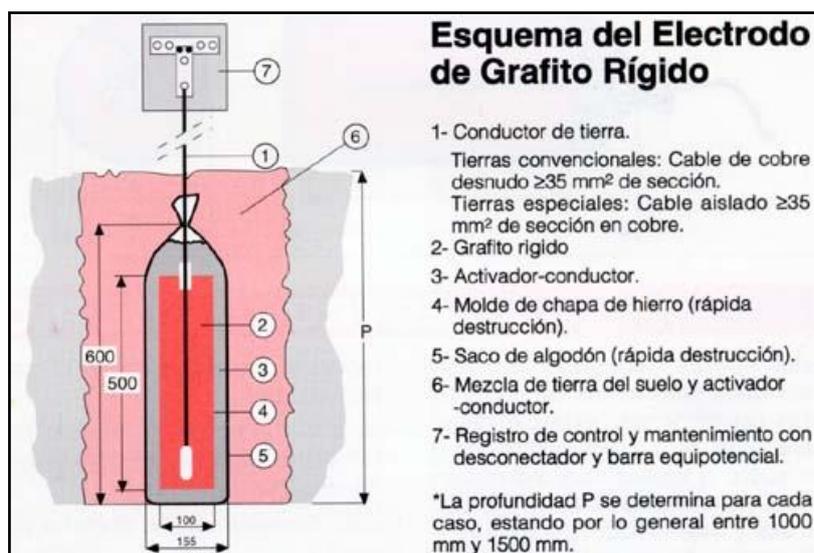


Figura 1. 40. Electrodo de grafito¹⁰²

En cuanto a los valores de resistencia de puesta a tierra en suelos de diferentes resistividades, su comportamiento es muy similar o incluso mejor al de las placas estrella, y mucho mejor al de las jabalinas convencionales. Posee baja velocidad de desgaste por corrosión, y por tanto su vida útil es mejor en comparación con los sistemas tradicionales.

El material del electrodo, sus dimensiones y el activador conductor envolvente, hacen que este no necesite ningún mantenimiento (regado o mineralizado) tan frecuente como en los demás sistemas. El electrodo de grafito rígido es el ideal para puestas a tierra superficiales y profundas ya que garantizan su larga durabilidad y un rendimiento.

1.4.8. CÁLCULO TEÓRICO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

¹⁰²Fuente: <http://www.procainsa.com/web/images/stories/electrgraf.jpg>

La IEEE Std. 142, en su sección 4.1.5 “Cálculo de Resistencia a Tierra” resume varias ecuaciones para determinar matemáticamente la resistencia de puesta a tierra en función de las configuraciones de los electrodos, Tabla 1. 9.

Tabla 1. 9. Ecuaciones para determinar la resistencia de puesta a tierra¹⁰³

Símbolo	Tipo de Electrodo	Ecuación
●	Una varilla, largo L , radio a	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
● ●	Dos varillas, largo L , separación s , $s > L$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi L} \left(1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^4}{5s^4} \dots \right)$
—	Conductor enterrado horizontal, largo $2L$, profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
L	Conductor en ángulo recto, largo del brazo L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \frac{s}{L} + 0.1035 \frac{s^2}{L^2} - 0.0424 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
Y	Estrella de tres puntas, largo del brazo L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 1.071 - 0.209 \frac{s}{L} + 0.238 \frac{s^2}{L^2} - 0.054 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
+	Estrella de cuatro puntas, largo del brazo L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2.912 - 1.071 \frac{s}{L} + 0.645 \frac{s^2}{L^2} - 0.145 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
✳	Estrella de seis puntas, largo del brazo L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 6.851 - 3.128 \frac{s}{L} + 1.758 \frac{s^2}{L^2} - 0.490 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
✳	Estrella de ocho puntas, largo del brazo L , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 10.98 - 5.51 \frac{s}{L} + 3.26 \frac{s^2}{L^2} - 1.17 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
○	Anillo conductor, diámetro D , diámetro conductor d , profundidad $s/2$	$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$

1.4.9. ESQUEMAS DE CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA

¹⁰³ IEEE STD 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2, Pág. 165

La norma IEC 60364-3 define el régimen de neutro o esquema de conexión a tierra, indica básicamente la forma en que el neutro de la fuente será conectado a las masas de los diferentes equipos o cargas, teniendo como finalidad controlar los efectos de una falla de aislamiento precautelando la protección de personas, bienes y disponibilidad del servicio.¹⁰⁴

Según la norma el sistema se indicará con dos o tres letras. Es necesario además definir al conductor de protección eléctrica **PE**, el cual representa el conductor con el cual se realiza la conexión eléctrica de las masas o carcasas de las cargas eléctricas, para proveer un camino de menor impedancia para las corrientes de falla, y de esta manera proteger al ser humano contra descargas eléctricas. La Tabla 1. 10 contiene la descripción de los diferentes esquemas de conexión a tierra.

Tabla 1. 10. Esquemas de conexión a Tierra¹⁰⁵

Primera Letra – Relación de la fuente con Tierra	
T	Conexión directa, aterrizado directamente.
I	Aislado del sistema de puesta a tierra, o conectado a través de una impedancia alta.
Segunda Letra – Relación de las partes expuestas o cuerpos metálicos de las cargas eléctricas con Tierra	
T	Conexión directa a Tierra.
N	Conexión directa a Neutro.
Tercera Letra – Relación entre Neutro y el conductor PE	

¹⁰⁴ IEC 60364-1 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Pág. 39

¹⁰⁵ IEC 60364-1 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Capítulo 312.2

S	Conductor de Neutro y conductor de protección PE en conductores separados.
C	Neutro y conductor de protección PE combinados en un solo conductor PEN.

SISTEMAS TN¹⁰⁶

Sistema cuyo neutro de la fuente está conectado directamente a tierra y las carcavas metálicas de las cargas están conectadas al neutro. Este sistema tiene tres variantes:

- **SISTEMAS TN-S:** Sistema en el que se usa conductores separados para Neutro y el conductor de protección PE, como ilustra la Figura 1. 41.

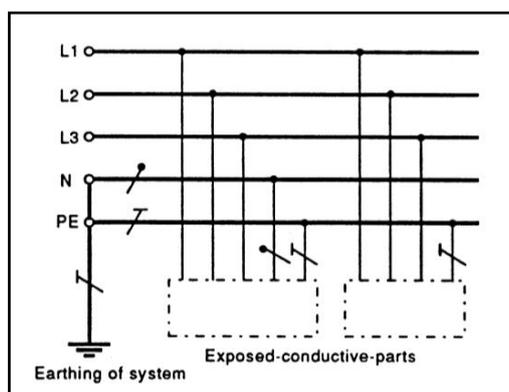


Figura 1. 41. Sistema TN-S¹⁰⁷

¹⁰⁶IEC 60364-1 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Capítulo 312.2.1

¹⁰⁷IEC 60364-1 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Capítulo 312.2.1, Figura 31A

- **SISTEMAS TN-C-S:** Sistema en el que se combina en un solo conductor el Neutro y el conductor de protección PE, para luego derivarse en conductores separados, como ilustra la Figura 1. 42.

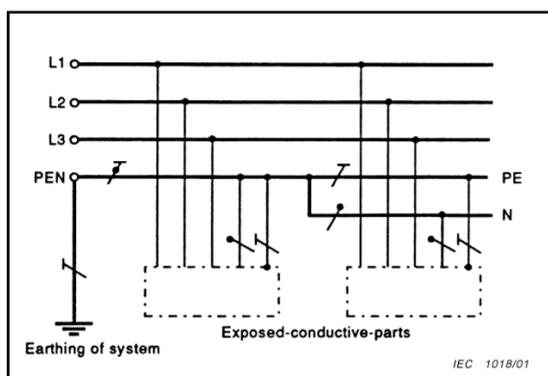


Figura 1. 42. Sistema TN-C-S¹⁰⁸

- **SISTEMAS TN-C:** Sistema en el que se combina en un solo conductor el Neutro y el conductor de protección PE, como ilustra la Figura 1. 43.

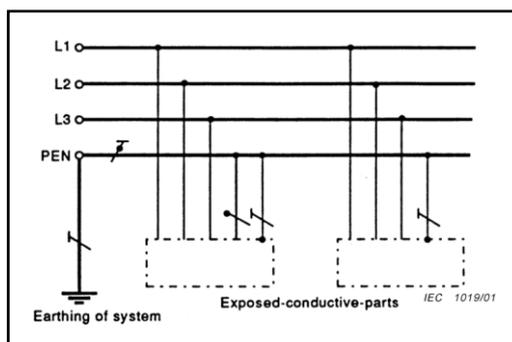


Figura 1. 43. Sistema TN-C¹⁰⁹

¹⁰⁸ IEC 60364-1 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Capítulo 312.2.1, Figura 31B

¹⁰⁹ IEC 60364-1 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Capítulo 312.2.1, Figura 31C

SISTEMAS TT

Sistema cuyo neutro de la fuente y las carcasas metálicas de las cargas eléctricas están conectadas directamente a tierra de forma independiente, como ilustra la Figura 1. 44.

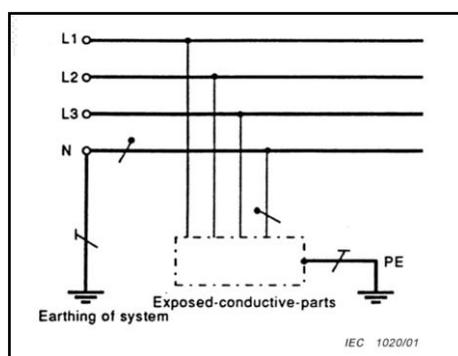


Figura 1. 44. Sistema TT¹¹⁰

SISTEMAS IT

Sistema donde no existe conexión directa entre el neutro de la fuente y tierra, comúnmente se conectan a través de una impedancia alta. Las carcasas metálicas de las cargas están conectadas directamente a tierra, como ilustra la Figura 1. 45.

¹¹⁰IEC 60364-1 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Capítulo 312.2.2, Figura 31D

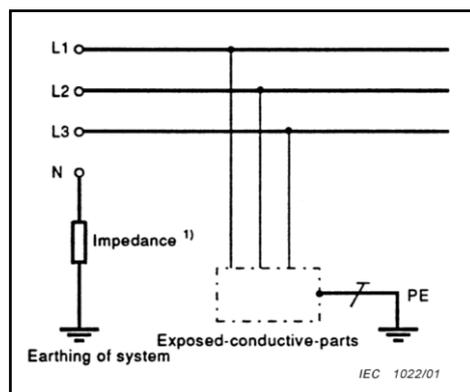


Figura 1. 45. Sistema IT¹¹¹

1.4.10. CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA¹¹²

De acuerdo con el Código Eléctrico Nacional, Sección 250-95, el calibre del conductor de puesta a tierra hacia el electrodo o malla de tierra debe tener un calibre determinado sobre la base de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobre-corriente que proteja los conductores del circuito en el conducto o cable, según la Tabla 1. 11.

Si el dispositivo de protección contra sobre-corriente consiste en un interruptor automático de circuitos con disparo instantáneo, el calibre del conductor de puesta a tierra de los equipos se puede calcular de acuerdo con la corriente nominal del dispositivo de protección de cada equipo, pero no debe ser menor al especificado en la Tabla 1. 11.

¹¹¹ IEC 60364-1 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Capítulo 312.2.3, Figura 31E

¹¹² Código Eléctrico Nacional, Capítulo 2, Sección 250-95

Tabla 1. 11. Calibre del conductor de puesta a tierra, según corriente nominal dispositivo de protección¹¹³

Corriente nominal del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito, antes de los equipos, [A]	Sección Transversal	
	Cobre [AWG]	Aluminio o Aluminio revestido de cobre [AWG]
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 kcmil
1600	4/0	350 kcmil

1.4.11. PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS¹¹⁴

¹¹³Código Eléctrico Nacional, Capítulo 2, Sección 250-95, Tabla 250-95

¹¹⁴<http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html>, 4 de abril de 2012

La descarga atmosférica conocida como rayo, es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes.

Los rayos que nos interesan por su efecto, son los de nube a tierra, y en éstos se pueden encontrar 4 tipos: 2 iniciados en las nubes, y 2 iniciados en tierra, ya que pueden ser positivos o negativos. Los más comunes, siendo el 90 % de los rayos detectados, son de una nube negativa hacia tierra.

Los rayos ocurren con diferentes intensidades y un sistema que proteja contra su efecto deberá ser diseñado tomando en cuenta los rayos promedio o mayores del área en cuestión. Las descargas no pueden ser detenidas, pero la energía puede ser desviada en una forma controlada. El intentar proteger contra descargas directas puede ser excesivamente caro. Un sistema de protección contra descargas, llamado de pararrayos, debe:

Capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito llamado terminal aérea; conducir la energía de la descarga a tierra, mediante un sistema de cables conductores que transfiere la energía de la descarga mediante trayectorias de baja impedancia, por último disipar la energía en un sistema de terminales (electrodos) en tierra.

La norma IEC 62305 – Protección contra descargas atmosféricas, en su Anexo A describe los parámetros del rayo e indica que la corriente originada por un rayo consiste en dos descargas, la descarga de duración corta, menor a 2

[ms], Figura 1. 46 y la descarga de duración larga entre 2 [ms] y 1 [s], Figura 1. 47.

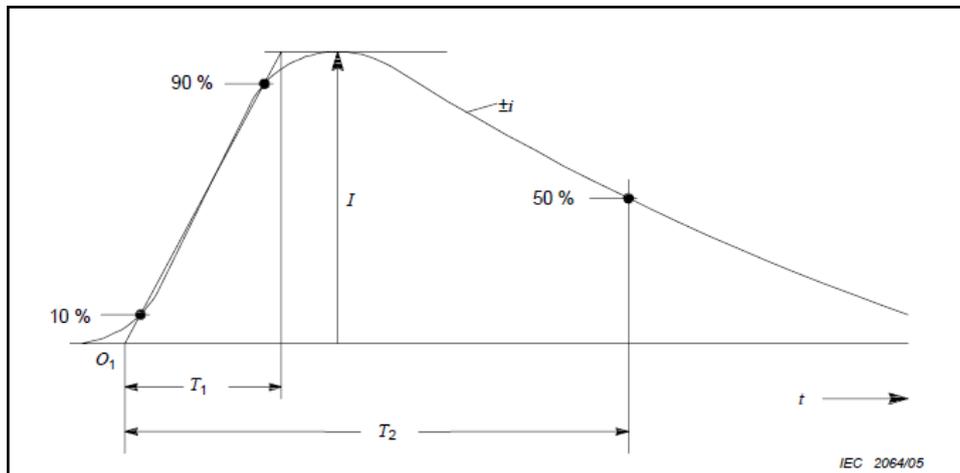


Figura 1. 46. Curva de descarga corta, $T_2 < 2$ [ms]¹¹⁵

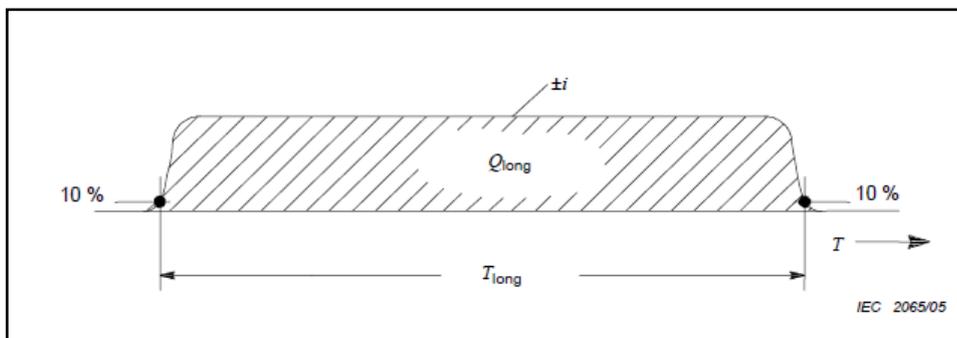


Figura 1. 47. Curva de descarga larga, 2 [ms] $< T_{long} < 1$ [s]¹¹⁶

NIVELES DE PROTECCIÓN

¹¹⁵ IEC 62305-1 Protection against lightning, Anexo A, Figura A.1, pág. 59

¹¹⁶ IEC 62305-1 Protection against lightning, Anexo A, Figura A.2, pág. 60

En la sección 8.1 de la norma IEC 62305, se especifican cuatro niveles de protección (LPL I-IV) en función de los parámetros de corriente máxima y mínima de un rayo para la selección de conductores, grosor de hojas metálicas para aseguramiento, capacidades de los dispositivos de captación y distancia de separación de seguridad. De acuerdo a la norma, la probabilidad de que un rayo no exceda los valores máximos de corriente para el nivel de protección LPL I es del 99%, para un LPL II del 98%, para un LPL III y LPL IV la probabilidad es del 97%. La Tabla 1. 12 presenta los valores de corriente máximos y los niveles de protección correspondientes.

Tabla 1. 12. Parámetros de corriente y Nivel de protección LPL¹¹⁷

Primera descarga corta	Nivel de protección LPL			
Parámetros de corriente	I	II	III	IV
Corriente pico I, [kA]	200	150	100	
Carga descarga corta Qshort, [C]	100	75	50	
Energía específica W/R, [MJ/Ω]	10	5.6	2.5	
Parámetros de tiempo T1/T2, [μs/μs]	10/350			
Descarga larga	Nivel de protección LPL			
Parámetros de corriente	I	II	III	IV
Carga descarga larga Qlong, [C]	200	150	100	
Parámetros de tiempo Tlong, [s]	0.5			

Para establecer las superficies que deberán contar con protección de dispositivos captadores, la norma establece el método de la esfera rodante, el cual consiste en hacer rodar una esfera imaginaria de radio determinado y observar las superficies que entran en contacto con la esfera. Se presenta en la Tabla 1. 13 el radio de la esfera rodante en función de los parámetros de corriente mínima.

¹¹⁷ IEC 62305-1 Protection against lightning, Tabla 5, pág. 47

Tabla 1. 13. Parámetros de corriente mínima, radio de la esfera rodante¹¹⁸

Parámetros	Nivel de protección LPL			
	I	II	III	IV
Mínima corriente pico I, [kA]	3	5	10	16
Radio de la esfera rodante r, [m]	20	30	42	60

ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Para descargar seguramente las corrientes originadas por un impacto de rayo, la norma IEC 62305 establece dos tipos de electrodos de puesta a tierra, denominados Arreglo tipo A y Arreglo tipo B.

El **Arreglo tipo A** esta caracterizado por electrodos de tipo varilla o placas enterradas de manera horizontal o vertical, conectadas a cada conductor bajante. El número mínimo de electrodos permitido es de dos electrodos por conductor bajante. Para determinar el largo del electrodo l_1 , la norma presenta la siguiente figura, en función de los niveles de protección LPL y la resistividad del suelo ρ , Figura 1. 48.

¹¹⁸ IEC 62305-1 Protection against lightning, Tabla 6, pág. 53

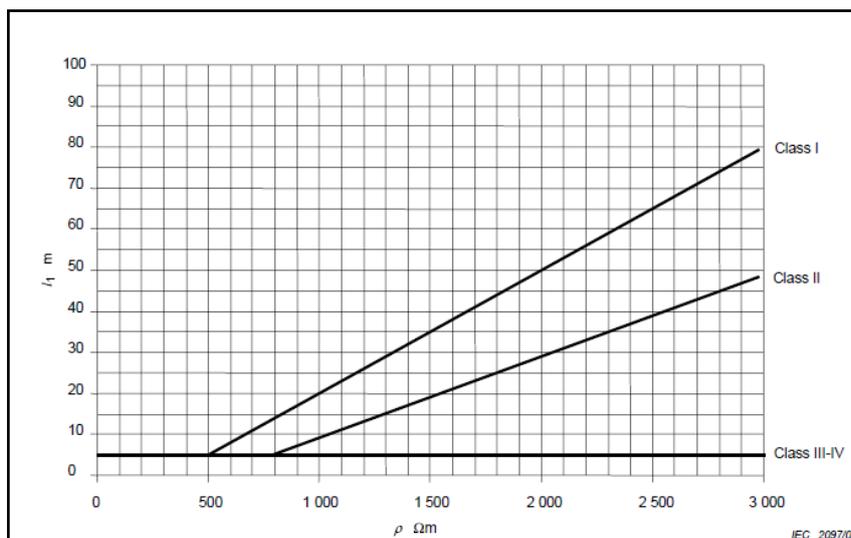


Figura 1. 48. Radio del anillo de puesta a tierra en función del grado de protección LPL ¹¹⁹

Para electrodos horizontales la distancia será la que indique la figura, para electrodos verticales será de 0.5 veces el valor de longitud para un electrodo horizontal. Los electrodos deberán ser enterrados a una profundidad mínima de 0.5 [m] sobre ellos.

El **Arreglo tipo B** está conformado por un anillo conductor enterrado como mínimo el 80% de largo total, este anillo puede incluir conductores para formar una malla. El radio del anillo R_e , deberá ser de por lo menos la distancia l_1 calculada para los electrodos del arreglo tipo A.

Este tipo de electrodo tipo B deberá ser enterrado a una distancia mínima de 0.5 [m], por lo que se recomienda sobre todo circunstancia para suelos rocosos poco profundos.

¹¹⁹Fuente: IEC 62305-3 Protection against lightning, Figura 2, Pág. 43

La Tabla 1. 14 presenta las dimensiones y secciones mínimas para los electrodos de puesta a tierra.

Tabla 1. 14. Dimensiones y secciones mínimas, electrodos de puesta a tierra para sistemas de protección contra rayo¹²⁰

Material	Configuración	Varilla Ø [mm]	Conductor [mm ²]	Placa solida [mm]
Cobre	Trenzado		50	
	Solido	15	50	500 x 500
	Tubular	20		
	Cinta solida		50	
Acero Galvanizado	Trenzado		70	
	Solido	16	Ø 10 mm	500 x 500
	Tubular	25		
	Cinta solida		75	
Acero inoxidable	Solido circular	15	Ø 10 mm	
	Cinta solida		100	

MATERIALES Y SECCIONES MÍNIMAS PARA EL CONDUCTOR BAJANTE Y DISPOSITIVO DE CAPTACIÓN

La norma además presenta las secciones mínimas para el conductor bajante y los dispositivos de captación de acuerdo a su material de fabricación, Tabla 1. 15.

Tabla 1. 15. Materiales y secciones mínimas, sistema de protección contra rayos¹²¹

Material	Configuración	Sección mínima
----------	---------------	----------------

¹²⁰IEC 62305-3 Protection against lightning, Tabla 7, pág. 55

¹²¹IEC 62305-3 Protection against lightning, Tabla 6, pág. 53

		[mm ²]
Conductor bajante desnudo de cobre	Cinta solida	50
	Solido circular	50
	Trenzado	50
Dispositivo captador de cobre	Solido circular	200
Conductor bajante desnudo de aluminio	Cinta solida	70
	Solido circular	50
	Trenzado	50
Dispositivo captador de aluminio	Solido circular	200
Conductor bajante desnudo de acero galvanizado	Cinta solida	50
	Solido circular	50
	Trenzado	50
Dispositivo captador de acero galvanizado	Solido circular	200
Conductor bajante desnudo de acero inoxidable	Cinta solida	50
	Solido circular	50
	Trenzado	70
Dispositivo captador de acero inoxidable	Solido circular	200

DISPOSITIVOS CAPTADORES O PARARRAYOS¹²²

PUNTAS TIPO FRANKLIN

Son electrodos de acero o de materiales similares acabados en una o varias puntas, no tienen ningún dispositivo electrónico ni fuente radioactiva. Su medida varía en función del modelo de cada fabricante, algunos fabricantes colocan un sistema metálico cerca de la punta para generar un efecto de condensador. La Figura 1. 49 presenta un ejemplo de pararrayos tipo Franklin.

¹²²Rodriguez, Angel, Normativas de Pararrayos y Principios Básicos de Funcionamiento de los Pararrayos, Asociación de Meteorología y Ciencias de la Atmósfera de Andorra



Figura 1. 49. Pararrayos tipo Franklin¹²³

Durante el proceso de la tormenta se generan campos eléctricos de alta tensión entre nube y tierra. Las cargas se concentran en las puntas más predominantes a partir de una magnitud del campo eléctrico. Alrededor de la punta o electrodo aparece la ionización natural o efecto corona, resultado de la transferencia de energía. Este fenómeno es el principio de excitación para trazar un canal conductor que facilitará la descarga del fenómeno rayo. El objetivo de estos pararrayos atrae-rayos es proteger las instalaciones del impacto directo del rayo, excitando su carga y capturando su impacto para conducir su potencial de alta tensión a la toma de tierra eléctrica. Cabe mencionar que este tipo de pararrayo es el único reconocido por la norma norteamericana NFPA-780 (Asociación Nacional de Protección contra Fuego) por tener la misma eficacia que el resto.

PARARRAYOS CON DISPOSITIVO DE CEBADO PDC

¹²³Fuente: <http://www.sicme-srl.com/images/otras/image109.gif>

Están formados por electrodos de acero o de materiales similares acabados en una punta. Incorporan un sistema electrónico que genera un avance teórico del trazador; otros incorporan un sistema piezoeléctrico que genera un efecto similar. Los dos sistemas se caracterizan por anticiparse en el tiempo en la captura del rayo, una vez que se produce la carga del dispositivo electrónico de excitación (cebador). La Figura 1. 50 presenta un pararrayos de tipo PDC.



Figura 1. 50. Pararrayos electrónico tipo PDC¹²⁴

El principio de funcionamiento sigue siendo el mismo que los pararrayos tipo Franklin, la diferencia tecnológica de estos equipos está en el sistema electrónico, que aprovecha la influencia eléctrica del aumento de potencial entre la nube y la tierra para autoalimentar el cebador. Son componentes electrónicos que están alojados normalmente en el interior de un envase metálico y colocado en la parte más cercana de la punta del pararrayos y sirve para excitar la avalancha de electrones (ionización).

¹²⁴Fuente: http://img.directindustry.es/images_di/photo-g/pararrayos-con-dispositivo-de-cebado-pdc-605088.jpg

DESCARGADOR O PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE ÓXIDO DE ZN

Son utilizados para proteger las estructuras trifásicas de las redes de distribución y sus elementos. Sus especificaciones están reguladas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, siguiendo las normas internacionales IEC 60099-4, ANSI C- 62.2.2. Están contruidos de polímero o caucho siliconado, diseñados para una corriente de descarga nominal de 10 [kV]. El objetivo de un descargador es el de proveer un camino de menor resistencia eléctrica para la descarga atmosférica. La Figura 1. 51 presenta un descargador tipo polimérico de Oxido de Zn, con disparador clase 10 [kV] para instalación en cruceta.

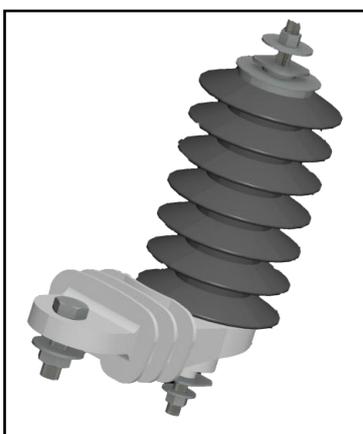


Figura 1. 51. Descargador tipo polimérico de Oxido de Zn clase 10[kV] para instalación en cruceta¹²⁵

¹²⁵Fuente:

<http://www.unidadesdepropiedad.com/images/oziogallery2/carrusel1/descargador%20o%20pararrayos%20tipo%20polimerico%201.png>

1.4.12. CONDICIONES DE SEGURIDAD PARA DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

La práctica de la IEEE Std. 80 presenta dos condiciones que se deben cumplir para establecer que un sistema de puesta a tierra es seguro y correctamente diseñado¹²⁶, la primera condición indica que el voltaje de paso real debe ser menor al voltaje de paso tolerable por una persona. La segunda condición especifica que el voltaje de contacto real debe ser menor que el voltaje de contacto tolerable. Por lo que se presenta el concepto de voltaje de paso y contacto según la definición de la IEEE.

VOLTAJE DE PASO

Se define como la diferencia de potencial de superficie experimentada por una persona con los pies separados a una distancia de 1 [m], sin contacto con cualquier objeto conectado a tierra.

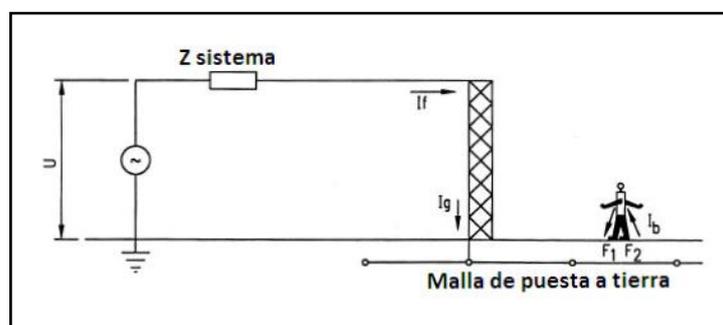


Figura 1. 52. Voltaje de paso¹²⁷

¹²⁶ IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Sección 16.1, Pág. 86

¹²⁷ IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Figura 9, pág. 19

VOLTAJE DE CONTACTO

La diferencia de potencial entre el potencial de tierra y el potencial de superficie en el punto donde una persona está de pie mientras al mismo tiempo está en contacto con una estructura con conexión a tierra. La Figura 1. 53 ilustra el voltaje de contacto, según el Std. 80.

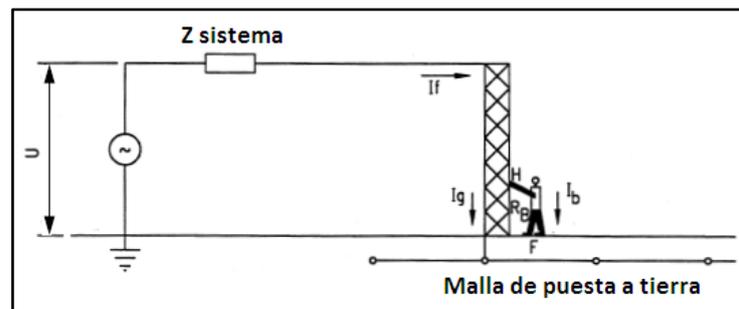


Figura 1. 53. Voltaje de contacto¹²⁸

1.4.13. CÁLCULO DE MALLAS DE PUESTA A TIERRA¹²⁹

El documento de la IEEE Std. 80 “Prácticas para la seguridad en puesta a tierra de sistemas AC y Subestaciones” presenta los procedimientos, ecuaciones y métodos analíticos para el diseño de sistemas de puesta a tierra bajo criterios de seguridad, estableciendo el siguiente procedimiento:

¹²⁸ IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Figura 6, pág. 17

¹²⁹ IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Sección 16.4, Pág. 88

PASO 1 Determinar el área de estudio, planos del terreno, dimensiones, tipo de suelo y resistividad.

PASO 2 Determinar el conductor de puesta a tierra mediante las siguientes ecuaciones:

$$A_{kcmil} = IK_f \sqrt{t_c} \quad (1.10)^{130}$$

Donde,

A_{kcmil} , Sección del conductor [kcmil]

I , Corriente de falla [kA]

K_f , Constante del material conductor

t_c , Tiempo de despeje de falla [s]

PASO 3 Establecer los valores tolerables para el voltaje de paso y voltaje de contacto, determinar el material para la capa superficial.

Voltaje de paso tolerable para una persona de 70 [kg],

$$E_{paso} = (1000 + 6c_s \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_c}} \quad (1.11)^{131}$$

¹³⁰ IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 42, Pág. 43

Donde,

E_{step} , Voltaje de paso tolerable [V]

ρ_s , Resistividad de la capa superficial [Ω m]

c_s , Coeficiente en función de la resistividad y la capa superficial

t_c , Tiempo de despeje de falla [s]

Voltaje de contacto tolerable para una persona de 70 [kg],

$$E_{contacto} = (1000 + 1.5c_s\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_c}}$$

(1.12)¹³²

Donde,

E_{touch} , Voltaje de contacto tolerable [V]

ρ_s , Resistividad de la capa superficial [Ω m]

c_s , Coeficiente en función de la resistividad y la capa superficial

t_c , Tiempo de despeje de falla [s]

Coeficiente en función de la resistividad del terreno superficial,

$$c_s = 1 - \frac{0.09(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0.09}$$

(1.13)¹³³

¹³¹ IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, ec. 30, Pág. 27

¹³² IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, ec. 27, Pág. 27

¹³³ IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 33, Pág. 27

Donde,

c_s , Coeficiente en función de la resistividad y la capa superficial

ρ , Resistividad del terreno [Ω m]

ρ_s , Resistividad de la capa superficial [Ω m]

h_s , Espesor capa superficial [m]

PASO 4 Establecer las dimensiones de la malla, perímetro, espaciamiento entre conductores D , largo horizontal total L_C , y longitud total del conductor y electrodos L_T .

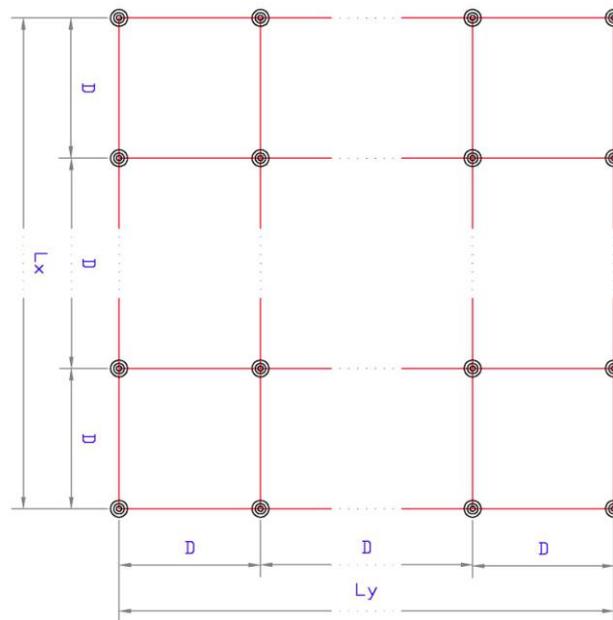


Figura 1. 54. Dimensiones preliminares de la malla de puesta a tierra¹³⁴

PASO 5 Calcular la resistencia de puesta a tierra de la malla.

¹³⁴Fuente: Damián Betancourt G.

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (1.14)^{135}$$

Donde,

- R_g , Resistencia de puesta a tierra [Ω]
- ρ , Resistividad del terreno [Ω m]
- L_T , Longitud total de conductores y electrodos [m]
- h , Profundidad de enterramiento de la malla [m]
- A , Área de la malla [m^2]

PASO 6 Calcular el voltaje de malla y voltaje de paso, factor geométrico de la malla, factor de irregularidad, largo enterrado efectivo, factor de espaciamiento y distancia efectiva de entierro.

Voltaje de malla,

$$E_m = \frac{\rho k_m k_i I}{L_M} \quad (1.15)^{136}$$

Donde,

- E_m , Voltaje de malla [V]
- ρ , Resistividad del terreno [Ω m]
- k_m , Factor geométrico

¹³⁵IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Subsation Grounding, Ec. 52, Pág. 65

¹³⁶IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Subsation Grounding, Ec. 80, Pág. 91

- k_i , Factor de irregularidad
 I , Corriente de falla [kA]
 L_M , Largo enterrado efectivo [m]

El factor geométrico k_m , se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \quad (1.16)^{137}$$

Donde,

- k_m , Factor geométrico
 D , Distancia entre conductores [m]
 h , Profundidad de entierro [m]
 d , Diámetro del conductor [m]
 k_{ii} , Factor de corrección por electrodos en malla
 k_h , Factor de corrección por profundidad de malla
 n , Factor geométrico total

Los parámetros k_{ii} , k_h , n , se calculan mediante las siguientes ecuaciones

$$k_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} \quad (1.17)^{138}$$

¹³⁷IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 81, Pág. 93

¹³⁸IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 82, Pág. 93

$$k_h = \sqrt{1 + h} \quad (1.18)^{139}$$

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (1.19)^{140}$$

$$n_a = \frac{2L_C}{L_P} \quad (1.20)^{141}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4\sqrt{A}}} \quad (1.21)^{142}$$

$$n_c = \left[\frac{L_X L_Y}{A} \right]^{0.7 A} \quad (1.22)^{143}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \quad (1.23)^{144}$$

Donde,

L_P , Longitud del perímetro [m]

L_C , Longitud horizontal del conductor [m]

¹³⁹IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 83, Pág. 93

¹⁴⁰IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 84, Pág. 93

¹⁴¹IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 85, Pág. 93

¹⁴²IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 86, Pág. 93

¹⁴³IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 87, Pág. 93

¹⁴⁴IEEE Std. 80 Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 88, Pág. 93

- A , Área de la malla [m^2]
 L_X , Longitud horizontal de la malla [m]
 L_Y , Longitud vertical de la malla [m]
 D_m , Distancia máxima entre dos puntos de la malla [m]

El factor de irregularidad se determina en función de n , con la siguiente ecuación:

$$k_i = 0.644 + 0.148 n \quad (1.24)^{145}$$

El largo enterrado efectivo L_M está determinado por la ecuación:

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_Y}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \right) \right] L_R \quad (1.25)^{146}$$

Donde,

L_R , Largo total de electrodos tipo varilla [m]

Voltaje de paso,

$$E_s = \frac{\rho k_s k_i I}{L_S} \quad (1.26)^{147}$$

¹⁴⁵IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 89, Pág. 94

¹⁴⁶IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Substation Grounding, Ec. 91, Pág. 94

Donde,

- E_s , Voltaje de paso [V]
- ρ , Resistividad del terreno [Ω m]
- k_s , Factor de espaciamento
- k_i , Factor de irregularidad
- I , Corriente de falla [kA]
- L_s , Distancia efectiva de entierro [m]

La distancia efectiva de entierro L_s y el factor de espaciamento k_s se determinan mediante las siguientes ecuaciones:

$$L_s = 0.75L_C + 0.85L_R \quad (1.27)^{148}$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (1.28)^{149}$$

PASO 7 Si el voltaje de malla es menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso es menor al voltaje de paso tolerable, valores calculados en el paso 3, el diseño a finalizado.

¹⁴⁷ IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Subsation Grounding, Ec. 92, Pág. 94

¹⁴⁸ IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Subsation Grounding, Ec. 93, Pág. 94

¹⁴⁹ IEEE Std. 80Guide for Safety in AC Subsation Grounding, Ec. 94, Pág. 94

CAPITULO II

SITUACIÓN ACTUAL

En las Islas Galápagos se genera electricidad principalmente mediante generadores termoeléctricos, los cuales aportan 0.8 [MW] para la Isla Isabela, 1.4 [MW] para la Isla San Cristóbal y 4.2 [MW] para la Isla Santa Cruz. Los voltajes de los transformadores en el lado de baja tensión son de 110/220 [V] y de 440 [V]. El voltaje en media tensión es de 13.8 [kV] en Santa Cruz y de 13.2 [kV] en las demás islas¹⁵⁰.

Las instalaciones de generación son antiguas de los años 1980 y 1990, afectadas por las difíciles condiciones climatológicas de la región. El servicio presenta cortes de energía, frecuentes y perjudiciales.

El “Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la Reserva Marina de Galápagos (COVIRA)”, realizado por WWF en cooperación con WildAid, tiene previsto implementar estaciones de radar para cada uno de los tres puertos principales de la región insular, Puerto Villamil – Isla Isabela, Puerto Baquerizo - Isla San Cristóbal y Puerto Ayora - Isla Santa Cruz.

¹⁵⁰<http://www.ergal.org/cms.php?c=1285>, Energías Renovables para Galápagos, Línea Base, 4 de febrero de 2012

El proyecto además necesita que el Centro de Control de la Autoridad Marítima (DIRNEA), en Puerto Baquerizo se integre al Centro de Control de Operaciones del Parque Nacional Galápagos (PNG) en Puerto Ayora, el cual cuenta con Sistemas de Identificación Automática y Monitoreo Satelital de Naves (AIS y VMS). Para este fin se ubicará una estación repetidora en cerro Crocker – Isla Santa Cruz.

De esta manera, el proyecto COVIRA estará compuesto de tres estaciones de radar, una estación repetidora y dos centros de control. Para realizar el estudio de pre factibilidad eléctrica, propuesto en este Proyecto de Grado, se procede a realizar para cada isla una descripción de los sistemas de alimentación eléctrica existentes para los componentes que conforman el proyecto.

2.1. SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA EXISTENTES

2.1.1. PUERTO VILLAMIL – ISLA ISABELA

Para Puerto Villamil, el proyecto COVIRA se compone de una **estación de radar**, encargada del monitoreo del canal de entrada hacia la bahía.

ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO VILLAMIL

En Puerto Villamil, la estación radar estará ubicada en las oficinas de Agrocalidad, Figura 2. 1, en la parte posterior del muelle de cabotaje, donde existe

el mayor tráfico de embarcaciones que entran y salen del puerto. La Tabla 2. 1 contiene las coordenadas geográficas para la implantación de la torre de radar.

Tabla 2. 1. Coordenadas geográficas estación de radar, Cerro Cantera de Piedra¹⁵¹

Sitio	Latitud	Longitud	Altura
Muelle de Cabotaje	00°57'44"S	90°57'33.8"W	2,9 msnm



Figura 2. 1. Oficinas de “Agrocalidad”¹⁵²

Las oficinas de “Agrocalidad”, están conectadas a la red pública de la Empresa Eléctrica Eleccalápagos, mediante un transformador de 75 [kVA], 7620/110/220 [V], 1 Φ . Para establecer si el transformador puede entregar la potencia necesaria para la estación de radar, se procedió a realizar un estudio de carga mediante el analizador industrial de redes CIRCUITOR AR5-L de Eleccalápagos, Figura 2. 2.

¹⁵¹ Fuente: WWF, Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG

¹⁵² Fuente: WWF, Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG



Figura 2. 2. Analizador de Redes CIRCUTOR AR5-L, Empresa Eléctrica Galápagos¹⁵³

Los datos fueron registrados en intervalos de 10 minutos durante 7 días, desde el 13 al 19 de abril de 2012, de acuerdo con la Regulación del CONELEC No. 004/01, “Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución”. En la Figura 2. 3 y la Figura 2. 4 se puede apreciar la instalación del analizador de redes. El Anexo E contiene el manual de operación para el analizador AR5-L.



Figura 2. 3. Instalación Analizador de redes Isabela¹⁵⁴



Figura 2. 4. Analizador conectado al transformador en Isabela¹⁵⁵

¹⁵³Fuente: Damián Betancourt G.

¹⁵⁴Fuente: Damián Betancourt G.

La Figura 2. 5 presenta los resultados obtenidos por el analizador de redes, donde se encuentran graficadas las potencias activa, reactiva y aparente del transformador. La Figura 2. 6 presenta los valores eficaces registrados para corriente en las líneas L1, L2, voltaje entre L1-N, L2-N y voltaje entre líneas.

Considerando los registros presentados por el analizador de redes, se determina una demanda máxima de 65 [kVA] para el transformador de la isla Isabela, lo que representa una demanda del 86% de la potencia del transformador, sin tomar en cuenta lo que consumirá la conexión de la estación radar. Al analizar las variaciones de los valores de voltaje en las líneas L1 y L2, estas se encuentran dentro del límite permitido por la regulación del CONELEC¹⁵⁶, establecido como el 8% del voltaje nominal para zonas urbanas y 10% para zonas rurales. Por las razones expuestas es recomendable realizar la solicitud hacia la Empresa Eléctrica por el cambio del transformador para no exceder el 80% de su capacidad.

¹⁵⁵Fuente: Damián Betancourt G.

¹⁵⁶Regulación del CONELEC No. 004/01, "Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución", Sección 2.1.3

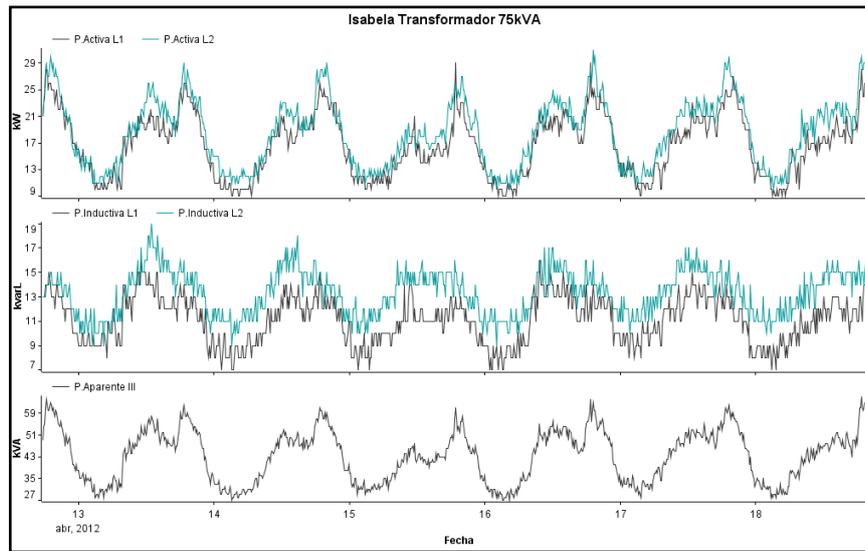


Figura 2. 5. Potencia activa, reactiva y aparente, transformador 75 [kVA] Isabela¹⁵⁷

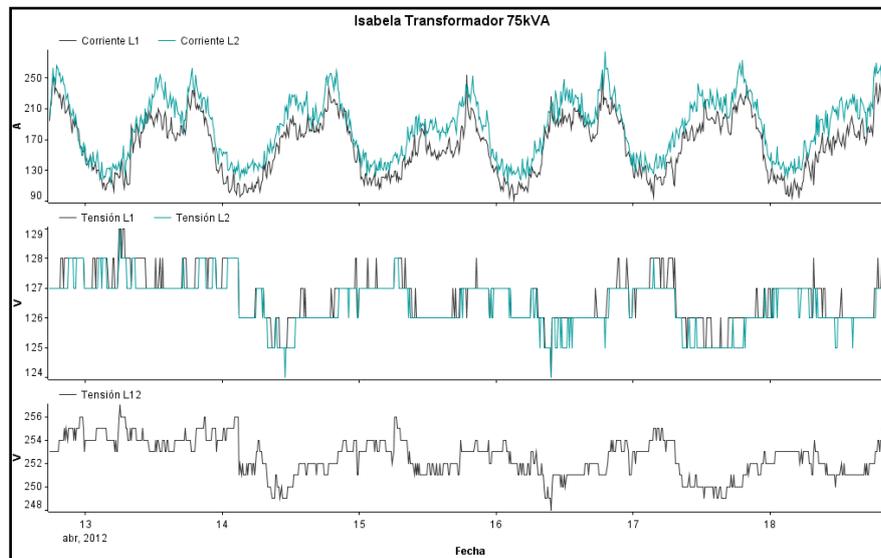


Figura 2. 6. Corriente L1, L2, Voltaje L1, L2, Voltaje L1-L2, Transformador 75 [kVA] Isabela¹⁵⁸

2.1.2. PUERTO BAQUERIZO – ISLA SAN CRISTÓBAL

¹⁵⁷ Fuente: Software Analizador de Redes PowerVision Plus V1.2

¹⁵⁸ Fuente: Software Analizador de Redes PowerVision Plus V1.2

En la isla San Cristóbal es necesario el estudio de la **estación de radar** destinada a la vigilancia de la bahía de Puerto Baquerizo.

ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO BAQUERIZO

La estación de radar para Puerto Baquerizo será instalada estratégicamente en el cerro Cantera de Piedra. Este terreno es propiedad de la Autoridad Marítima y ha sido destinado para los fines del proyecto. El lugar previsto para la estación de radar no cuenta con conexión a la red eléctrica. La Tabla 2. 2 detalla las coordenadas geográficas para la estación radar.

Tabla 2. 2. Coordenadas geográficas estación de radar, Cerro Cantera de Piedra¹⁵⁹

Sitio	Latitud	Longitud	Altura
Cantera de Piedra	00°54'51"S	089°36'45"W	70.6 msnm

La Figura 2. 7 presenta una imagen satelital del lugar, donde se puede apreciar el tendido de la empresa eléctrica distanciado a 230 [m] de la cima del cerro, lugar escogido para la torre del radar.

¹⁵⁹Fuente: WWF, Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG



Figura 2. 7. Estación Radar Cantera de Piedra, San Cristóbal¹⁶⁰

La Figura 2. 8 y la Figura 2. 9 presentan las tomas fotográficas del lugar escogido para la implantación de la torre auto-soportada del radar y el tendido eléctrico trifásico de media tensión a 13.2 [kV], existente en las faldas del cerro.



Figura 2. 8. Cerro Cantera de Piedra, Estación Radar Puerto Baquerizo¹⁶¹

¹⁶⁰Fuente: Toma satelital, Google Earth



Figura 2. 9. Tendido eléctrico 13.2 [kV], Cerro Cantera de Piedra¹⁶²

2.1.3. PUERTO AYORA – ISLA SANTA CRUZ

En la isla Santa Cruz es necesario analizar dos lugares que componen el proyecto, la **estación de radar** para Puerto Ayora y la **estación repetidora** en cerro Crocker.

ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO AYORA

La estación de radar estará ubicada en las instalaciones del Parque Nacional Galápagos, en la vivienda denominada Hab9. La Tabla 2. 3 detalla las

¹⁶¹Fuente: WWF, Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG

¹⁶²Fuente: WWF, Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG

coordenadas geográficas para la estación radar. La Figura 2.10 contiene una toma fotográfica del área determinada para implantar la torre de radar.

Tabla 2. 3. Coordenadas geográficas estación de radar, Hab9¹⁶³

Sitio	Latitud	Longitud	Altura
Hab9	00°44'21"S	90°18'24"W	15,7 msnm



Figura 2. 10. Hab9, área para la torre de radar en Pto. Ayora¹⁶⁴

La Figura 2. 11 muestra el tablero de distribución el cual está directamente conectado a un transformador de 25 [kVA], alimentado por una línea de media tensión, con voltaje de fase a 7970 [V], 1 Φ , que sustentará la estación de radar. Para establecer si el transformador puede entregar la potencia necesaria para la estación de radar, se procedió a realizar un estudio de carga mediante el analizador industrial de redes CIRCUITOR AR5-L de Elecgalápagos.

¹⁶³Fuente: WWF, Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG

¹⁶⁴Fuente: WWF, Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG

Los datos fueron registrados en intervalos de 10 minutos durante 7 días, entre el 8 al 14 de junio de 2012, de acuerdo con la Regulación del CONELEC No. 004/01, “Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución”. En la Figura 2. 11 se puede apreciar la instalación del analizador de redes, el cual fue conectado al tablero de distribución, ya que el transformador alimenta únicamente a este tablero.

La Figura 2. 12 presenta los resultados obtenidos por el analizador de redes, donde se encuentran graficadas las potencias activa, reactiva y aparente del transformador. La Figura 2. 13 presenta los valores eficaces registrados para corriente en las líneas L1, L2, voltaje entre L1-N, L2-N y voltaje entre líneas.



Figura 2. 11. Analizador de redes AR5-L en PNG, Santa Cruz¹⁶⁵

¹⁶⁵Fuente: Damián Betancourt G.

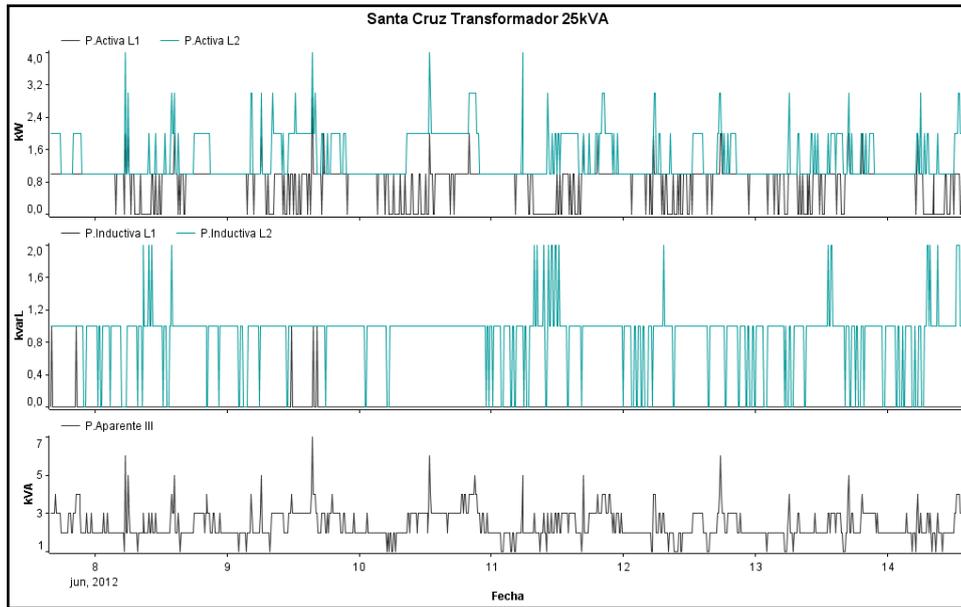


Figura 2. 12. Potencia activa, reactiva y aparente, transformador 25[kVA] Santa Cruz¹⁶⁶

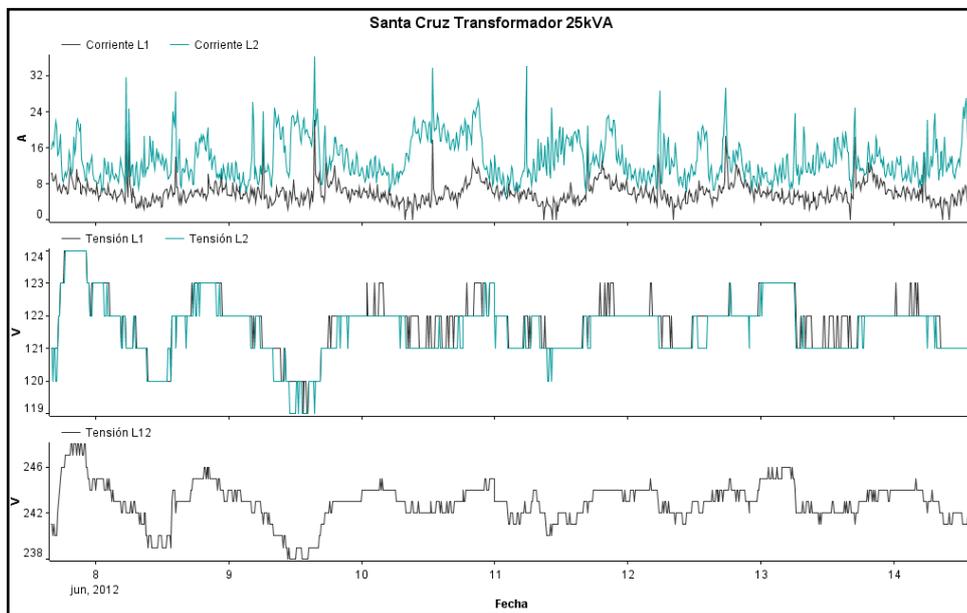


Figura 2. 13. Corriente L1, L2, Voltaje L1, L2, Voltaje L1-L2, Transformador 25[kVA] Santa Cruz¹⁶⁷

¹⁶⁶ Fuente: Software Analizador de Redes PowerVision Plus V1.2

¹⁶⁷ Fuente: Software Analizador de Redes PowerVision Plus V1.2

Considerando los registros presentados por el analizador de redes, se determina una demanda máxima de 6.9 [kVA] para el transformador de la isla Santa Cruz, lo que representa una demanda del 28% de la potencia nominal del transformador, sin tomar en cuenta lo que consumirá la conexión de la estación radar. Al analizar las variaciones de los valores de voltaje en las líneas L1 y L2, estas se encuentran dentro del límite permitido por la regulación del CONELEC¹⁶⁸, establecido como el 8% del voltaje nominal para zonas urbanas y 10% para zonas rurales. Como observación se deberá tener presente que la línea L2 presenta mayor consumo de corriente que la línea L1, Figura 2. 13. Además se puede observar en la grafica de potencia reactiva, Figura 2. 12, que este consumo de corriente es debido a cargas inductivas, lo cual deberá tomarse bajo consideración al momento de repartir la carga de la estación. Por las razones expuestas es factible el uso de este transformador para la energización principal de la estación radar en Puerto Ayora, Santa Cruz.

ESTACIÓN REPETIDORA – CERRO CROCKER

La estación repetidora que enlazará los Centros de Control de Puerto Ayora y Puerto Baquerizo, está localizada en el cerro Crocker, el terreno con mayor elevación de la isla. La Tabla 2. 4 contiene la ubicación geográfica de la estación.

Tabla 2. 4. Coordenadas geográficas estación repetidora, cerro Crocker¹⁶⁹

Sitio	Latitud	Longitud	Altura
-------	---------	----------	--------

¹⁶⁸Regulación del CONELEC No. 004/01, "Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución", Sección 2.1.3

¹⁶⁹Fuente: WWF, Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG

Crocker	0°38'33.00"S	90°19'33"W	826.8 msnm
----------------	--------------	------------	------------

Esta área pertenece al Parque Nacional Galápagos, al ser una zona de anidación de aves nativas y flora endémica, no existe tendido eléctrico hasta el lugar. El cerro Crocker es utilizado para varios fines de telecomunicaciones, existen torres con equipos y antenas que son alimentados mediante banco de baterías, los cuales pertenecen exclusivamente a las empresas propietarias de los equipos. La Figura 2. 14 contiene una toma fotográfica del lugar.

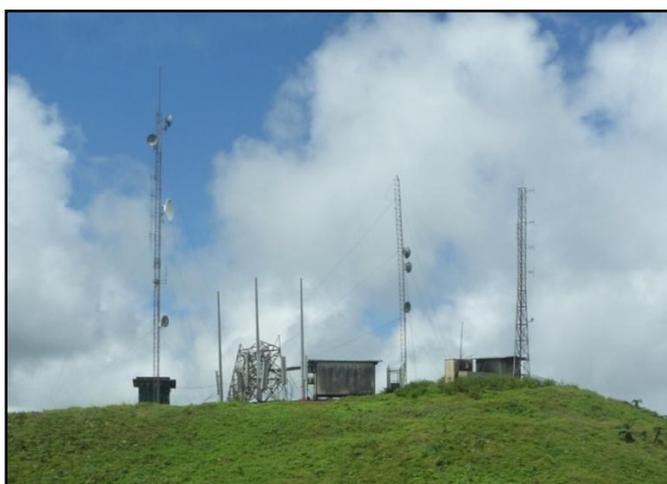


Figura 2. 14. Cerro Crocker, instalaciones existentes¹⁷⁰

2.2. ANÁLISIS DE LOS POSIBLES SISTEMAS REDUNDANTES

El proyecto COVIRA representa para la provincia de Galápagos el instrumento con el cual se aplicará de manera efectiva la legislación vigente para la Reserva Marina de Galápagos. El proyecto tiene como objetivo primario

¹⁷⁰Fuente: Damián Betancourt G.

resolver la detección de actividades no autorizadas que zarpan o ingresan a puerto, así como automatizar el control del tráfico marítimo de acceso, salida y cabotaje.

Por estos motivos es de suma importancia que los componentes del proyecto se encuentren en todo momento totalmente operativos, los sistemas de alimentación eléctrica redundantes aseguran que el proyecto cumpla con sus objetivos bajo condiciones adversas. Estas unidades permitirán mejorar la calidad del suministro eléctrico y sostener la estación en caso de pérdida del poder principal.

2.2.1. GENERADOR DE EMERGENCIA – GRUPO ELECTRÓGENO

La instalación de un grupo electrógeno deberá tener en cuenta como primera instancia el acceso al lugar determinado para la estación, debido al peso y dificultad de transporte que un equipo como este representa. Es necesario además considerar el espacio disponible en el área designada y el almacenamiento del combustible que demanda el motor de combustión.

Las tres estaciones radar cuentan con caminos lastrados de acceso, por lo que es posible el transporte e instalación de grupos electrógenos. Sin embargo la estación repetidora en el cerro Crocker, Santa Cruz, no tiene acceso vehicular, y además no posee el espacio suficiente para su instalación. Es necesario prestar atención al mantenimiento por técnicos autorizados que estos equipos requieren para conservar su garantía de fábrica, ya que la distancia hacia la región insular representa un inconveniente tanto en presupuesto como en tiempo.

Un sistema de transferencia de carga con tiempos de respuesta adecuados, es fundamental para que la estación no se vea afectada por el cambio de fuente cuando se presente un corte de energía no programado. El grupo electrógeno deberá contar con protección contra fallas como pérdida de presión de aceite, sobre temperatura, sobre o baja velocidad. Su temperatura de operación deberá ser acorde a la región ($\geq 40^{\circ}\text{C}$). La Figura 2. 15 contiene un generador de tipo Standby, 18 [ekW], 18 [kVA], 60 Hz 1800 rpm.



Figura 2. 15. Generador Standby, 18 [ekW], 18 [kVA], 60 Hz 1800 rpm 240/120 [V]¹⁷¹

Las ventajas de un generador termoeléctrico están en su robustez y potencia. Se deberá disponer de personal asignado al control de mantenimiento, recarga de combustible y encendido periódico.

2.2.2. SISTEMAS DE POTENCIA ININTERRUMPIDA – UPS

¹⁷¹ Fuente: Imagen CATÁLOGO Especificaciones, <http://espana.cat.com/cda/files/1380819/534/LEHE0019-02.pdf>

Para el uso de equipos UPS se deben procurar características de fácil mantenimiento. El equipo deberá ser del tipo “En Línea – On Line” para evitar la desconexión de la estación al momento que se presente un fallo en la energía principal. Además de esta manera se asegura una calidad óptima en la energía que consume la carga, ya que el UPS tipo Online entrega la corriente de las baterías, la cual estará todo el tiempo regulada por el controlador e inversor interno, tanto en amplitud como en frecuencia.

Es importante que el equipo permita el uso un banco de baterías externo para su unidad de almacenamiento, ya que a largo plazo, serán las baterías las que necesiten ser reemplazadas. La Figura 2. 16 presenta un equipo UPS 10 [kVA], on-line, FP 0.9, 208/120 [V], 60 [Hz], con banco de baterías externo adicional de 20 baterías de 12 [VDC], 9 [Ah], Figura 2. 17.

Para todas las estaciones del proyecto, un equipo UPS es una opción válida como fuente de energía redundante. El tiempo de autonomía necesario para sostener una estación durante un fallo eléctrico deberá ser de por lo menos 4 horas, tiempo promedio que dura una falla eléctrica en ser resuelta por la Empresa Eléctrica.



Figura 2. 16. UPS 10 [kVA], on-line, FP 0.9, 208/120 [V], 60 [Hz]¹⁷²



Figura 2. 17. Banco de baterías externo, 20 x 12 [VDC], 9 [Ah]¹⁷³

Los equipos UPS tienen la ventaja de que no necesitan asistencia y no precisa mantenimiento en periodos de corto tiempo. La mayor desventaja está en que los costos son altos para equipos de potencia media y alta, además necesitan de una caseta o albergue.

2.2.3. SISTEMA CARGADOR / FUENTE

Este sistema está compuesto por un equipo diseñado como fuente DC y a su vez cargador de baterías, el cual está dedicado mientras exista alimentación principal, a mantener cargado un banco de baterías. Las cargas DC y AC (mediante un inversor) se conectan al banco de baterías, el cual siempre alimenta directamente a la carga.

Las ventajas de este sistema son su simpleza, fácil mantenimiento, costo y lo más importante es que la carga nunca sufre una transferencia de fuente principal a fuente secundaria, puesto a que siempre es el banco de baterías que alimenta los equipos. Mediante un inversor con salida sinusoidal pura, se tiene un

¹⁷²Fuente: <http://www.tripplite.com/shared/product-images/med/SU10000RT3U2TF-FRONT-M.jpg>

¹⁷³Fuente: <http://www.tripplite.com/shared/product-images/med/BP240V10RT3U-FRONT-M.jpg>

sistema que asegura las condiciones óptimas de funcionamiento, ya que la carga se ve aislada de la red eléctrica pública y las fallas que esta pueda presentar.

Cabe resaltar la necesidad de utilizar equipos acordes con la región, para lo cual se recomienda equipos de grado Marino - Industrial. La Figura 2. 18 presenta un cargador industrial de baterías de 55 [A] y 65 [A], 120/240 [VAC] – 24 [VDC], de grado marino.



Figura 2. 18. Cargadores marinos de 55 [A] y 65 [A], 120VAC – 24VDC¹⁷⁴

Para las estaciones radar, el empleo de este equipo es posible y adecuado, además sería complementado mediante un sistema de acumulación el cual podría soportar la estación en caso de falla de la fuente primaria. Para el caso de la estación repetidora Crocker, no es factible el uso de esta configuración ya que no existe posibilidad de conexión a la red eléctrica pública.

¹⁷⁴Fuente: http://www.charlesindustries.com/images/HQ_chargers.jpg

2.2.4. ENERGÍAS RENOVABLES – GENERADOR EÓLICO, SISTEMA FOTOVOLTAICO

Una opción para la aplicación de energías renovables como sistema redundante es emplear un sistema combinado de generador eólico y sistema fotovoltaico para almacenar energía eléctrica en un banco de baterías, el cual entraría a trabajar al presentarse un corte en el servicio eléctrico principal. Cabe destacar que es necesaria la incorporación de un sistema de transferencia de carga, encargado de realizar el cambio entre la fuente principal y la fuente de emergencia. Se presenta en la Figura 2. 19 un sistema combinado de dos generadores eólicos y un arreglo de paneles fotovoltaicos.



Figura 2. 19. Sistema eólico – fotovoltaico¹⁷⁵

Es necesaria la combinación de los dos sistemas ya que al no existir un estudio de vientos para cada ubicación del proyecto, es necesario asegurar el

¹⁷⁵Fuente: <http://www.solener.com/mixtas.jpg>

funcionamiento del sistema de generación de emergencia. De esta manera, cuando el generador eólico no cuente con la velocidad mínima de viento para generar energía, será respaldado por el sistema fotovoltaico y viceversa.

El porcentaje de aportación de cada sistema dependerá del potencial eólico de cada estación componente del proyecto, para el sistema fotovoltaico aunque la radiación solar anual es la misma, el índice de cielos despejados puede variar para cada estación del proyecto.

Para las estaciones de radar es factible aprovechar la altura de las torres auto-soportadas que albergan la antena de radar para instalar un generador eólico de pequeño tamaño. En la estación repetidora cerro Crocker existe un espacio reducido donde es viable el montaje de hasta dos generadores eólicos con un peso de 100 a 120 [kg] cada uno.

Según los datos reunidos por el proyecto de Energías Renovables para Galápagos, ERGAL, la velocidad del viento en Galápagos es estacional. Existe un potencial muy bajo durante febrero y marzo y un máximo pronunciado en el mes de septiembre. En el primer caso el potencial es bajo con dirección predominante de 90° (Este), mientras en el resto del año los vientos provienen de 140° a 150° (Sureste)¹⁷⁶.

Convenientemente, el Centro de Datos Atmosféricos de la NASA¹⁷⁷, indica que en el mes de marzo la región insular recibe la mayor cantidad de radiación

¹⁷⁶http://www.ergal.org/imagesFTP/7749.Energias_renovables_para_Galapagos_libre.pdf, Parque Eólico Baltra – Santa Cruz, Factibilidad Técnica y Alternativas, Proyecto ERGAL, pág. 26

¹⁷⁷<http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=>, NASA Atmospheric Science Data Center.

solar de todo el año (6.47 kWh/m² diarios). Estos factores permiten exitosamente que un sistema combinado de energía eólica y fotovoltaica sea utilizado como sistema de generación redundante.

2.2.5. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA LA ENERGIZACIÓN REDUNDANTE DE LAS ESTACIONES

Se procede a realizar una matriz comparativa de las posibles alternativas frente a su capacidad de cumplir las características requeridas, para cada estación, Tabla 2. 5. Las condiciones especificadas en la tabla a continuación, representan las características óptimas para la configuración de las estaciones y sus sistemas de redundancia.

Estas matrices determinarán un porcentaje promedio para cada alternativa expuesta, que representa cuantas características requeridas cumple dicha alternativa.

Tabla 2. 5. Matriz de alternativas, Sistemas redundantes Proyecto COVIRA¹⁷⁸

Estación	Grupo Electrónico				UPS				UPS+B. Baterías				Cargador/Fuente				Sist. Eólico FV				
	ISA	SNCR	STAX	CRCK	ISA	SNCR	STAX	CRCK	ISA	SNCR	STAX	CRCK	ISA	SNCR	STAX	CRCK	ISA	SNCR	STAX	CRCK	
CARACTERÍSTICAS	50%	50%	50%	38%	50%	50%	50%	38%	50%	50%	50%	38%	100%	100%	100%	88%	75%	75%	75%	88%	
i	Posibilidad de instalación en sitio	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1
ii	Características nominales adecuadas	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
iii	Mantenimiento fácil	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
iv	No aplica obra civil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
v	Larga vida útil	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
vi	Características adecuadas para región insular	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
vii	Disponibilidad mercado nacional	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
viii	Opción de menor costo	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1

Leyenda	
1	Cumple
0	No cumple
ISA	Isabela
SNCR	San Cristóbal
STAX	Santa Cruz
CRCK	Cerro Crocker

De esta manera se determina que la mejor alternativa como sistema redundante para las estaciones radar está conformada por el equipo cargador/fuente, el cual por su simpleza cumple fácilmente las características requeridas. Para el caso de la estación repetidora en cerro Crocker, el uso del sistema compuesto por generador eólico y módulos fotovoltaicos es el más adecuado debido a lo aislado que se encuentra esta estación.

Se procede entonces a describir las soluciones propuestas en la siguiente sección.

¹⁷⁸Damián Betancourt G.

2.3. SOLUCIONES PROPUESTAS PARA CADA ESTACIÓN

Se presenta a continuación una descripción de las soluciones planteadas para cada estación componente del Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG, COVIRA. Los diseños de los diferentes sistemas están detallados en el siguiente capítulo y sus respectivos anexos.

2.3.1. ESTACIÓN RADAR MUELLE DE CABOTAJE – ISLA ISABELA

Se plantea para la estación en Puerto Villamil, Isla Isabela, la energía eléctrica suministrada por la Empresa Eléctrica como fuente principal de alimentación. Para esto se debe desarrollar una acometida en baja tensión, partiendo desde los bornes del secundario del transformador monofásico de 75 [kVA], 7620/110/220 [V], 1 Φ , hacia un tablero de registro y tablero de distribución principal.

Como fuente redundante de energía se propone el uso de un sistema cargador/fuente alimentado por la red eléctrica pública, el cual mantendrá cargado un banco de baterías selladas de libre mantenimiento, diseñado para satisfacer la demanda total de la carga, con un tiempo de autonomía de 6 horas. Además deberá contar con protecciones contra baja-tensión y contra descarga del banco de baterías.

Las características del sistema están detalladas en el siguiente capítulo. Este sistema alimentará únicamente los equipos de la estación radar, mas no la carga perteneciente a la caseta (alumbrado, A/C, tomacorrientes). La Figura 2. 20 ilustra la configuración eléctrica de la estación.

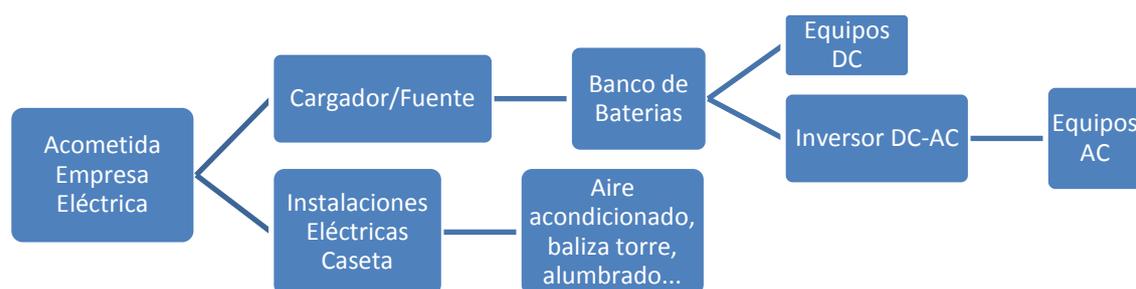


Figura 2. 20. Configuración eléctrica, estación de radar Isabela¹⁷⁹

Como sistema de protección se establecen dispositivos contra fallas de sobre-intensidad y sobre-tensión. Para proteger los equipos de la estación contra sobre-intensidades se proponen disyuntores automáticos con dispositivos termomagnéticos montados en un tablero de distribución principal. Los dispositivos de protección deberán ser de tipo marino, diseñados para ambientes de alta salinidad y humedad.

Se plantea para la protección contra sobre-tensión por descargas atmosféricas, para la torre que alberga la antena de radar y los equipos de radioenlace, un sistema pararrayos tipo Franklin con su respectiva puesta a tierra, conformada por una malla de cobre con varillas electro-soldadas con soldadura exotérmica.

¹⁷⁹Fuente: Damián Betancourt G.

Para la instalación eléctrica de la caseta que alberga los equipos de la estación, se propone un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de cobre y electrodos de grafito como elementos de descarga, para asegurar un bajo nivel de resistencia de puesta a tierra.

2.3.2. ESTACIÓN RADAR CANTERA DE PIEDRA – ISLA SAN CRISTÓBAL

Debido a la situación de la estación Cantera de Piedra, es necesario implementar un circuito en media tensión para lograr la conexión con la energía eléctrica suministrada por la Empresa Eléctrica. Para esto se propone una línea de media tensión subterránea derivada desde la línea de media tensión de 13.2 [kV] de la empresa eléctrica que pasa por las faldas del cerro. En la cima se deberá instalar un transformador del tipo “PadMounted”, a partir del cual se desarrollará la acometida hacia el tablero de registro y tablero de distribución principal. Es deseo de la empresa auspiciante que el cerro Cantera de Piedra cuente con energía trifásica, ya que está ubicado en un lugar estratégico y de mucha utilidad para futuros proyectos.

Se había planteado inicialmente un grupo electrógeno como sistema de emergencia, ya que al no conocer las características definitivas de los equipos a instalarse, no estaba definida la carga en su totalidad. Después de realizar un análisis detallado de los equipos y sus características se determinó el consumo máximo de toda la estación en 3.6 [kVA]; incluyendo equipos, instalaciones eléctricas, alumbrado y aire acondicionado. Se procedió luego a determinar en el mercado nacional que la menor capacidad de un grupo electrógeno industrial es de 18 [kW]. El Proyecto COVIRA debe ser tratado como un proyecto integral;

debido a su situación geográfica, un sobre-dimensionamiento en uno de sus componentes no aporta a las estaciones restantes. Por las razones expuestas, el uso de un grupo electrógeno como sistema de redundancia no está justificado.

Como fuente de energía redundante se propone el uso de un sistema cargador/fuente alimentado por la red eléctrica pública, el cual mantendrá cargado un banco de baterías selladas, de libre mantenimiento, diseñado para satisfacer la demanda total de la carga, con un tiempo de autonomía de 6 horas. Además deberá contar con protecciones contra baja-tensión y contra descarga del banco de baterías. Las características del sistema están detalladas en el siguiente capítulo. Este sistema alimentará únicamente los equipos de la estación radar, mas no la carga perteneciente a la caseta (alumbrado, A/C, tomacorrientes). La Figura 2. 21 ilustra la configuración eléctrica de la estación.

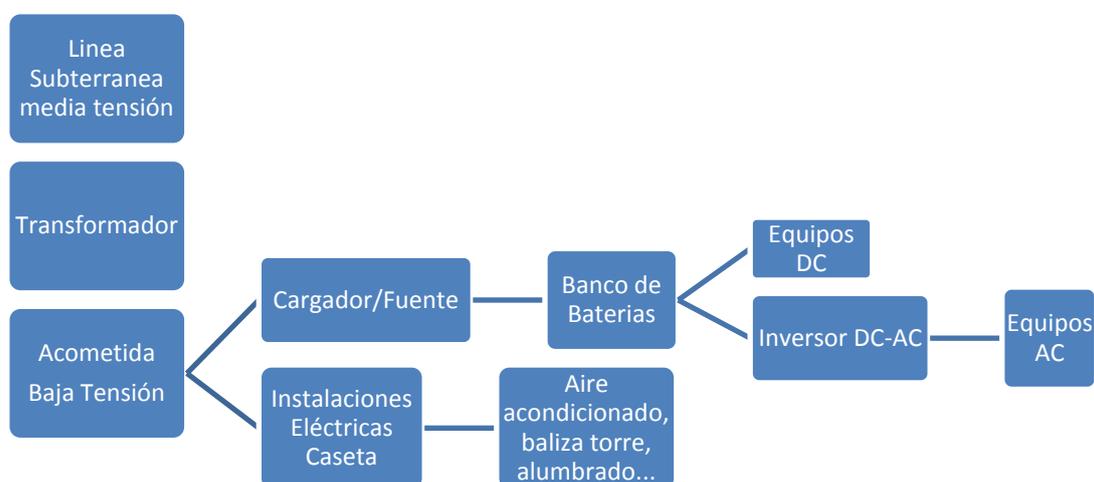


Figura 2. 21. Configuración eléctrica, estación de radar San Cristóbal¹⁸⁰

¹⁸⁰Fuente: Damián Betancourt G.

Como sistema de protección se establecen dispositivos contra fallas de sobre-intensidad y sobre-tensión. Para proteger los equipos de la estación contra sobre-intensidad se proponen disyuntores automáticos con dispositivos termomagnéticos montados en un tablero de distribución principal. Los dispositivos de protección deberán ser de tipo marino, diseñados para ambientes de alta salinidad y humedad.

Se plantea para la protección contra sobre-tensión por descargas atmosféricas, para la torre que alberga la antena de radar y los equipos de radioenlace, un sistema pararrayos tipo Franklin con su respectiva puesta a tierra, conformada por una malla de cobre con varillas electro-soldadas con soldadura exotérmica.

Para la instalación eléctrica de la caseta que alberga los equipos de la estación, se propone un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de cobre y electrodos de grafito como elementos de descarga, para asegurar un bajo nivel de resistencia de puesta a tierra.

2.3.3. ESTACIÓN RADAR PNG – ISLA SANTA CRUZ

Para la estación radar de Puerto Ayora se establece, como fuente principal de alimentación, la energía suministrada por la Empresa Eléctrica. Para esto se debe desarrollar una acometida en baja tensión, partiendo desde los bornes del secundario del transformador de 25 [kVA], 7970/110/220 [V], 1 Φ , hacia un tablero de registro y posteriormente hacia el tablero de distribución principal.

Como fuente de energía redundante se propone el uso de un sistema cargador/fuente, alimentado por la red eléctrica pública. El equipo contará con un banco de baterías selladas, de libre mantenimiento, diseñado para satisfacer la demanda total de la carga, con un tiempo de autonomía de 6 horas. Además deberá contar con protecciones contra baja-tensión y contra descarga del banco de baterías. Las características del sistema están detalladas en el siguiente capítulo.

Este sistema alimentará únicamente los equipos de la estación radar, mas no la carga perteneciente a la caseta (alumbrado, A/C, tomacorrientes). La Figura 2. 22 ilustra la configuración eléctrica de la estación.

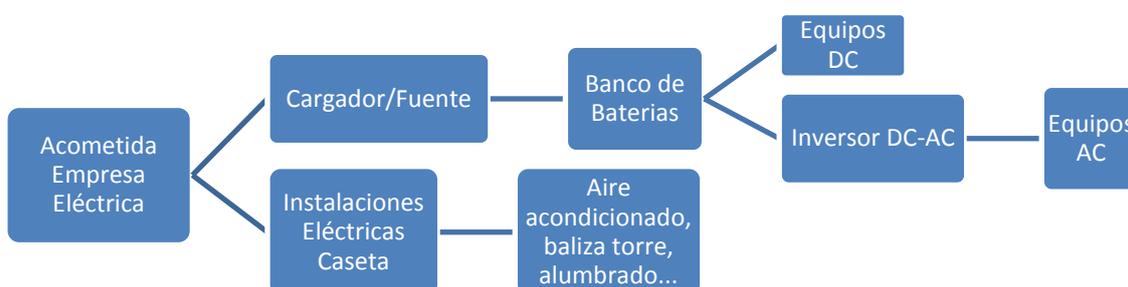


Figura 2. 22. Configuración eléctrica, estación de radar Santa Cruz¹⁸¹

Como sistema de protección se establecen dispositivos contra fallas de sobre-intensidad y sobre-tensión. Para proteger los equipos de la estación contra sobre-intensidad se proponen disyuntores automáticos con dispositivos termomagnéticos montados en un tablero de distribución principal. Los dispositivos de protección deberán ser de tipo marino, diseñados para ambientes de alta salinidad y humedad.

¹⁸¹Fuente: Damián Betancourt G.

Se plantea para la protección contra sobre-tensión por descargas atmosféricas, para la torre que alberga la antena de radar y los equipos de radioenlace, un sistema pararrayos tipo Franklin con su respectiva puesta a tierra, conformada por una malla de cobre con varillas electro-soldadas con soldadura exotérmica. Es necesario acotar que para la región insular no existen datos recopilados para elaborar un mapa isoceráunico, ya que existen muy pocos registros de tormentas eléctricas.

Para la instalación eléctrica de la caseta que alberga los equipos de la estación, se propone un sistema de puesta a tierra conformado por una malla de cobre y electrodos de grafito como elementos de descarga, para asegurar un bajo nivel de resistencia de puesta a tierra.

2.3.4. ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER – ISLA SANTA CRUZ

Como se describió anteriormente, no es posible la conexión de la estación ubicada en cerro “Crocker” al suministro de la Empresa Eléctrica. Por tal razón es necesario establecer como fuente de energía eléctrica principal un sistema combinado de generador eólico y módulos fotovoltaicos, que alimentaran un sistema de acumulación, caracterizado por un banco de baterías y un controlador de carga. La corriente entregada por las baterías será adecuada según necesidad de los equipos que componen la estación repetidora como se detalla en el siguiente capítulo.

Se puede observar en la Figura 2. 23, el área escogida para la implantación del arreglo de módulos fotovoltaicos, además de una torre auto soportada de 12 [m] capaz de soportar y albergar la turbina eólica, instalación la cual ha sido autorizada por la empresa propietaria de la torre.



Figura 2. 23. Zona determinada para implantación de arreglo de módulos fv y generador eólico¹⁸²

El permanente funcionamiento de la estación está asegurado mediante la sinergia del generador eólico y el sistema fotovoltaico. En la cima del cerro donde está destinada la estación repetidora, la velocidad del viento tiene un promedio anual de 10.1 [m/s]. De acuerdo a los datos obtenidos del Centro de Datos Atmosféricos de la NASA para las coordenadas geográficas de la estación, el mayor porcentaje de días nublados se presenta en el mes de Agosto con 45% de días nublados, por lo que el sistema estará respaldado por el generadores eólico ya

¹⁸²Fuente: Damián Betancourt G.

que es precisamente en este mes donde existe la mayor velocidad de viento llegando al máximo anual de 12 [m/s]¹⁸³.

Como fuente de suministro de emergencia se propone que el banco de baterías tenga un tiempo de autonomía de 4 días. Este sistema de acumulación estará compuesto por baterías selladas tipo VRLA (Plomo-Acido regulada por válvula), de descarga profunda, diseñadas específicamente para sistemas fotovoltaicos, este tipo de batería permite que los gases internos de una batería sellada, se descarguen para evitar derrames o filtraciones perjudiciales al medio ambiente.

Las características del sistema híbrido eólico fotovoltaico están detalladas en el siguiente capítulo. La Figura 2. 24 ilustra la configuración eléctrica de la estación.

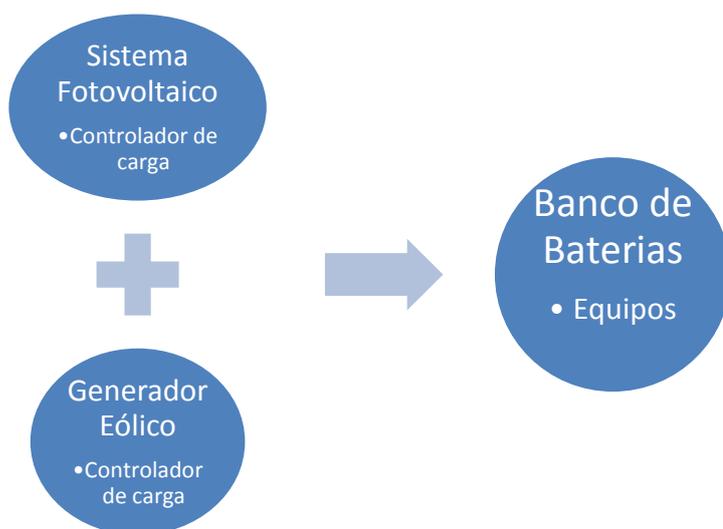


Figura 2. 24. Configuración eléctrica, estación de radar Isabela¹⁸⁴

¹⁸³<http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=>, NASA Atmospheric Science Data Center.

Para proteger los equipos de la estación contra sobre-intensidades se proponen disyuntores automáticos con dispositivos termomagnéticos montados en un tablero de distribución principal. Los dispositivos de protección deberán ser de tipo marino, diseñados para ambientes de alta salinidad y humedad.

Para el sistema de puesta a tierra de esta estación se empleará un sistema conformado por una malla de cobre y electrodos de grafito como elementos de descarga, para asegurar un bajo nivel de resistencia de puesta a tierra.

¹⁸⁴Fuente: Damián Betancourt G.

CAPITULO III

DISEÑO

Se procede al diseño de cada estación componente del proyecto COVIRA de acuerdo a las soluciones planteadas en el Capítulo II, para lo cual se dividen los diseños en sistemas de alimentación principal, sistemas redundantes, protecciones y puesta a tierra.

3.1. DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL

3.1.1. ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO VILLAMIL, ISLA ISABELA

Para proceder al diseño de la alimentación principal para la estación radar, se detalla en la Tabla 3. 1 los equipos a ser instalados, las características nominales han sido extraídas de los catálogos de cada equipo, adjuntos en el Anexo D. Se presentan además las instalaciones eléctricas de la caseta para albergar los componentes requeridos.

Tabla 3. 1. Detalle de equipos, Estación Puerto Villamil¹⁸⁵

A. ESTACIÓN RADAR ISLA ISABELA - TABLERO DE DISTRIBUCIÓN PRINCIPAL							
Circuito	Elemento	Descripción	Cantidad	Características			
				Voltaje Nominal	u	Corriente Nominal [A]	Potencia [W]
EQUIPOS DC							
C1	Radars Furuno DRS-25A, Fuente de poder PSU-013	Equipo radar digital 25kW, alta definición UHD. Antena radar 6 ft.	1	12	VDC	12.08	145
C1	Receptor AIS Furuno FA-30	Receptor de blancos equipados con Sistema de Identificación Automática (AIS).	1	12	VDC	1.2	14.4
C1	HubFuruno HUB-101	Hub de 8 puertos, LAN equipos	1	12	VDC	0.50	6
EQUIPOS AC							
C1	Cámara AXIS Q6035-E PTZ, Controlador/Fuente AXIS T8124 MidSpan	Cámara domo de red, seguridad y vigilancia, HDTV, 60fps, 20X. Alimentación Ethernet, HighPoE	1	110	VAC	0.67	74
C1	Radioenlace Motorola Canopy PTP-230	RadioEnlace 5.4GHz, 50Mbps, enlace estación - centros de control.	2	110	VAC	0.09	10
CASETA DE EQUIPOS							
C2	Baliza Torre Radar	Baliza doble, torre auto soportada	1	110	VAC	1.36	150
C3	Iluminación	Iluminación Caseta, bombillas fluorescentes 30W	2	110	VAC	0.27	30

¹⁸⁵Anexo A, Damián Betancourt G.

C4	Toma Corriente Auxiliar	Toma Corriente polarizado doble	1	110	VAC	1.82	200
C4	Toma Corriente Exterior	Toma Corriente polarizado doble tipo exterior	1	110	VAC	1.82	200
C5	Aire Acondicionado	Aire acondicionado LG-E09SQ	1	110	VAC	5.45	600

La Tabla 3. 2 presenta el cálculo de la demanda máxima para la estación, manteniendo un porcentaje de reserva a futuro del 50% de la carga máxima instalada, además se han tomado en cuenta las eficiencias especificadas por los fabricantes de los equipos conversores de potencia (cargador e inversor).

Se considera la carga de los equipos como carga constante con factor de demanda igual a la unidad, mientras que para las instalaciones eléctricas de la caseta se han tomado factores de demanda apropiados, detallados en el Anexo A.1.

Tabla 3. 2. Cálculo de la demanda máxima para la estación radar Puerto Villamil¹⁸⁶

DEMANDA MÁXIMA DE LA ESTACIÓN	
P1 Carga Equipos DC [W]	165.40
P2 Carga Equipos AC [W]	94.00
P3 Reserva en inversor 50%	0.50
P4 Carga AC Inversor + reserva, $P2(1+P3)$ [W]	141.00
P5 Potencia Nominal Inversor, ($>P4$) [W]	300.00
P6 Eficiencia del Inversor [η_1]	0.87
P7 Carga DC antes de Inversor, $P5/P6$ [W]	344.83
P8 Carga DC Cargador de baterías, $P1+P7$ [W]	510.23
P9 Reserva en cargador 50%	0.50
P10 Carga DC cargador + reserva, $P8(1+P9)$ [W]	765.34
P11 Eficiencia del Cargador [η_2]	0.70

¹⁸⁶Anexo A.1, Damián Betancourt G.

P12	Carga AC antes de Cargador de Baterías, P10/P11 [W]	1093.34
P13	Carga Caseta [W]	1110.00
P14	Carga Máxima Estación, P12+P13 [W]	2203.34
	RESERVA 50%	0.50
	DEMANDA MÁXIMA TOTAL [W]	3305.02
	Factor de Potencia	0.92
	DEMANDA MÁXIMA TOTAL [VA]	3592.41

La Tabla 3. 3 detalla la acometida necesaria para la conexión de la energía eléctrica suministrada por la Empresa Eléctrica Galápagos, partiendo desde los bornes del secundario del transformador monofásico de 75 [kVA], 7620/110/220 [V], 1 Φ , hacia un tablero de registro y tablero de distribución principal.

Para efectos de distribución de carga y escalabilidad futura, la acometida será compuesta a tres hilos, 110/220 [V]. Se procedió a calcular el calibre del conductor mediante el método por caída de tensión. Como conductor de acometida se seleccionó cable de cobre con aislamiento tipo TTU, el cual en el mercado comercial existe desde el calibre #8 AWG.

Tabla 3. 3. Cálculo de acometida para estación radar Puerto Villamil¹⁸⁷

ACOMETIDA MONOFÁSICA 3H 110/220 CÁLCULO SECCIÓN CONDUCTOR	
Transformador 1 Φ , [kVA]	75
V Primario [V]	7620
V Secundario [V]	110
DEMANDA MÁXIMA TOTAL [VA]	3592.41
Corriente [A]	16.33
DISYUNTOR PRINCIPAL BIPOLAR [A]	20
Corriente de Cortocircuito I _{cc} , [A]	613.8
Poder de ruptura I _k >I _{cc} , [kA]	3
Longitud Acometida [m]	24.00
Caída de Tensión [%]	2.5

¹⁸⁷ Anexo A.1, Damián Betancourt G.

Conductor de Cobre, Aislamiento tipo	TTU
Resistividad >20°C ρ [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]	0.02
Área del Conductor [mm^2]	2.85
Calibre AWG	8
# de conductores, 2 Fases + Neutro	3

A continuación la Tabla 3. 4, se presenta los conductores y vías destinadas a la conexión de los circuitos establecidos en la Tabla 3. 1, hacia el tablero de distribución principal. Los equipos DC y AC (mediante inversor) serán alimentados por el sistema cargador fuente. Se incluye en la Figura 3. 1 el diagrama unifilar de la estación. El Anexo B.1 presenta los planos eléctricos y diagramas unificables para las estaciones.

Tabla 3. 4. Conductores y vías, Estación Radar Pto. Villamil, Isabela¹⁸⁸

CONDUCTORES Y VÍAS

	C1 Cargador Fuente	C2 Baliza Torre Radar	C3 Iluminación	C4 Toma corrientes	C5 A/C	C6 Banco de Baterías
Corriente nominal, [A]	9.94	1.36	1.09	2.18	5.45	85
Distancia, [m]	4	28	4	6	4	4
Conductor Cu $\rho=1/50$ [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$] tipo	TW	THW	TW	TW	TW	SGT
Sección por caída de tensión 2.5%, [mm^2]	0.58	0.56	0.06	0.19	0.32	45.33
Calibre AWG	12	12	12	12	12	1/0
Carga tipo	AC	AC	AC	AC	AC	DC
Número de conductores	3	3	2	3	3	2
Vía tubo conduit flexible, [in]	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1.5

¹⁸⁸Anexo A.1, Damián Betancourt G.

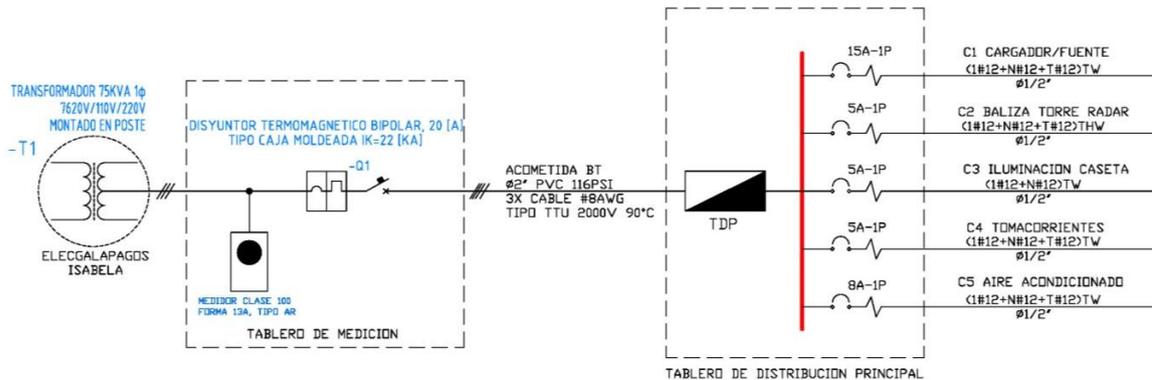


Figura 3. 1. Diagrama Unifilar Estación Radar Isabela¹⁸⁹

3.1.2. ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO BAQUERIZO, ISLA SAN CRISTÓBAL

LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

De acuerdo a lo expuesto en el Capítulo II, es necesario implementar un circuito en media tensión para lograr la conexión con la energía eléctrica suministrada por la Empresa Eléctrica Galápagos. La imagen satelital de la Figura 3. 2 muestra el tendido de la línea trifásica subterránea de media tensión derivada desde la línea trifásica de media tensión de 13.2 [kV] de la empresa eléctrica que pasa por las faldas del cerro Cantera de Piedra. En la cima del cerro se deberá instalar un transformador del tipo “PadMounted”, a partir del cual se desarrollara la acometida hacia el tablero de registro y tablero de distribución principal de la caseta de equipos.

¹⁸⁹ Anexo B.1, Damián Betancourt G.

El transformador padmounted deberá ser de configuración Δ -Y, debido a que la línea de media tensión de la empresa eléctrica es una línea trifásica a tres hilos, por lo que no transporta línea de neutro, debiendo construir el neutro

mediante el transformador trifásico en la estación. Este particular es conveniente para el presupuesto de la línea subterránea, ya que de esta manera solo existen tres cables, uno por fase. Como detalle adicional para definir el transformador, este deberá ser de tipo radial, ya que el transformador será utilizado como terminal final de la línea de media tensión.



Figura 3. 2. Tendido de línea trifásica de media tensión, Cantera de piedra, San Cristóbal.¹⁹⁰

¹⁹⁰Fuente: Damián Betancourt G.

La línea de media tensión será conducida por tres cables apantallados de 15 [kV], calibre #2AWG a través de un ducto de 4 pulgadas, de acero galvanizado adjunto al poste hasta llegar a la primera caja de revisión, para continuar a través de un ducto de PVC de 116 [psi], de 110 [mm] de diámetro, y terminar en el zócalo de hormigón construido para soportar el transformador tipo padmounted de

30 [kVA], cabe resaltar que esta es la menor capacidad que ofrece el mercado nacional en transformadores trifásicos, aunque es posible fabricarlos a pedido

especial. Los planos eléctricos para la estación se detallan en el Anexo B.2. Aunque el cable está diseñado para instalaciones directamente enterradas, la Empresa Eléctrica local ha solicitado que se proteja el conductor mediante un ducto de PVC apropiado para instalaciones subterráneas y una capa de adoquín a nivel del terreno. El conductor de media tensión, se detalla en la Tabla 3. 5. Las características de la línea de media tensión se detallan en la Tabla 3. 6.

Tabla 3. 5. Características conductor media tensión 15 [kV]¹⁹¹

CABLE CONCÉNTRICO APANTALLADO - MEDIA TENSIÓN 15 [kV] MONOCONDUCTOR	
Conductor	Cobre blando, concéntrico ASTM clase B
Sección Conductor	33.54 [mm ²]
Capacidad de Conducción	195 [A]
Aislación	XLPE
Cubierta Exterior	PVC, resistente a humedad, instalación directamente enterrado
Diámetro Exterior	24.57 [mm]
Peso Aprox.	899.33 [kg/km]

¹⁹¹ CATÁLOGO cables comerciales Phelps Dodge Corp.

Tabla 3. 6. Características línea MT a 13.2 [kV], Cerro Cantera de Piedra¹⁹²

LÍNEA MEDIA TENSIÓN 13.2 [kV]	
Transformador [VA], 3Φ	30000
Voltaje primario transformador [V]	13200
Corriente en primario de transformador [A]	1.31
Longitud Acometida [m]	285.00
Caída de Tensión [%]	2.5
Resistividad Cobre ρ >20°C [Ω mm ² /m]	0.02
Área del Conductor [mm ²]	0.04
Calibre AWG	2
# de conductores, 3 Fases	3
BAJANTE DE ACERO GALVANIZADO 4" [m]	6
Ducto de PVC 110 mm 116 psi, [m]	280

En la Figura 3. 3 se ha dispuesto el número de siete cajas de revisión necesarias para asegurar una correcta instalación y mantenimiento. Se incluye además el perfil de elevación del terreno que atravesará la línea de media tensión, hasta llegar a los 58 [msnm] a 285 [m] de distancia, lugar donde se instalará el transformador.

Se presenta en la Figura 3. 4 el corte vertical de la implantación de la línea de media tensión, en la cual se puede apreciar con detalle la estructura trifásica, los dispositivos de protección y seccionamiento y los conductores a través del ducto subterráneo. La implantación y corte vertical de la línea subterránea para la estación, los dispositivos de seccionamiento, protección, y el transformador están detallados en el Anexo B.3.

¹⁹²Anexo A.2,Damián Betancourt G.



Figura 3. 3. Perfil de elevación del terreno, disposición de cajas de revisión¹⁹³

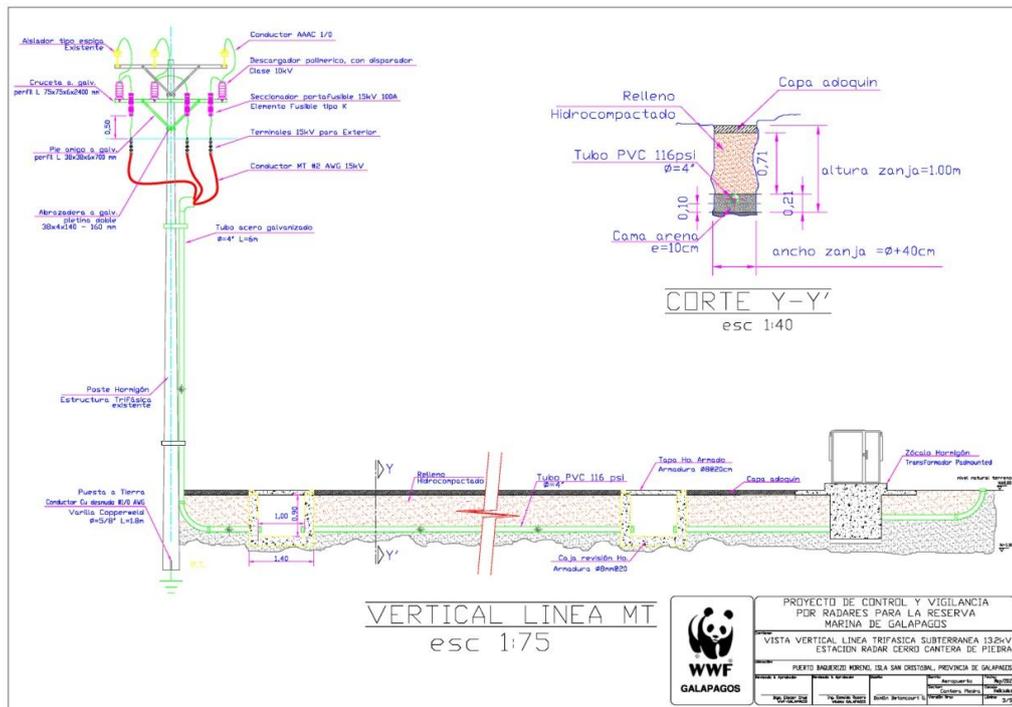


Figura 3. 4. Vista vertical, línea de media tensión subterránea, estación radar San Cristóbal¹⁹⁴

¹⁹³Fuente: Imagen Satelital Google Earth

ACOMETIDA DE BAJA TENSIÓN

En la Tabla 3. 7 se detallan los equipos a ser instalados en la estación, además de las instalaciones eléctricas de la caseta para albergar los componentes requeridos. Para el cálculo de la demanda máxima para la estación, presentado en la Tabla 3. 8, se considera la carga de los equipos como carga constante con factor de demanda igual a la unidad, mientras que para las instalaciones eléctricas de la caseta se han tomado factores de demanda apropiados, detallados en el Anexo A.1.

Como porcentaje de reserva a futuro se propone el 50% de la carga máxima instalada, además se han tomado en cuenta las eficiencias especificadas por los fabricantes de los equipos conversores de potencia (cargador e inversor).

Tabla 3. 7. Detalle de equipos, Estación Puerto Baquerizo Moreno¹⁹⁵

B. ESTACIÓN RADAR ISLA SAN CRISTÓBAL - TABLERO DE DISTRIBUCIÓN PRINCIPAL							
Circuito	Elemento	Descripción	Cantidad	Características			
				Voltaje Nominal [V]	Corriente Nominal [A]	Potencia [W]	
EQUIPOS DC							
C1	Radars Furuno DRS-25A, Fuente de poder PSU-013	Equipo radar digital 25kW, alta definición UHD. Antena radar 6 ft.	1	12	VDC	12.08	145

¹⁹⁴Anexo B.4, Damián Betancourt G.

¹⁹⁵Anexo A.1, Damián Betancourt G.

C1	Receptor AIS Furuno FA-30	Receptor de blancos equipados con Sistema de Identificación Automática (AIS).	1	12	VDC	1.2	14.4
C1	HubFuruno HUB-101	Hub de 8 puertos, LAN equipos	1	12	VDC	0.50	6
EQUIPOS AC							
C1	Cámara AXIS Q6035-E PTZ, Controlador/Fuente AXIS T8124 MidSpan	Cámara domo de red, seguridad y vigilancia, HDTV, 60fps, 20X. Alimentación Ethernet, HighPoE	1	110	VAC	0.67	74
C1	Radioenlace Motorola Canopy PTP-230	RadioEnlace 5.4GHz, 50Mbps, enlace estación - centros de control.	2	110	VAC	0.09	10
CASETA DE EQUIPOS							
C2	Baliza Torre Radar	Baliza doble, torre auto soportada	1	110	VAC	1.36	150
C3	Iluminación	Iluminación Caseta, bombillas fluorescentes 30W	2	110	VAC	0.27	30
C4	Toma Corriente Auxiliar	Toma Corriente polarizado doble	1	110	VAC	1.82	200
C4	Toma Corriente Exterior	Toma Corriente polarizado doble tipo exterior	1	110	VAC	1.82	200
C5	Aire Acondicionado	Aire acondicionado LG-E09SQ	1	110	VAC	5.45	600

Tabla 3. 8. Cálculo de la demanda máxima para la estación radar Puerto Baquerizo Moreno¹⁹⁶

DEMANDA MÁXIMA DE LA ESTACIÓN	
P1 Carga Equipos DC [W]	165.40
P2 Carga Equipos AC [W]	94.00
P3 Reserva en inversor 50%	0.50
P4 Carga AC Inversor + reserva, P2(1+P3) [W]	141.00
P5 Potencia Nominal Inversor, (>P4) [W]	300.00
P6 Eficiencia del Inversor [η 1]	0.87
P7 Carga DC antes de Inversor, P5/P6 [W]	344.83

¹⁹⁶Anexo A.1, Damián Betancourt G.

P8 Carga DC Cargador de baterías, P1+P7 [W]	510.23
P9 Reserva en cargador 50%	0.50
P10 Carga DC cargador + reserva, P8(1+P9) [W]	765.34
P11 Eficiencia del Cargador [η^2]	0.70
P12 Carga AC antes de Cargador de Baterías, P10/P11 [W]	1093.34
P13 Carga Caseta [W]	1110.00
P14 Carga Máxima Estación, P12+P13 [W]	2203.34
RESERVA 50%	0.50
DEMANDA MÁXIMA TOTAL [W]	3305.02
Factor de Potencia	0.92
DEMANDA MÁXIMA TOTAL [VA]	3592.41

La Tabla 3. 9 especifica la acometida necesaria para la conexión de la energía eléctrica suministrada por Elecgalápagos, partiendo desde los bornes del secundario del transformador trifásico de 30 [kVA], 13200/7620/208/120 [V], hacia un tablero de registro y tablero de distribución principal. Para efectos de distribución de carga y escalabilidad futura, la acometida será compuesta a cuatro hilos, tres fases. Se procedió a calcular el calibre del conductor mediante el método por caída de tensión.

Tabla 3. 9. Cálculo de acometida para estación radar Puerto Baquerizo Moreno¹⁹⁷

ACOMETIDA TRIFÁSICA 4H CÁLCULO SECCIÓN CONDUCTOR	
Transformador 3 Φ , [kVA]	30
V Primario 13200/7620 [V]	7620
V Secundario 208/120[V]	120
DEMANDA MÁXIMA TOTAL [VA]	3592.41
Corriente acometida [A]	9.98
DISYUNTOR PRINCIPAL TRIFÁSICO [A]	10
Longitud Acometida [m]	30.00
Caída de Tensión [%]	2.5
Conductor de Cobre, Aislamiento tipo	TTU
Resistividad >20°C ρ [Ω mm ² /m]	0.02

¹⁹⁷ Anexo A.1, Damián Betancourt G.

Área del Conductor [mm ²]	2.00
Calibre AWG	8
# de conductores, 3 Fases + Neutro	4

A continuación se presenta la conexión de los circuitos de la Tabla 3. 1, hacia el tablero de distribución principal mediante el siguiente diagrama unifilar contenido en la Figura 3. 5. El Anexo B.2 presenta los planos eléctricos y diagramas unifilares para la estación. La Tabla 3. 10 contiene las especificaciones de los conductores y vías. Los equipos DC y AC (mediante inversor) serán conectados hacia el sistema cargador fuente.

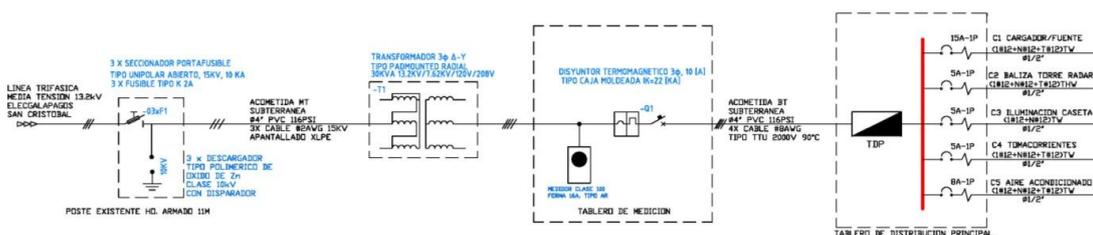


Figura 3. 5. Diagrama Unifilar, estación radar San Cristóbal¹⁹⁸

Tabla 3. 10. Conductores y vías, estación radar San Cristóbal¹⁹⁹

CONDUCTORES Y VÍAS

	C1 Cargador Fuente	C2 Baliza Torre Radar	C3 Iluminación	C4 Toma corrientes	C5 A/C	C6 Banco de Baterías
Corriente nominal, [A]	9.94	1.36	1.09	2.18	5.45	85
Distancia, [m]	4	28	4	6	4	4
Conductor Cu $\rho=1/50$ [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]	TW	THW	TW	TW	TW	SGT

¹⁹⁸ Anexo B.2, Damián Betancourt G.

¹⁹⁹ Anexo A.1, Damián Betancourt G.

tipo						
Sección por caída de tensión 2.5%, [mm ²]	0.58	0.56	0.06	0.19	0.32	45.33
Calibre AWG	12	12	12	12	12	1/0
Carga tipo	AC	AC	AC	AC	AC	DC
Número de conductores	3	3	2	3	3	2
Vía tubo conduit flexible, [in]	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1.5

3.1.3. ESTACIÓN RADAR PUERTO AYORA – ISLA SANTA CRUZ

En la Tabla 3. 11 se detallan los equipos a ser instalados en la estación, además de las instalaciones eléctricas de la caseta para albergar los componentes requeridos. Para el cálculo de la demanda máxima para la estación, presentado en la Tabla 3. 12, se considera la carga de los equipos como carga constante con factor de demanda igual a la unidad, mientras que para las instalaciones eléctricas de la caseta se han tomado factores de demanda apropiados, detallados en el Anexo A.1. Como porcentaje de reserva a futuro se propone el 50% de la carga máxima instalada, además se han tomado en cuenta las eficiencias especificadas por los fabricantes de los equipos conversores de potencia (cargador e inversor).

Tabla 3. 11. Detalle de equipos, Estación Puerto Ayora²⁰⁰

C. ESTACIÓN RADAR ISLA SANTA CRUZ - TABLERO DE DISTRIBUCIÓN PRINCIPAL

Circuito	Elemento	Descripción	Int. de	Características
----------	----------	-------------	---------	-----------------

²⁰⁰Anexo A.1, Damián Betancourt G.

				Voltaje Nominal	u	Corriente Nominal [A]	Potencia [W]
EQUIPOS DC							
C1	Radar Furuno DRS-25A, Fuente de poder PSU-013	Equipo radar digital 25kW, alta definición UHD. Antena radar 6 ft.	1	12	VDC	12.08	145
C1	Receptor AIS Furuno FA-30	Receptor de blancos equipados con Sistema de Identificación Automática (AIS).	1	12	VDC	1.2	14.4
C1	HubFuruno HUB-101	Hub de 8 puertos, LAN equipos	1	12	VDC	0.50	6
EQUIPOS AC							
C1	Cámara AXIS Q6035-E PTZ, Controlador/Fuente AXIS T8124 MidSpan	Cámara domo de red, seguridad y vigilancia, HDTV, 60fps, 20X. Alimentación Ethernet, HighPoE	1	110	VAC	0.67	74
C1	Radioenlace Motorola Canopy PTP-230	RadioEnlace 5.4GHz, 50Mbps, enlace estación - centros de control.	2	110	VAC	0.09	10
CASETA DE EQUIPOS							
C2	Baliza Torre Radar	Baliza doble, torre auto soportada	1	110	VAC	1.36	150
C3	Iluminación	Iluminación Caseta, bombillas fluorescentes 30W	2	110	VAC	0.27	30
C4	Toma Corriente Auxiliar	Toma Corriente polarizado doble	2	110	VAC	1.82	200
C4	Toma Corriente Exterior	Toma Corriente polarizado doble tipo exterior	1	110	VAC	1.82	200
C5	Aire Acondicionado	Aire acondicionado LG-E09SQ	1	110	VAC	5.45	600

Tabla 3. 12. Cálculo de la demanda máxima para la estación radar Puerto Ayora²⁰¹

DEMANDA MÁXIMA DE LA ESTACIÓN	
P1 Carga Equipos DC [W]	165.40
P2 Carga Equipos AC [W]	94.00
P3 Reserva en inversor 50%	0.50
P4 Carga AC Inversor + reserva, $P2(1+P3)$ [W]	141.00
P5 Potencia Nominal Inversor, ($>P4$) [W]	300.00
P6 Eficiencia del Inversor [η_1]	0.87
P7 Carga DC antes de Inversor, $P5/P6$ [W]	344.83
P8 Carga DC Cargador de baterías, $P1+P7$ [W]	510.23
P9 Reserva en cargador 50%	0.50
P10 Carga DC cargador + reserva, $P8(1+P9)$ [W]	765.34
P11 Eficiencia del Cargador [η_2]	0.70
P12 Carga AC antes de Cargador de Baterías, $P10/P11$ [W]	1093.34
P13 Carga Caseta [W]	1110.00
P14 Carga Máxima Estación, $P12+P13$ [W]	2203.34
	RESERVA 50%
	0.50
	DEMANDA MÁXIMA TOTAL [W]
	3305.02
	Factor de Potencia
	0.92
	DEMANDA MÁXIMA TOTAL [VA]
	3592.41

La

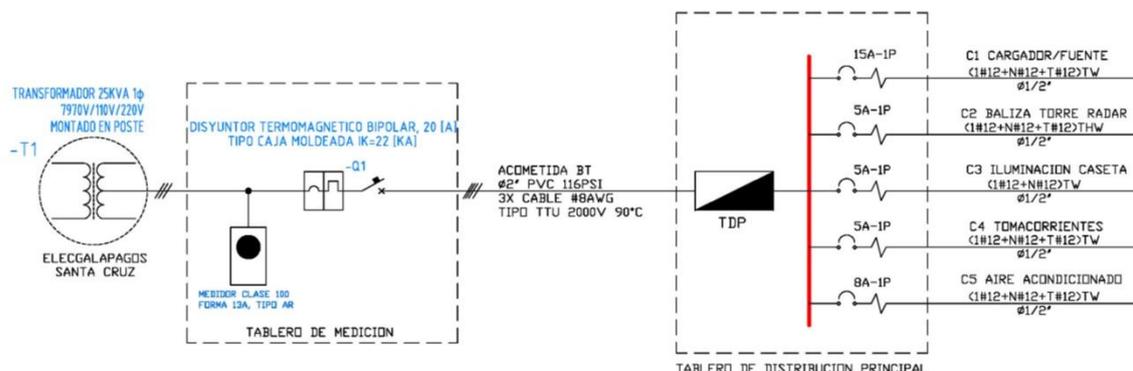
Tabla 3. 13 detalla la acometida necesaria para la conexión de la energía eléctrica suministrada por la ElecGalápagos, partiendo desde los bornes del secundario del transformador monofásico de 25 [kVA], 7970/110/220 [V], 1 Φ , hacia un tablero de registro y tablero de distribución principal. Para efectos de distribución de carga y escalabilidad futura, la acometida será compuesta a tres hilos, 110/220 [V]. Se procedió a calcular el calibre del conductor mediante el método por caída de tensión.

²⁰¹ Anexo A.1, Damián Betancourt G.

Tabla 3. 13. Cálculo de acometida para estación radar Puerto Ayora²⁰²

ACOMETIDA MONOFÁSICA 3H 110/220 CÁLCULO SECCIÓN CONDUCTOR	
Transformador 1Φ, [kVA]	25
V Primario [V]	7970
V Secundario [V]	110
DEMANDA MÁXIMA TOTAL [VA]	3592.41
Corriente acometida [A]	16.33
DISYUNTOR PRINCIPAL BIPOLAR [A]	20
Longitud Acometida [m]	30
Caída de Tensión [%]	2.5
Conductor de Cobre, Aislamiento tipo	TTU
Resistividad >20°C ρ [Ωmm ² /m]	0.02
Área del Conductor [mm ²]	3.56
Calibre AWG	8
# de conductores, 2 Fases + Neutro	3

A continuación se presenta la conexión de los circuitos de la Tabla 3. 11, hacia el tablero de distribución principal mediante el siguiente diagrama unifilar contenido en la Figura 3. 6. El Anexo B.6 presenta los planos eléctricos y diagramas unifilares para la estación. La Tabla 3. 14 contiene las especificaciones de los conductores y vías. Los equipos DC y AC (mediante inversor) serán conectados hacia el sistema cargador fuente.



²⁰²Anexo A.1, Damián Betancourt G.

Figura 3. 6. Diagrama Unifilar, estación radar Santa Cruz²⁰³Tabla 3. 14. Conductores y vías, estación radar Santa Cruz²⁰⁴**CONDUCTORES Y VÍAS**

	C1 Cargador Fuente	C2 Baliza Torre Radar	C3 Iluminación	C4 Toma corrientes	C5 A/C	C6 Banco de Baterías
Corriente nominal, [A]	9.94	1.36	1.09	2.18	5.4	85
Distancia, [m]	4	28	4	6	4	4
Conductor Cu $\rho=1/50$ [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$] tipo	TW	THW	TW	TW	TW	SGT
Sección por caída de tensión 2.5%, [mm ²]	0.58	0.56	0.06	0.19	0.3 2	45.33
Calibre AWG	12	12	12	12	12	1/0
Carga tipo	AC	AC	AC	AC	AC	DC
Número de conductores	3	3	2	3	3	2
Vía tubo conduit flexible, [in]	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1.5

3.1.4. ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER – ISLA SANTA CRUZ**SISTEMA EÓLICO FOTOVOLTAICO**

La solución determinada como fuente de energía eléctrica principal para la estación repetidora en cerro Crocker, está integrada por un generador eólico de 750 [W] de potencia nominal, más un sistema de 6 módulos fotovoltaicos de 175 [W] de potencia pico nominal. Este sistema compuesto alimentará mediante un

²⁰³Anexo B.6, Damián Betancourt G.

²⁰⁴Anexo A.1, Damián Betancourt G.

controlador de carga, a un sistema de acumulación caracterizado por un banco de 24 baterías con capacidad de 180 [Ah] cada una. Se incluye en la Tabla 3. 15 una descripción de las características de estos equipos. El sistema de acumulación será especificado en detalle en la sección 3.2.2.

Tabla 3. 15. Características generador eólico y módulos fotovoltaicos²⁰⁵

GENERADOR EÓLICO	
Modelo	Zonhan ZH750W
Diámetro rotor	2.7 [m]
Material aspas	Fibra de vidrio
Peso turbina	60 [kg]
Altura torre	12 [m]
Potencia Nominal	750 [W]
Tensión DC nominal	24 [VDC]
Velocidad viento de arranque	2.5 [m/s]
MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Modelo	Lorentz LC175-24M
Dimensiones	1580 x 808 x 35 [mm]
Tipo	Silicio monocristalino
Potencia pico	175 [W]
Tensión DC nominal	24 [VDC]
Corriente óptima	5.00 [A]
Corriente de cortocircuito	5.40 [A]

En la Tabla 3. 16 se detallan los equipos a ser instalados en la estación repetidora Crocker, además de las instalaciones eléctricas de la caseta para albergar los componentes requeridos. Para el cálculo de la demanda de potencia y energía diaria para la estación, presentado en la Tabla 3. 17, se considera la carga de los equipos como carga constante con factor de demanda igual a la unidad, mientras que para las instalaciones eléctricas de la caseta se han tomado factores de demanda apropiados, detallados en el Anexo A.1. Como porcentaje de reserva a futuro se propone el 25% de la carga máxima instalada, además se

²⁰⁵Anexo D.11, Catálogo equipos

han tomado en cuenta las eficiencias especificadas por los fabricantes de los equipos conversores de potencia (inversor).

Tabla 3. 16. Detalle de equipos, Estación Cerro Crocker – Santa Cruz²⁰⁶

D. ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER, STA. CRUZ - TABLERO DE DISTRIBUCIÓN PRINCIPAL

Circuito	Elemento	Descripción	Cantidad	Características			
				Voltaje Nominal	u	Corriente Nominal [A]	Potencia [W]
EQUIPOS AC							
C1	Radioenlace Cambium Networks PTP-500	Equipo para enlace a 5.4GHz, 105Mbps, NLOS, para enlazar Centros de Control Santa Cruz - San Cristóbal	1	110	VAC	0.45	50
C1	Radioenlace Motorola Canopy PTP-230	Equipo para enlace a 5.4GHz, 50Mbps, para enlazar repetidora con Centro de Control Sta. Cruz	1	110	VAC	0.09	10
C1	Switch Cisco SF200-24	Switch de 24 puertos	1	110	VAC	0.27	30
CASETA DE EQUIPOS							
C2	Iluminación	Iluminación Caseta, bombillas fluorescentes 30W	1	110	VAC	0.27	30
C3	Toma Corriente Auxiliar	Toma Corriente polarizado doble	1	110	VAC	1.82	200

²⁰⁶Anexo A.1, Damián Betancourt G.

Tabla 3. 17. Cálculo demanda de potencia y energía, estación repetidora cerro Crocker²⁰⁷

POTENCIA INSTALADA		
P1	Demanda Carga Equipos AC [W]	90.00
P2	Demanda Carga Caseta [W]	138.00
P3	Demanda Total AC, P1+P2 [W]	228.00
P4	Reserva en Inversor 25%	0.25
P5	Carga AC en Inversor, P3*(1+P4)	285.00
P6	Potencia Nominal Inversor, (>P5) [W]	300.00
P7	Eficiencia del Inversor [η]	0.87
P8	DEMANDA TOTAL DC, P5/P6 [W]	344.83

CONSUMO DE ENERGÍA			
		USO [h]	ENERGÍA [Wh/día]
E1	P1*h	24	2160.00
E2	P2*h	12	1656.00
E3	E1+E2		3816.00
E4	Reserva 50%		0.50
E5	E3*(1+E4)		5724.00
E6	Eficiencia Inversor [η]		0.87
ENERGÍA			
E7	DEMANDA DIARIA, E5/E6		6579.31

Debido al reducido espacio que existe en la cima del cerro Crocker, se ha establecido que el generador eólico, Figura 3. 7, aportará con el 61% de la energía necesaria, asumiendo un promedio de viento efectivo de ocho horas diarias. Según la hoja técnica del generador, mediante la curva característica en la Figura 3. 8, se determina que la potencia real de trabajo será de 500 [W] para un viento promedio entre 7 y 8 [m/s]. Se puede observar el aporte de cada sistema en la Tabla 3. 18.

²⁰⁷ Anexo A.1, Damián Betancourt G.



Figura 3. 7. Turbina eólica Zonhan ZH750W²⁰⁸

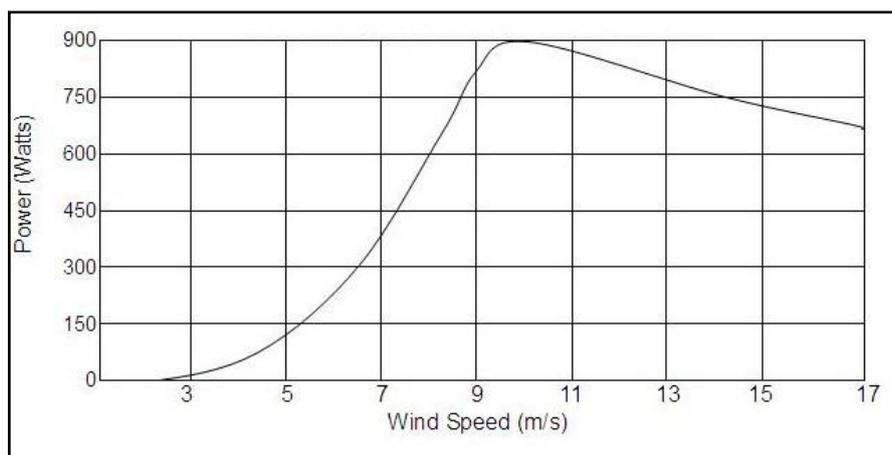


Figura 3. 8. Curva de potencia característica, generador Zonhan ZH750W²⁰⁹

Tabla 3. 18. Porcentaje de aportación de cada sistema²¹⁰

DEMANDA TOTAL DC (P7), [W]	344.83
ENERGÍA DEMANDA DIARIA [Wh/día]	6579.31

Uso [h]	Potencia aprox. [W]	Energía [Wh/día]	Porcentaje
---------	---------------------	------------------	------------

²⁰⁸Fuente: <http://www.proviento.com.ec/ZH750.jpg>

²⁰⁹Anexo D.11, Hoja técnica CATÁLOGO generador Zonhan ZH750W

²¹⁰Damián Betancourt G.

Generador Eólico Zonhan 750	8	500.00	4000.00	61%
Sistema Fotovoltaico	-	1050.00	2579.31	39%

El Centro de Datos Atmosféricos de la NASA (NASA SSE) contiene registros tabulados durante un periodo de 22 años, los cuales son accesibles al público, su sitio web permite la búsqueda mediante coordenadas geográficas con una exactitud de tres grados decimales.

De acuerdo a los datos obtenidos para las coordenadas geográficas de la estación, el ángulo óptimo de inclinación promedio anual para los paneles fotovoltaicos se obtiene a 15° respecto a la horizontal. Para esta inclinación, la peor radiación solar en 22 años fue en el mes de abril (año no especificado), con un valor de 4.39 [kWh/m²/día].²¹¹ Se adjunta en el Anexo C.1 los datos obtenidos del NASA SSE para la estación Crocker.

De acuerdo a los datos presentados, se procede a dimensionar el sistema eólico fotovoltaico a detalle en la Tabla 3. 19, de acuerdo al procedimiento descrito por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.²¹²

Tabla 3. 19. Dimensionamiento del Sistema Eólico Fotovoltaico²¹³

GENERADOR EÓLICO		
CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR EÓLICO		
A1	Potencia Nominal	750.00 [W]
A2	Tensión DC nominal	24 [VDC]
A3	Velocidad viento de arranque	2.5 [m/s]

²¹¹ <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=>, NASA AtmosphericScience Data Center.

²¹² Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, CONELEC, 2008

²¹³ Anexo A.3, Damián Betancourt G.

A4	Velocidad viento aproximado en sitio	7.5 [m/s]
A5	Potencia Entregada Aproximada	500.00 [W]

SISTEMA FOTOVOLTAICO		
B1	Energía fv demanda diaria	2579.31 [Wh/día]
B2	Tensión DC del sistema	24 [VDC]
CORRIENTE PICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO		
C1	Carga fv corriente DC diaria (B1/B2)	107.47 [Ah]
C2	Perdidas del sistema	1.20
C3	Carga corriente fv corregida (C1*C2)	128.97 [Ah]
C4	Radiación Solar - peor mes	4.39 [kWh/m ²]
C5	Constante paneles fv - condiciones nominales	1.00 [kW/m ²]
C6	Corriente pico del sistema fv (C3*C5/C4)	29.38 [A]
DIMENSIONAMIENTO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
D1	Corriente pico del modulo	5.00 [A]
D2	Arreglo de módulos en paralelo (C6/D1)	6 [u]
D3	Tensión nominal del modulo	24.00 [VDC]
D4	Arreglo de módulos en serie (B2/D3)	1 [u]
D5	Número total de módulos fv (D2*D4)	6 [u]
D6	Área requerida	8.00 [m ²]
CAPACIDAD DE LA UNIDAD DE CONTROL		
E1	Corriente de cortocircuito del modulo	5.40 [A]
E2	Factor de seguridad	1.20
E3	Capacidad mínima controlador $>(D2 * E1 * E2)$	38.88 [A]

Cabe resaltar que la variable Corriente pico del sistema fv (C6), de la cual depende el diseño del sistema, se puede interpretar como la cantidad de corriente que el sistema debe entregar en el mes de peor radiación solar (C4), bajo condiciones nominales (C5).

Con respecto a la orientación de los módulos fotovoltaicos, se había mencionado que el ángulo óptimo de inclinación anual deberá ser de 15° con respecto a la horizontal, la estructura de soporte deberá estar paralela a la línea ecuatorial, con los colectores inclinados hacia la línea ecuatorial. La Figura 3. 9 y

Figura 3. 10 ilustran la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos. Las características para la estructura de soporte están detalladas en el Anexo B.8.

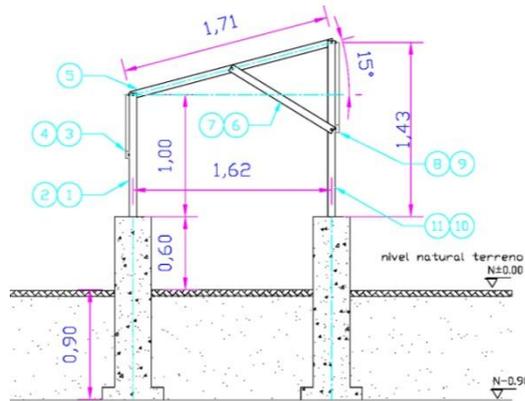


Figura 3. 9. Inclinación estructura de soporte, módulos fotovoltaicos²¹⁴

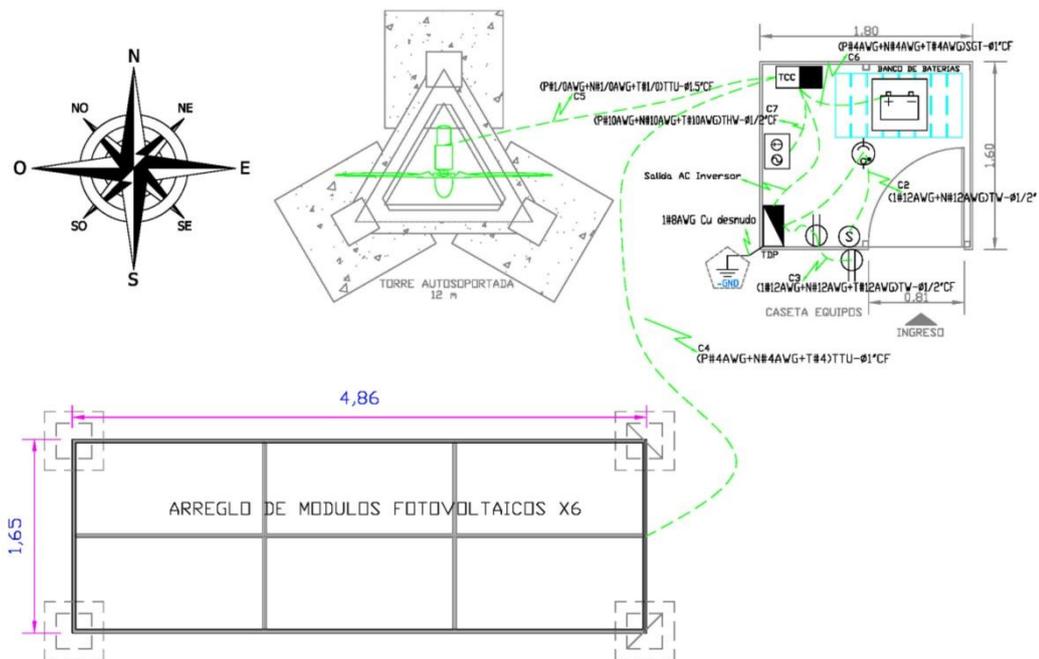


Figura 3. 10. Vista en planta, estación repetidora Crocker²¹⁵

²¹⁴ Anexo B.7, Damián Betancourt G.

Para la instalación y orientación del generador eólico, como se había expuesto en el Capítulo II, según los datos reunidos por el proyecto de Energías Renovables para Galápagos ERGAL, existe un potencial muy bajo durante febrero y marzo con dirección predominante de 90° (Este) mientras en el resto del año los vientos provienen de 140° a 150° (Sureste), con un máximo pronunciado en el mes de septiembre²¹⁶. La turbina se deberá instalar acorde a estos planteamientos.

En el siguiente diagrama Figura 3. 11, se presenta la configuración de los módulos fotovoltaicos, de acuerdo a lo expuesto en la Tabla 3. 19.

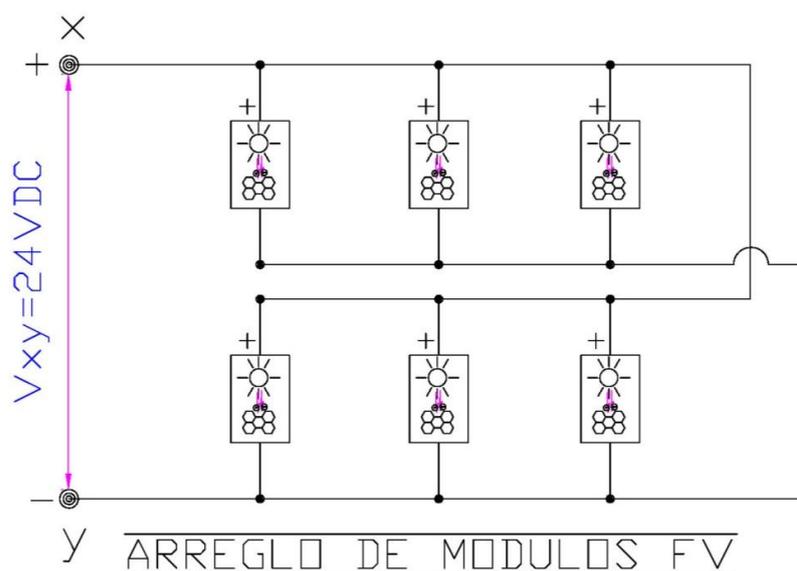


Figura 3. 11. Configuración módulos fotovoltaicos estación repetidora Crocker²¹⁷

²¹⁵ Anexo B.7, Damián Betancourt G.

²¹⁶ http://www.ergal.org/imagesFTP/7749.Energias_renovables_para_Galapagos_libre.pdf, Parque Eólico Baltra – Santa Cruz, Factibilidad Técnica y Alternativas, Proyecto ERGAL, pág. 26

²¹⁷ Anexo B, Damián Betancourt G.

Como controlador de carga, Figura 3. 12, se ha escogido un equipo diseñado para integrar los dos sistemas, de esta manera se asegura un correcto manejo del sistema de acumulación, turbina eólica y sistema fotovoltaico. Una característica fundamental del controlador es que posee un sistema de transferencia hacia una carga auxiliar, para protección de la turbina de viento en caso de falla del banco de baterías. Los sistemas de protección incluidos en el controlador serán detallados en la sección 3.3.4. La Tabla 3. 20 presenta las características del controlador.



Figura 3. 12. Controlador híbrido ZONHAN, 3[kW]²¹⁸

Tabla 3. 20. Controlador Solar Eólico²¹⁹

CONTROLADOR SOLAR EÓLICO	
Tipo	3kW-24VDC Solar Eólico
Modelo	ZONHAN FKJ-B
Potencia Eólica	1 [kW]
Potencia Fotovoltaica	2 [kW]
Configuración Baterías	24 [VDC]
Función	Controlador, cargador
Condiciones de operación	10-40°C, humedad ≤ 90%

²¹⁸Fuente: <http://www.windgenerator.cn/Login/cp/pro/2012031562918138.jpg>

²¹⁹<http://www.windgenerator.cn/encprosoall1.asp?Sele=94>, 21 de mayo de 2012

Voltaje PWM constante	>29 [VDC]
Voltaje para carga externa de turbina	29±1 [VDC]
Voltaje de recarga de turbina	26±1 [VDC]
Voltaje máximo solar de recarga	38±1 [VDC]
Voltaje de recarga solar	35±1 [VDC]
Bajo voltaje en batería	20±1 [VDC]
Fusible PWM	125 [A]
Fusible entrada FV	80 [A]
Fusible de recarga	150 [A]
Dimensiones	480 x 360 x 230 [mm]
Peso	21 [kg]
Dimensiones carga externa	490 x 460 x 310 [mm]
Peso carga externa	15.5 [kg]

A continuación se presenta la conexión de los circuitos de la Tabla 3. 16, hacia el tablero de distribución principal mediante el siguiente diagrama unifilar contenido en la Figura 3. 13. El Anexo B.7 presenta los planos eléctricos y diagramas unifilares para la estación. La Tabla 3. 21 contiene las especificaciones para los conductores y vías destinados a la conexión de los circuitos y componentes de la estación. Los equipos destinados para la estación repetidora son todos equipos de corriente alterna, los cuales se conectarán al banco de baterías mediante un inversor, especificado en la sección 3.2.2.

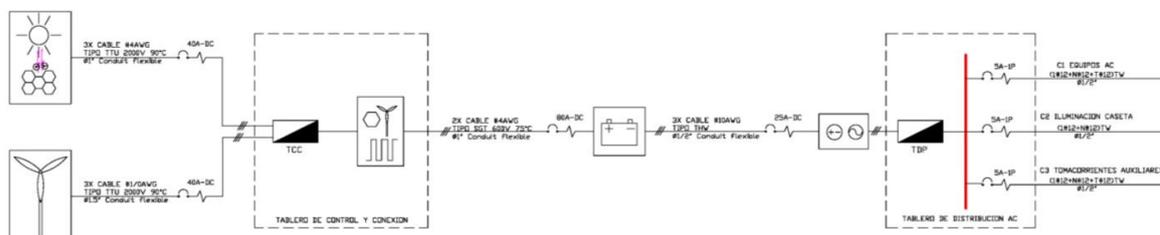


Figura 3. 13. Diagrama Unifilar, estación repetidora Crocker²²⁰

²²⁰ Anexo B.7, Damián Betancourt G.

Tabla 3. 21. Conductores y vías, estación repetidora cerro Crocker²²¹

	C1 Equipos AC	C2 Ilum.	C3 Toma corriente	C4 Módulos FV	C5 Gen. Eólico	C6 Banco Baterías	C7 Inversor DC-AC
Corriente nominal, [A]	0.82	0.27	1.82	38.88	31.25	70.13	14.37
Distancia, [m]	3	3	3	6	18	2	2
Conductor Cu $\rho=1/50$ [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$] tipo	TW	TW	TW	TTU	TTU	SGT	THW
Sección por caída de tensión 2.5%, [mm^2]	0.04	0.01	0.08	15.55	37.50	14.03	1.92
Calibre AWG	12	12	12	4	1/0	4	12
Carga tipo	AC	AC	AC	DC	DC	DC	DC
Número de Conductores (P+N), (P+N+T)	3	2	3	3	3	2	3
Vía tubo conduit flexible, [in]	1/2	1/2	1/2	1	1 1/2	1	1/2

3.2. DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN REDUNDANTES

Se presenta a continuación los equipos de alimentación redundantes, agrupando los diseños para las estaciones radar, ya que sus equipos y carga demandada son idénticos. En el caso de la estación repetidora Crocker, esta se presenta de manera separada, debido a sus características exclusivas.

3.2.1. ESTACIONES DE RADAR – PTO. VILLAMIL, PTO. BAQUERIZO, PTO. AYORA

²²¹ Anexo A.1, Damián Betancourt G.

Con el objetivo de mantener la integridad de los equipos, asegurando su funcionamiento bajo condiciones óptimas, se instalará un equipo que cumple las funciones de fuente DC y a su vez cargador de baterías, estableciendo de esta manera redundancia en las fuentes de alimentación encargadas de energizar la estación mediante la energía eléctrica de la red pública y el banco de baterías. Se presenta un extracto del diagrama unifilar de la estación, Anexo B.1, en la Figura 3. 14, para mejor visualización de las fuentes redundantes.

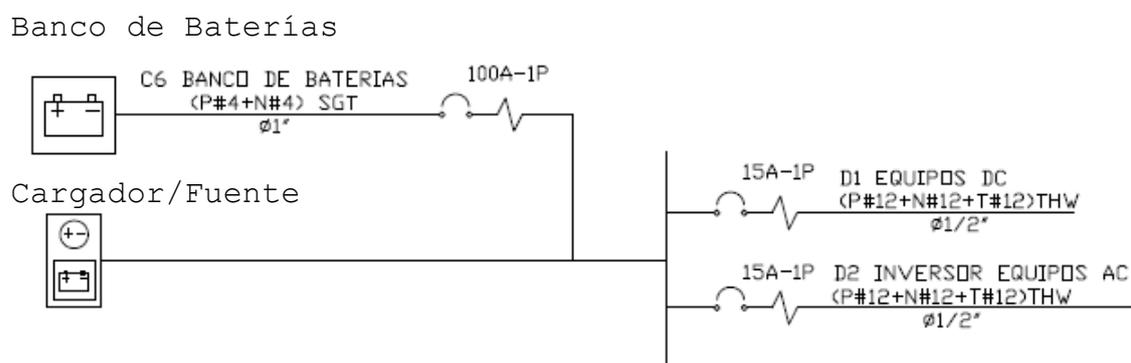


Figura 3. 14. Sistema redundante Cargador/fuente, banco de baterías²²²

De esta manera los equipos estarán alimentados a través del cargador/fuente y un sistema de acumulación de 7 baterías, selladas, de libre mantenimiento, tipo VRLA (ploma ácido reguladas por válvula), de 180 [Ah] cada una, para sostener la estación durante 6 horas. Se presenta en la Tabla 3. 22, el dimensionamiento del sistema de acumulación y los equipos de alimentación redundante.

²²²Anexo B.1, Damián Betancourt G.

Tabla 3. 22. Dimensionamiento del sistema de acumulación, cargador/fuente e inversor²²³

SISTEMA DE ALIMENTACIÓN REDUNDANTE		
DIMENSIONAMIENTO FUENTE/CARGADOR, INVERSOR		
R1	Carga Total DC en Cargador de Baterías (P10)	765.34 [W]
R2	Tensión DC del Sistema	12.00 [VDC]
R3	Corriente DC Cargador de Baterías, (R1/R2)	63.78 [A]
R4	Capacidad Nominal Cargador de Baterías, (>R3)	85.00 [A]
R5	Carga AC Inversor + reserva, (P4)	141.00 [W]
R6	Potencia Nominal Inversor, (>R5)	300.00 [W]
DIMENSIONAMIENTO BANCO DE BATERÍAS		
S1	Carga Total DC en Cargador de Baterías, (R1)	765.34 [W]
S2	Uso	24.00 [h]
S3	Energía demandada diaria (S1*S2)	18368.19 [Wh/día]
S4	Reserva 50%	0.50
S5	Energía diaria + reserva, S3*(1+S4)	27552.29 [Wh/día]
S6	Capacidad requerida diaria, (S5/R2)	2296.02 [Ah]
S7	Perdidas del sistema	1.20
S8	Capacidad diaria corregida, (S6*S7)	2755.23 [Ah]
S9	Días de autonomía	0.25 día
S10	Capacidad del banco de baterías, (S8*S9)	688.81 [Ah]
S11	Profundidad de descarga	0.60
S12	Capacidad corregida del banco de baterías, (S10/S11)	1148.01 [Ah]
S13	Capacidad nominal de la batería	180.00 [Ah]
S14	Arreglo de baterías en paralelo (S12/S13)	7.00 [u]
S15	Tensión DC nominal batería	12.00 [VDC]
S16	Arreglo de baterías en serie (R2/S15)	1.00 [u]
S17	Número Total de Baterías (S14*S16)	7.00 [u]
S18	Volumen de Banco de Baterías	0.20 [m3]

De acuerdo a la Tabla 3. 22, el inversor escogido tiene una potencia nominal de 300 [W], valor mínimo comercial, con una reserva de al menos el 50 % de su potencia instalada, para lo que se presenta en la Tabla 3. 23 un equipo inversor, con salida sinusoidal pura, de grado marino, que cumple las características necesarias, Figura 3. 15.

²²³Anexo A.4, Damián Betancourt G.

Tabla 3. 23. Características Inversor, Estaciones Radar²²⁴

INVERSOR SAMLEX 300 W	
Modelo	Samlex SA-300R-112
Alimentación	12 [VDC]
Salida	110 [VAC], 60 [Hz]
Tipo de Salida	Sinusoidal Pura
Potencia Nominal	300 [W]
Tomacorrientes	2
Fusible	40 [A]
Peso	1.5 [lb]
Dimensiones	20 x 15.5 x 5.7 [cm]



Figura 3. 15. Inversor Samlex SA 300 [W], 12 [VDC] – 110 [VAC]²²⁵

El equipo cargador/fuente, presentado en la Figura 3. 16, tiene una capacidad de 85 [A], manteniendo de la misma manera una reserva del 50 % de la carga instalada. Se detalla en la Tabla 3. 24, las características del equipo.



Figura 3. 16Cargador/Fuente marino 85 [A], 120VAC – 12VDC²²⁶

Tabla 3. 24. Características Cargador/Fuente, Estaciones Radar²²⁷

CARGADOR/FUENTE CHARLES	
Modelo	Charles 9Q-12855HQ-A
Capacidad	85 [A]
Tensión de Salida	12 [VDC]
Alimentación	120 [VAC], 50/60 [Hz]
Peso	20 [lb]

²²⁴Anexo D.8, Catálogo Inversor Samlex 350W

²²⁵Fuente: http://www.samlexamerica.com/documents/pictures/large/SSW-350-12A_RGB.jpg

²²⁶Fuente: http://www.charlesindustries.com/images/HQ_chargers.jpg

²²⁷<http://www.charlesindustries.com/main/hq.html>, 22 de mayo de 2012

Para el sistema de acumulación se presenta en la Tabla 3. 25 las características de las baterías que satisfacen los requerimientos del sistema de acumulación, ilustradas en la Figura 3. 17.



Figura 3. 17. Baterías VRLA PowerSafe²²⁸

Tabla 3. 25. Baterías VRLA PowerSafe, Sist. Acumulación²²⁹

BATERÍAS VRLA	
Modelo	PowerSafe GP12-180F
Capacidad Nominal	180 [Ah]
Tensión Nominal	12 [VDC]
Profundidad de descarga	0.6
Tipo	VRLA
Separador	AGM
Presión interna	7-10 [psi]
Auto Descarga mensual	3%
Tiempo de vida	10 años
Peso	53 [kg]
Dimensiones	546 x 125 x 323 [mm]

En el siguiente diagrama Figura 3. 18, se presenta la configuración del banco de baterías, de acuerdo a lo expuesto en la Tabla 3. 22.

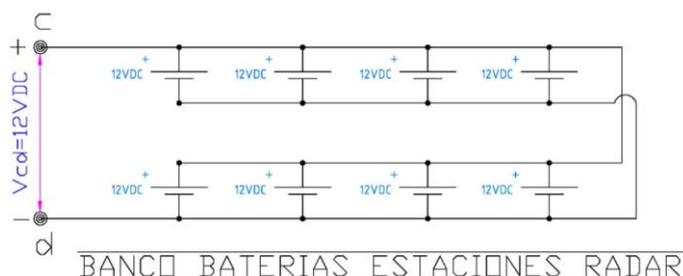


Figura 3. 18. Configuración banco de baterías estaciones radar²³⁰

²²⁸Fuente: Anexo D.13, Catálogo baterías PowerSafe VRLA

²²⁹Anexo D.13, Catálogo baterías PowerSafe VRLA

3.2.2. ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER – PUERTO AYORA, ISLA SANTA CRUZ

Conforme al diseño de la estación repetidora en la sección 3.1.4, mediante el empleo de un generador eólico y un arreglo de módulos fotovoltaicos se establece redundancia en las fuentes de energía encargadas de alimentar el sistema de acumulación. De acuerdo a lo expuesto anteriormente, dichas fuentes son complementarias en el sentido que una produce mayor energía en los periodos de tiempo donde la otra fuente tiene menor rendimiento. Se presenta un extracto del diagrama unifilar de la estación en la Figura 3. 19, para mejor visualización de las fuentes redundantes.

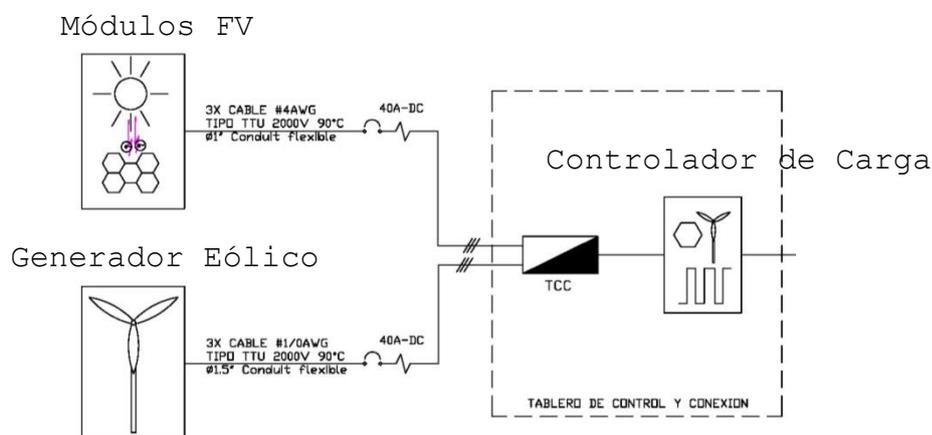


Figura 3. 19. Redundancia en fuentes, estación repetidora Crocker²³¹

Para complementar el diseño del sistema eólico fotovoltaico, se procede a diseñar el sistema de acumulación, compuesto por 24 baterías VRLA, de 180

²³⁰Anexo B.9, Damián Betancourt G.

²³¹Anexo B.7, Damián Betancourt G.

[Ah], que aportan un tiempo de autonomía de 4 días, presentado en la Tabla 3. 26.

Tabla 3. 26. Diseño del sistema de acumulación para sistema eólico fotovoltaico, estación repetidora Crocker²³²

SISTEMA DE ACUMULACIÓN		
DIMENSIONAMIENTO INVERSOR		
R1	Carga AC en Inversor (P5)	285.00 [W]
R2	Potencia Nominal Inversor, (>R1)	300.00 [W]
DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS		
F1	Energía demanda TOTAL diaria	6579.31 [Wh/día]
F2	Tensión DC del sistema (B2)	24 [VDC]
F3	Carga TOTAL corriente DC diaria (F1/F2)	274.14 [Ah]
F4	Perdidas del sistema	1.20
F5	Carga corriente TOTAL corregida (F3*F4)	328.97 [Ah]
F6	Días de autonomía	4.00 días
F7	Capacidad del banco de baterías (F5*F6)	1315.86 [Ah]
F8	Profundidad de descarga	0.60
F9	Capacidad corregida banco de baterías (F7/F8)	2193.10 [Ah]
F10	Capacidad nominal de la batería	180.00 [Ah]
F11	Arreglo de baterías en paralelo (F9/F10)	12.00 [u]
F12	Tensión DC nominal batería	12.00 [VDC]
F13	Arreglo de baterías en serie (F2/F12)	2.00 [u]
F14	Número Total de Baterías (F11*F13)	24.00 [u]
F15	Volumen de Banco de Baterías	0.50 [m3]

El inversor seleccionado tiene una potencia nominal de 300 [W], con una reserva de al menos el 25 % de su potencia instalada, de acuerdo al diseño en la sección 3.1.4. Se presenta en la Tabla 3. 27 un equipo inversor, con salida sinusoidal pura, de grado marino, que cumple las características necesarias, Figura 3. 20.

²³²Anexo A, Damián Betancourt G.

Tabla 3. 27. Características Inversor, Estaciones Radar²³³

INVERSOR SAMLEX 300W	
Modelo	Samlex SA-300R-124
Alimentación	24 [VDC]
Salida	110 [VAC], 60 [Hz]
Tipo de Salida	Sinusoidal Pura
Potencia Nominal	300 [W]
Tomacorrientes	2
Fusible	25 [A]
Peso	8.2 [lb]
Dimensiones	24.1 x 15.2 x 7.6 [cm]



Figura 3. 20. Inversor Samlex SA-300R-124 300 [W], 24 [VDC] – 110 [VAC]²³⁴

Para el sistema de acumulación se presenta en la Tabla 3. 28 las características de las baterías que satisfacen los requerimientos del sistema de acumulación, ilustradas en la Figura 3. 21.



Figura 3. 21. Baterías VRLA PowerSafe²³⁵

Tabla 3. 28. Baterías VRLA PowerSafe, Sist. Acumulación²³⁶

BATERÍAS VRLA	
Modelo	PowerSafe GP12-180F
Capacidad Nominal	180 [Ah]
Tensión Nominal	12 [VDC]
Profundidad de descarga	0.6
Tipo	VRLA
Separador	AGM
Presión interna	7-10 [psi]
Auto Descarga mensual	3%
Tiempo de vida	10 años
Peso	53 [kg]
Dimensiones	546 x 125 x 323 [mm]

²³³ Anexo D.8, CATÁLOGO Inversor Samlex 600W

²³⁴ Fuente: http://www.samlexamerica.com/documents/pictures/large/SSW-600-12A_RGB.jpg

²³⁵ Fuente: Anexo D.13, Catálogo baterías PowerSafe VRLA

²³⁶ Anexo D.13, Catálogo baterías PowerSafe VRLA

En el siguiente diagrama Figura 3. 22, se presenta la configuración del banco de baterías.

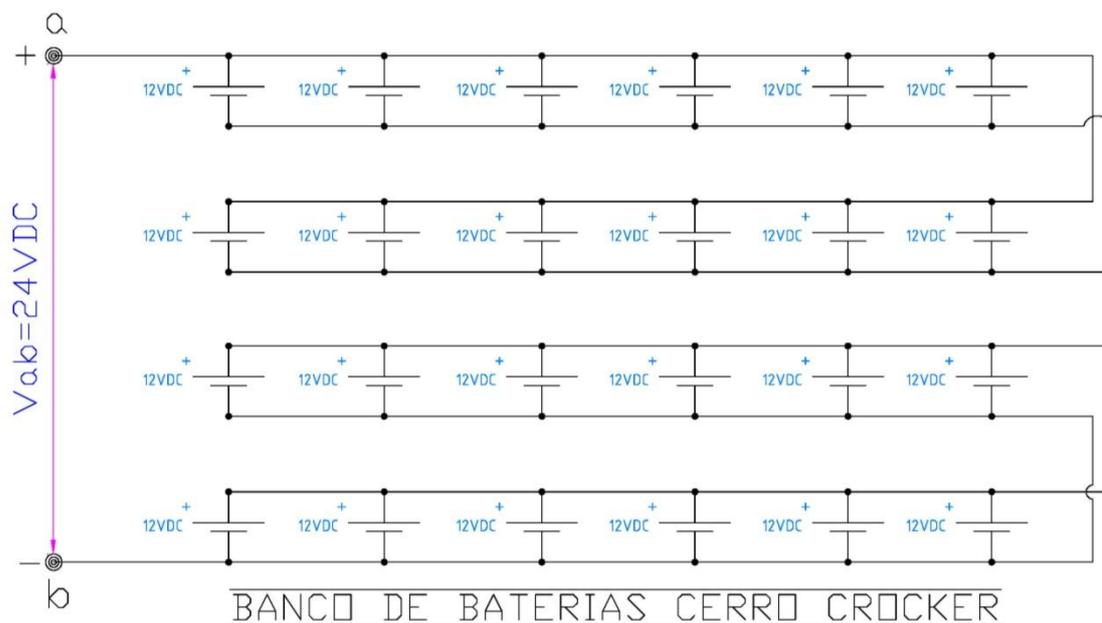


Figura 3. 22. Configuración banco de baterías estación repetidora Crocker²³⁷

3.3. DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Para el diseño de los sistemas de protección, se estableció como prioridad principal los equipos que componen la red de estaciones radar del proyecto, dimensionando las protecciones específicamente en función de las características nominales de los equipos a diferencia de dimensionar los dispositivos respecto a la potencia de fuentes DC, inversores, entre otros.

²³⁷ Anexo B.9, Damián Betancourt G.

Características acordes a la región, para ambientes salinos y de alta humedad, fueron importantes consideraciones para la selección de los dispositivos de protección.

3.3.1. ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO VILLAMIL, ISLA ISABELA

Los dispositivos de protección para la estación empiezan desde la acometida de baja tensión a tres hilos, donde es necesario un interruptor general para el tablero de medición de la Empresa Eléctrica. Se propone, en la Tabla 3. 29, un interruptor bipolar tipo caja moldeada, con corriente nominal de 20 [A], de grado marino. Para establecer el poder de ruptura del interruptor se calculó la corriente de cortocircuito, la cual depende de la fuente de alimentación y de la resistencia de los conductores²³⁸. Los valores comerciales para el poder de ruptura de los interruptores tienen como mínimo valores de 3[kA]. La Figura 3. 23 contiene el interruptor propuesto y su curva característica.

Tabla 3. 29. Interruptor principal, estación radar Isabela²³⁹

INTERRUPTOR PRINCIPAL TIPO CAJA MOLDEADA ACOMETIDA MONOFÁSICA 3H 110/220V	
V Secundario [V]	110
Corriente acometida [A]	16.33
Longitud Acometida [m]	24.00
Resistividad Cu>20°C ρ [Ωmm ² /m]	0.02
TTU Sección #8AWG, [mm ²]	8.37
CAPACIDAD INTERRUPTOR BIPOLAR [A]	20.00
Corriente de Cortocircuito I _{cc} , [A]	767.25
Poder de ruptura I_{cu}>I_{cc}, [kA]	3

²³⁸ Anexo F.3, Cálculo de la corriente de cortocircuito, Reglamento de Baja Tensión España

²³⁹ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

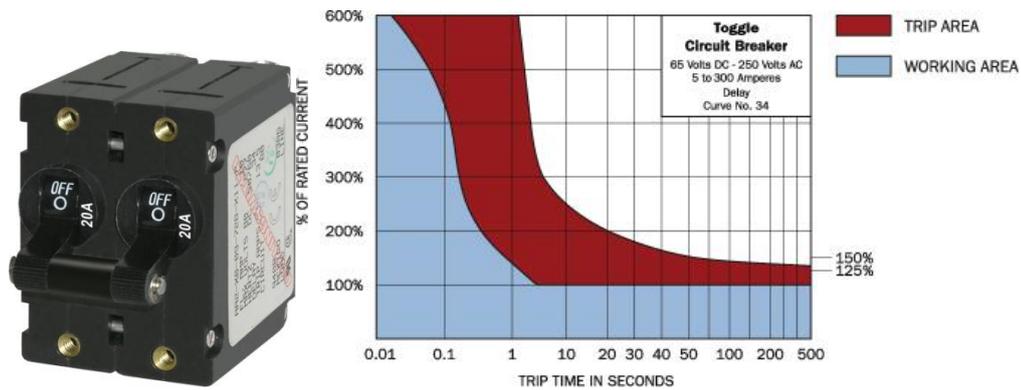


Figura 3. 23. Interruptor bipolar BlueSea A-Series 20[A], Icu 3[kA]²⁴⁰

Se continúa con las protecciones para cada circuito del tablero de distribución principal, presentadas en la Tabla 3. 30.

Tabla 3. 30. Protecciones termo magnéticas tablero distribución principal, estación radar Isabela²⁴¹

Circuito	Elemento	Voltaje Nominal	u	Potencia [W]	Corriente Nominal [A]	Capacidad Termomagnético [A]	Fase
C1	Cargador/Fuente	110	[VAC]	1093.34	9.94	15	A
C2	Baliza Torre Radar	110	[VAC]	150.00	1.36	5	A
C3	Iluminación	110	[VAC]	200.00	1.82	5	B
C4	Toma Corriente Auxiliar	110	[VAC]	200.00	3.64	5	B
	Toma Corriente Exterior	110	[VAC]	200.00			
C5	Aire Acondicionado	110	[VAC]	600.00	5.45	8	B
C6	Banco de Baterías	12	[VDC]	-	85	100	-

²⁴⁰ Fuente: <http://blueseas.com/productspecs/7236>

²⁴¹ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

Los equipos AC que componen la estación radar deberán ser alimentados a través de un inversor, el cual a su vez se conectará al equipo cargador/fuente. Debido a esto se incluye el equipo cargador/fuente al tablero de distribución como circuito C1.

Es necesario mencionar que la potencia especificada en la tabla, es la potencia AC que consume el equipo, la cual fue calculada en la sección 3.1.1, Tabla 3. 2, elemento P12. Para el dimensionamiento de la protección del banco de baterías, se tomo como referencia la corriente máxima entregada por el cargador/fuente.

La Tabla 3. 31 contiene las protecciones para las cargas DC (inversor y equipos DC) que se conectaran al equipo cargador/fuente. Se presenta en la Tabla 3. 32 las protecciones que cuenta de fabrica el inversor que alimentará los equipos AC.

**Tabla 3. 31. Protecciones a los equipos conectados al cargador/fuente, estación radar
Isabela²⁴²**

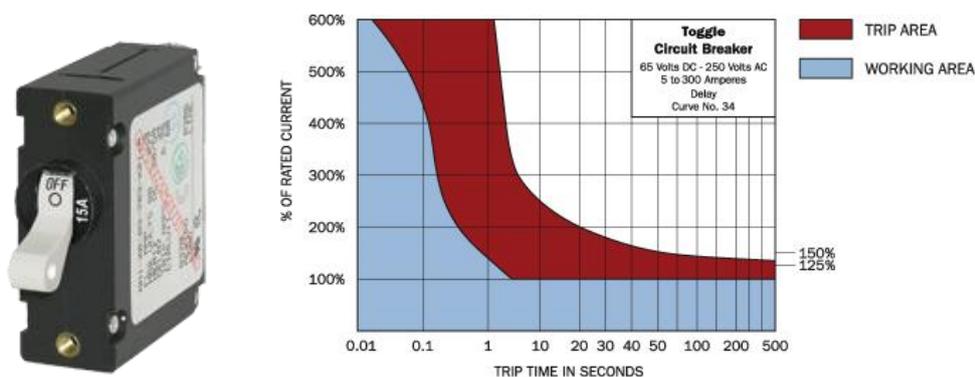
Circuito	Elemento	Voltaje Nominal [VDC]	Potencia [W]	Corriente Nominal [A]	Capacidad Termomagnético DC [A]
D1	Equipos DC	12	165.40	13.78	15
D2	Inversor (Equipos AC)	12	162.07	13.51	15

²⁴² Anexo A.5, Damián Betancourt G.

Tabla 3. 32. Protecciones de fabrica, inversor estación radar Isabela²⁴³

Protecciones Inversor 300 [W] 12 [VDC]	
Protección contra sobre voltaje de entrada	15 - 16 [VDC]
Protección contra bajo voltaje de entrada	10 ± 0.5 [VDC]
Fusible salida	40 [A]
Apagado por sobre corriente	Si
Apagado por sobre temperatura	Si
Apagado por cortocircuito en salida	Si
Protección contra polaridad reversa	Por apertura de fusible

Debido a la combinación de cargas DC y AC que existen en las estaciones, se propone el uso de dispositivos de protección DC/AC, Figura 3. 24, de grado marino, específicamente diseñados para ambientes de alta salinidad y humedad. Como caso particular, para la protección del banco de baterías, debido al bajo voltaje DC del sistema, 12 [VDC], las corrientes presentadas son elevadas, por lo que se presenta en la Figura 3. 25, un dispositivo de serie mayor acorde a las características requeridas

Figura 3. 24. Interruptor termo magnético DC/AC BlueSea A-Series, 15[A], Icu 3[kA]²⁴⁴

²⁴³ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

²⁴⁴ Fuente: <http://blueseas.com/category/3/12/productspecs/7210>

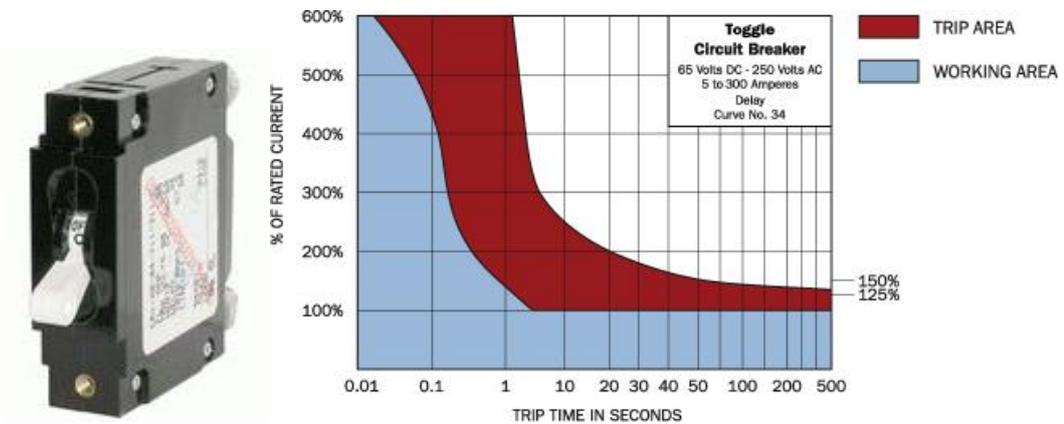


Figura 3. 25. Interruptor termomagnético DC/AC BlueSea C-Series 100[A] Icu 5[kA], banco de baterías estación radar Isabela²⁴⁵

A fin de lograr una protección óptima los equipos, resulta esencial utilizar dispositivos para la supresión de transitorios. Por lo que se presenta un supresor de transientes monofásico de 50 [kA] a 120/208 V AC, el rango de temperatura para una operación óptima es -10 °C a 60 °C, Figura 3. 26.



Figura 3. 26. Supresor de transientes, Leviton 50 [kA] 120/208 [VAC]

3.3.2. ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO BAQUERIZO, ISLA SAN CRISTÓBAL

²⁴⁵Fuente: <http://blueseas.com/category/3/10/productline/specs/432>

Para esta estación es necesario definir las protecciones de la línea de media tensión subterránea, las cuales se ubican en la estructura trifásica de Elecgalápagos, donde se instalarán tres descargadores o pararrayos, y tres seccionadores portafusibles con elemento fusible, uno por cada fase. Para establecer los dispositivos se utilizaron los documentos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)²⁴⁶, los cuales especifican los tipos de protecciones a instalarse, materiales y normas.

Los pararrayos montados en poste, son de tipo polimérico de óxido de Zn, con disparador, clase 10 [kV]. Los seccionadores son de tipo unipolar abierto, aislados para 15[kV], con poder de ruptura Icu 10[kA] y máxima corriente nominal de 100 [A]. Estos valores están definidos según las especificaciones del MEER²⁴⁷ para líneas de media tensión de 13.2 - 22.8 [kV], adjuntas en el Anexo E. Se resumen los dispositivos de protección de la línea de media tensión a 13.2 [kV] para la estación radar Cantera de Piedra, San Cristóbal, en la Tabla 3. 33.

Tabla 3. 33. Protecciones línea MT 13.2 [kV] estación radar Cantera de Piedra, San Cristóbal²⁴⁸

PROTECCIONES LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN			CANT
A1	Descargador o pararrayo tipo polimérico de óxido de Zn		3
A2	Seccionador portafusible, tipo unipolar abierto		3
A3	Corriente Nominal Primario Transformador 30 [kVA]	1.31 [A]	
A4	Factor de seguridad	1.20	
A5	Corriente corregida (A3*A4)	1.57 [A]	
A6	Elemento fusible de expulsión, tipo "k", (>A5)	2 [A]	3

²⁴⁶ <http://www.unidadesdepropiedad.com>, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ecuador

²⁴⁷ <http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Secc3-EspTec/Pararrayos.pdf>

²⁴⁸ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

Para la acometida de baja tensión trifásica a 4 hilos, se establece un interruptor general para el tablero de medición de la Empresa Eléctrica. Se propone en la Tabla 3. 34, un interruptor de tres polos tipo caja moldeada, con corriente nominal de 50 [A] (mínimo valor comercial), de grado marino. Para establecer el poder de ruptura del interruptor se calculó la corriente de cortocircuito, la cual depende de la fuente de alimentación y de la resistencia de los conductores²⁴⁹. Los valores comerciales para el poder de ruptura de los interruptores tripolares tienen como mínimo valores de 5 [kA]. Las siguientes figuras contienen el interruptor propuesto, Figura 3. 27 y su curva característica, Figura 3. 28.

Tabla 3. 34. Interruptor principal, estación radar San Cristóbal²⁵⁰

INTERRUPTOR PRINCIPAL TIPO CAJA MOLDEADA ACOMETIDA TRIFÁSICA 4H 120/208V	
V Secundario 208/120[V]	120
Corriente acometida [A]	9.98
Longitud Acometida [m]	30.00
Resistividad Cu>20°C ρ [Ωmm ² /m]	0.02
Sección #8AWG, [mm ²]	8.37
CAPACIDAD INTERRUPTOR TRIPOLAR [A]	10.00
Corriente de Cortocircuito I _{cc} , [A]	669.6
Poder de ruptura I_{cu}>I_{cc}, [kA]	5

²⁴⁹Anexo F.3, Cálculo de la corriente de cortocircuito, Reglamento de Baja Tensión España

²⁵⁰ Anexo A.5, Damián Betancourt G.



Figura 3. 27. Interruptor BlueSeatripolar C-Series 50[A], Icu 5[kA]²⁵¹

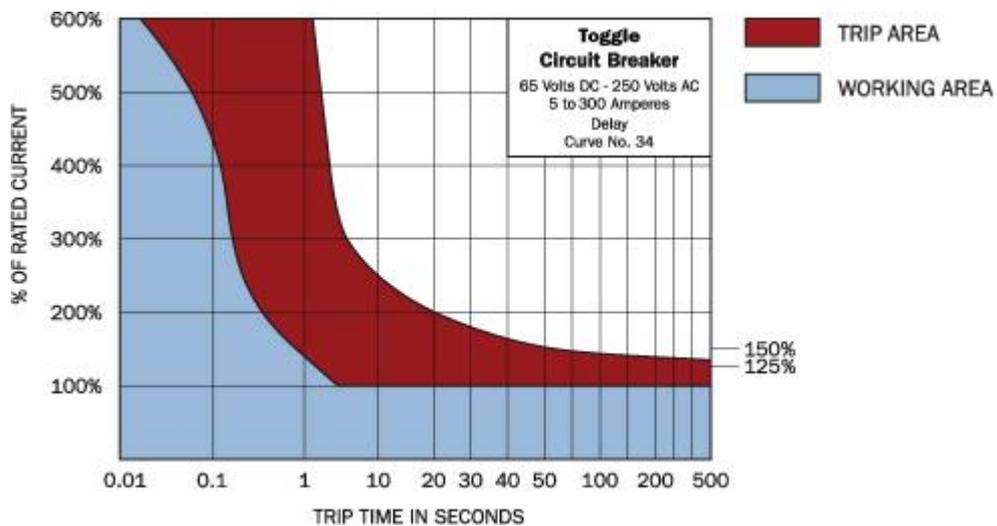


Figura 3. 28. Curva de disparo interruptor BlueSeatripolar C-Series 50[A], Icu 5[kA]²⁵²

Se continúa con las protecciones para cada circuito del tablero de distribución principal, presentadas en la Tabla 3. 35.

²⁵¹ Fuente: <http://cdn1.iofferphoto.com/img3/item/209/988/574/Ldaf.jpg>

²⁵² <http://blueseas.com/category/3/11/productspecs/7287>

Tabla 3. 35. Protecciones termo magnéticas tablero distribución principal, estación radar San Cristóbal²⁵³

Circuito	Elemento	Voltaje Nominal	u	Potencia [W]	Corriente Nominal [A]	Capacidad Termomagnético [A]	Fase
C1	Cargador/Fuente	110	[VAC]	1093.34	9.94	15	R
C2	Baliza Torre Radar	110	[VAC]	150.00	1.36	5	S
C3	Iluminación	110	[VAC]	200.00	1.82	5	S
C4	Toma Corriente Auxiliar	110	[VAC]	200.00	3.64	5	S
	Toma Corriente Exterior	110	[VAC]	200.00			
C5	Aire Acondicionado	110	[VAC]	600.00	5.45	8	T
C6	Banco de Baterías	12	[VDC]	-	85	100	-

Los equipos AC que componen la estación radar deberán ser alimentados a través de un inversor, el cual a su vez se conectará al equipo cargador/fuente. Debido a esto se incluye el equipo cargador/fuente al tablero de distribución como circuito C1. Es necesario mencionar que la potencia especificada en la tabla, es la potencia AC que consume el equipo, la cual fue calculada en la sección 3.1.1, Tabla 3. 9, elemento P12. Para el dimensionamiento de la protección del banco de baterías, se tomo como referencia la corriente máxima entregada por el cargador/fuente.

La Tabla 3. 36 contiene las protecciones para las cargas DC (inversor y equipos DC) que se conectaran al equipo cargador/fuente. Se presenta en la Tabla 3. 37 las protecciones que cuenta de fabrica el inversor que alimentará los equipos AC.

²⁵³ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

Tabla 3. 36. Protecciones a los equipos conectados al cargador/fuente, estación radar San Cristóbal²⁵⁴

Circuito	Elemento	Voltaje Nominal [VDC]	Potencia [W]	Corriente Nominal [A]	Capacidad Termomagnético DC [A]
D1	Equipos DC	12	165.40	13.78	15
D2	Inversor (Equipos AC)	12	162.07	13.51	15

Tabla 3. 37. Protecciones de fabrica, inversor estación radar San Cristóbal²⁵⁵

Protecciones Inversor 300 [W] 12 [VDC]	
Protección contra sobre voltaje de entrada	15 - 16 [VDC]
Protección contra bajo voltaje de entrada	10 ± 0.5 [VDC]
Fusible salida	40 [A]
Apagado por sobre corriente	Si
Apagado por sobre temperatura	Si
Apagado por cortocircuito en salida	Si
Protección contra polaridad reversa	Por apertura de fusible

Debido a la combinación de cargas DC y AC que existen en las estaciones, se propone el uso de dispositivos de protección DC/AC, Figura 3. 29, de grado marino, específicamente diseñados para ambientes de alta salinidad y humedad. Como caso particular, para la protección del banco de baterías, debido al bajo voltaje DC del sistema, 12[VDC], las corrientes presentadas son elevadas, por lo que se presenta en la Figura 3. 30, un dispositivo de serie mayor acorde a las características requeridas

²⁵⁴ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

²⁵⁵ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

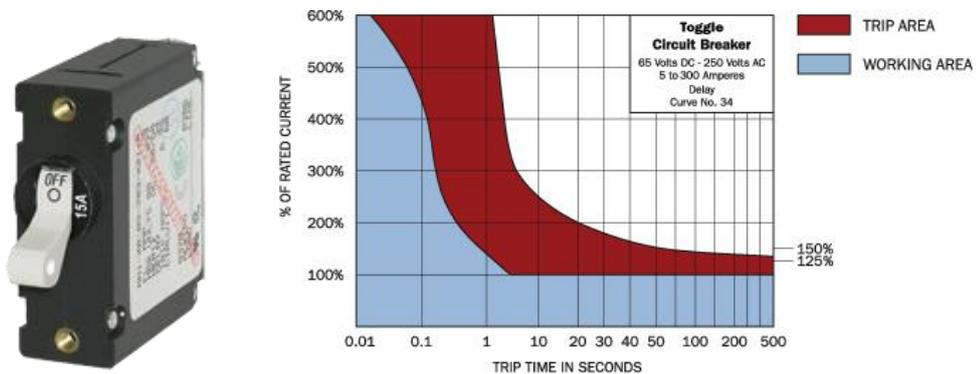


Figura 3. 29. Interruptor termo magnético DC/AC BlueSea A-Series, 15[A], Icu 3[kA]²⁵⁶

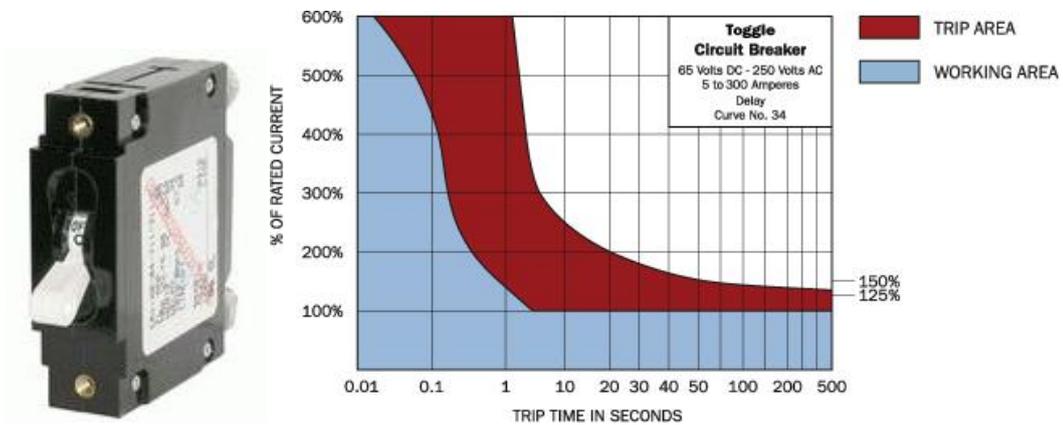


Figura 3. 30. Interruptor termomagnético DC/AC BlueSea C-Series 100[A] Icu 5[kA], banco de baterías estación radar Santa Cruz²⁵⁷

A fin de lograr una protección óptima los equipos, resulta esencial utilizar dispositivos para la supresión de transitorios. Por lo que se presenta un supresor de transientes trifásico de 50 [kA] a 120/208 V AC, el rango de temperatura para una operación óptima es -10 °C a 60 °C, Figura 3. 31.

²⁵⁶ Fuente: <http://blueseas.com/category/3/12/productspecs/7210>

²⁵⁷ Fuente: <http://blueseas.com/category/3/10/productline/specs/432>



Figura 3. 31. Supresor de transientes, Leviton 50 [kA] 120/208 [VAC], 3F.

3.3.3. ESTACIÓN DE RADAR – PUERTO AYORA, ISLA SANTA CRUZ

Los dispositivos de protección para la estación empiezan desde la acometida de baja tensión a tres hilos, donde es necesario un interruptor general para el tablero de medición de la Empresa Eléctrica. Se propone, en la Tabla 3. 38, un interruptor bipolar tipo caja moldeada, con corriente nominal de 20 [A], de grado marino.

Para establecer el poder de ruptura del interruptor se calculó la corriente de cortocircuito, la cual depende de la fuente de alimentación y de la resistencia de los conductores²⁵⁸. Los valores comerciales para el poder de ruptura de los interruptores tienen como mínimo valores de 3 [kA]. La Figura 3. 33 contiene el interruptor propuesto y su curva característica.

²⁵⁸ Anexo F.3, Cálculo de la corriente de cortocircuito, Reglamento de Baja Tensión España

Tabla 3. 38. Interruptor principal, estación radar Santa Cruz²⁵⁹

INTERRUPTOR PRINCIPAL TIPO CAJA MOLDEADA ACOMETIDA MONOFÁSICA 3H 110/220V	
V Secundario [V]	110
Corriente acometida [A]	16.33
Longitud Acometida [m]	30.00
Resistividad Cu>20°C ρ [Ωmm ² /m]	0.02
Sección #8AWG, [mm ²]	8.37
CAPACIDAD INTERRUPTOR BIPOLAR [A]	20.00
Corriente de Cortocircuito I _{cc} , [A]	613.8
Poder de ruptura I_{cu}>I_{cc}, [kA]	3

Figura 3. 32. Interruptor BlueSeatripolar C-Series 50[A], I_{cu} 5[kA]²⁶⁰

²⁵⁹ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

²⁶⁰ Fuente: <http://cdn1.iofferphoto.com/img3/item/209/988/574/Ldaf.jpg>

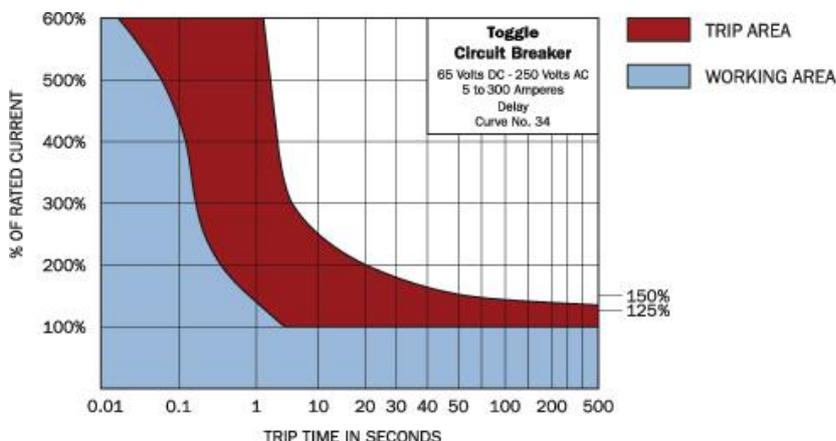


Figura 3. 33. Curva de disparo BlueSea A-Series 20[A], Icu 3[kA]²⁶¹

Se continúa con las protecciones para cada circuito del tablero de distribución principal, presentadas en la Tabla 3. 39.

Tabla 3. 39. Protecciones termo magnéticas tablero distribución principal, estación radar Santa Cruz²⁶²

Circuito	Elemento	Voltaje Nominal	u	Potencia [W]	Corriente Nominal [A]	Capacidad Termomagnético [A]	Fase
C1	Cargador/Fuente	110	[VAC]	1093.34	9.94	15	A
C2	Baliza Torre Radar	110	[VAC]	150.00	1.36	5	A
C3	Baliza Torre Radar	110	[VAC]	200.00	1.82	5	B
C4	Toma Corriente Auxiliar	110	[VAC]	200.00	3.64	5	B
	Toma Corriente Exterior	110	[VAC]	200.00			
C5	Aire Acondicionado	110	[VAC]	600.00	5.45	8	B
C6	Banco de Baterías	12	[VDC]	-	85	100	-

²⁶¹ Fuente: <http://blueseas.com/productspecs/7236>

²⁶² Anexo A.5, Damián Betancourt G.

Los equipos AC que componen la estación radar deberán ser alimentados a través de un inversor, el cual a su vez se conectará al equipo cargador/fuente. Debido a esto se incluye el equipo cargador/fuente al tablero de distribución como circuito C1. Es necesario mencionar que la potencia especificada en la tabla, es la potencia AC que consume el equipo, la cual fue calculada en la sección 3.1.1,

Tabla 3. 13, elemento P12. Para el dimensionamiento de la protección del banco de baterías, se tomo como referencia la corriente máxima entregada por el cargador/fuente.

La Tabla 3. 40 contiene las protecciones para las cargas DC (inversor y equipos DC) que se conectaran al equipo cargador/fuente. Se presenta en la Tabla 3. 41 las protecciones que cuenta de fabrica el inversor que alimentará los equipos AC.

Tabla 3. 40. Protecciones a los equipos conectados al cargador/fuente, estación radar Santa Cruz²⁶³

Circuito	Elemento	Voltaje Nominal [VDC]	Potencia [W]	Corriente Nominal [A]	Capacidad Termomagnético DC [A]
D1	Equipos DC	12	165.40	13.78	15
D2	Inversor (Equipos AC)	12	162.07	13.51	15

Tabla 3. 41. Protecciones de fabrica, inversor estación radar Santa Cruz²⁶⁴

Protecciones Inversor 300 [W] 12 [VDC]	
Protección contra sobre voltaje de entrada	15 - 16 [VDC]
Protección contra bajo voltaje de entrada	10 ± 0.5 [VDC]
Fusible salida	40 [A]
Apagado por sobre corriente	SI

²⁶³ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

²⁶⁴ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

Apagado por sobre temperatura	Si
Apagado por cortocircuito en salida	Si
Protección contra polaridad reversa	Por apertura de fusible

Debido a la combinación de cargas DC y AC que existen en las estaciones, se propone el uso de dispositivos de protección DC/AC, Figura 3. 34, de grado marino, específicamente diseñados para ambientes de alta salinidad y humedad. Como caso particular, para la protección del banco de baterías, debido al bajo voltaje DC del sistema, 12 [VDC], las corrientes presentadas son elevadas, por lo que se presenta en la Figura 3. 35, un dispositivo de serie mayor acorde a las características requeridas.

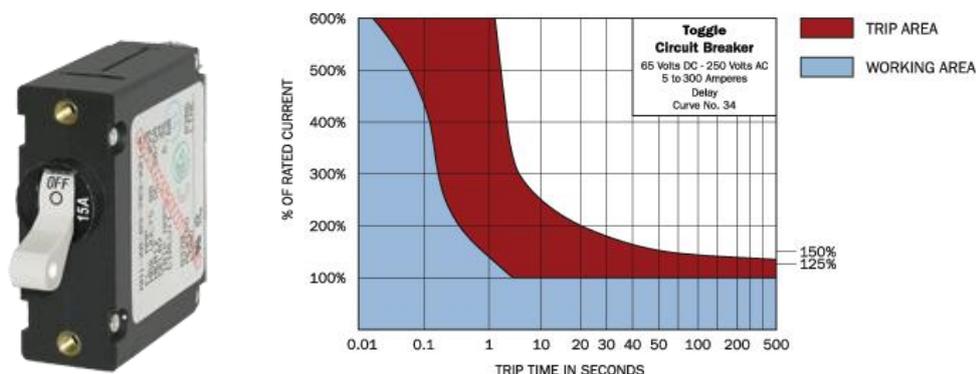


Figura 3. 34. Interruptor termo magnético DC/AC BlueSea A-Series 15[A], Icu 3[kA]²⁶⁵

²⁶⁵Fuente: <http://blueseas.com/category/3/12/productspecs/7210>

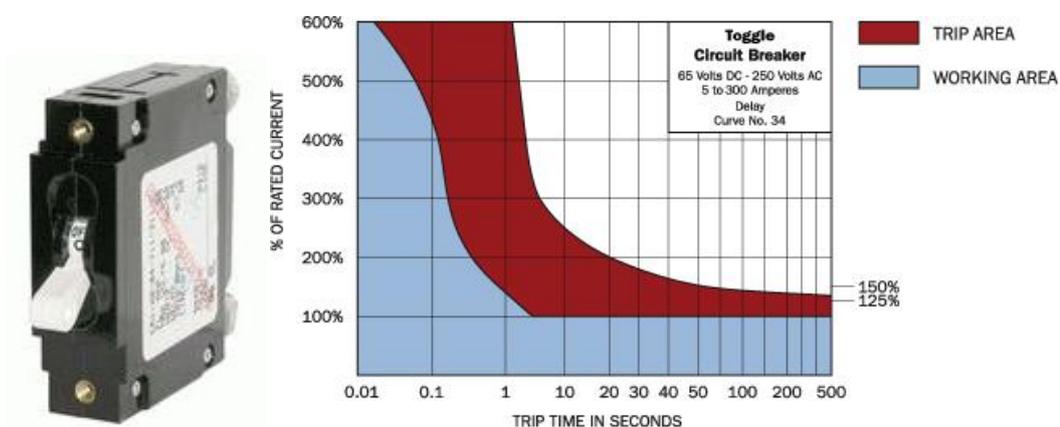


Figura 3. 35. Interruptor termomagnético DC/AC BlueSea C-Series 100[A] Icu 5[kA], banco de baterías estación radar Santa Cruz²⁶⁶

A fin de lograr una protección óptima los equipos, resulta esencial utilizar dispositivos para la supresión de transitorios. Por lo que se presenta un supresor de transientes monofásico de 50 [kA] a 120/208 V AC, el rango de temperatura para una operación óptima es -10 °C a 60 °C, Figura 3. 36.



Figura 3. 36. Supresor de transientes, Leviton 50 [kA] 120/208 [VAC]

3.3.4. ESTACIÓN REPETIDORA – CERRO CROCKER, ISLA SANTA CRUZ

²⁶⁶Fuente: <http://blueseas.com/category/3/10/productline/specs/432>

Para la estación repetidora de cerro Crocker es necesario definir las protecciones para el sistema eólico fotovoltaico. Para el arreglo de módulos fotovoltaicos y su conexión hacia el controlador de carga se establece un dispositivo termomagnético de 40 [A], de acuerdo a la sumatoria de corrientes de cortocircuito de cada panel, especificadas por el fabricante, valor con el cual se calculó la capacidad mínima del controlador de carga, en la sección 3.1.4, Tabla 3. 19, elemento E3.

Para el dispositivo de protección del generador eólico se dimensiona de acuerdo a la potencia nominal de la turbina, estableciendo un dispositivo termomagnético de 40 [A]. Para el banco de baterías, el dispositivo establecido de 80 [A], esta dimensionado acorde a la sumatoria de las corrientes entregadas por el sistema fotovoltaico y eólico. La Tabla 3. 42 presenta la capacidad de las protecciones especificadas para cada circuito. Cabe aclarar que se ha dividido los circuitos para el tablero de control y conexión - donde se ubican el controlador de carga y sus conexiones hacia los módulos fv, generador eólico y para el tablero de distribución AC - donde se conectarán los equipos AC a través del inversor, presentado en la Tabla 3. 43.

Tabla 3. 42. Protecciones termo magnéticas, estación repetidora cerro Crocker, Santa Cruz²⁶⁷

Circuito	Elemento	Voltaje Nominal [u]	Potencia [W]	Corriente Nominal [A]	Capacidad Termo Magnético [A]
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN AC					
C1	Equipos AC	110 [VAC]	90.00	0.82	5
C2	Iluminación	110 [VAC]	30	0.27	5
C3	Toma Corriente Auxiliar	110 [VAC]	200	1.82	5
TABLERO DE CONTROL Y CONEXIÓN					

²⁶⁷ Anexo A.5, Damián Betancourt G.

C4	Módulos FV	24 [VDC]	1050.00	38.88	40
C5	Generador Eólico	24 [VDC]	750.00	31.25	40
C6	Banco de Baterías	24 [VDC]	-	70.13	80
C7	Inversor DC-AC	24 [VDC]	344.83	14.37	25

Tabla 3. 43. Protecciones de fabrica inversor, estación repetidora Crocker²⁶⁸

Protecciones Inversor 300 [W] 24 [VDC]	
Protección contra sobre voltaje de entrada	30 - 32 [VDC]
Protección contra bajo voltaje de entrada	20 ± 1 [VDC]
Fusible salida	25 [A]
Apagado por sobre corriente	SI
Apagado por sobre temperatura	Si
Apagado por cortocircuito en salida	Si
Protección contra polaridad reversa	Por apertura de fusible

Debido a la combinación de cargas DC y AC que existen en las estaciones, se propone el uso de dispositivos de protección DC/AC, Figura 3. 37, de grado marino, específicamente diseñados para ambientes de alta salinidad y humedad. Como caso particular, para la protección del banco de baterías, debido al bajo voltaje DC del sistema, 24 [VDC], las corrientes presentadas son elevadas, por lo que se presenta en la Figura 3. 38, un dispositivo de serie mayor acorde a las características requeridas.

²⁶⁸Anexo A.5, Damián Betancourt G.

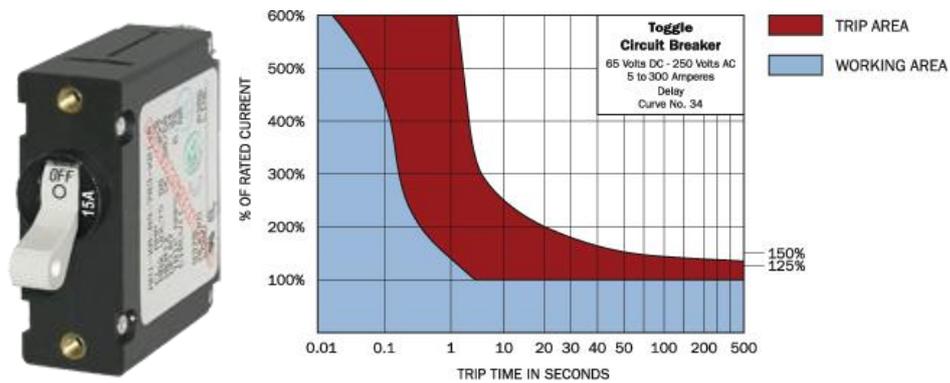


Figura 3. 37. Interruptor termo magnético DC/AC BlueSea A-Series, 15[A], Icu 3[kA]²⁶⁹

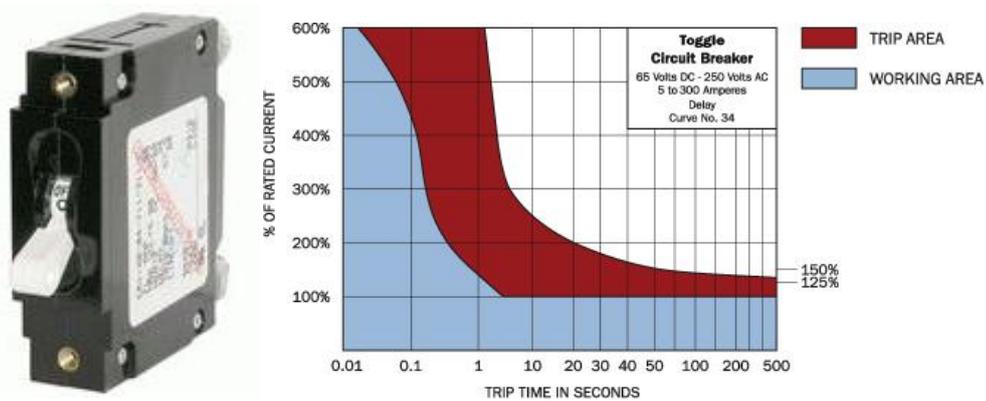


Figura 3. 38. Interruptor termomagnético BlueSea C-Series 80[A] Icu 5[kA], banco de baterías estación cerro Crocker²⁷⁰

3.4. DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Para el desarrollo de esta sección se tomó como referencia las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC, las practicas recomendadas del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE, las normas de la Asociación Norteamericana de Protección contra el Fuego NFPA, las especificaciones del

²⁶⁹Fuente: <http://blueseas.com/category/3/12/productspecs/7210>

²⁷⁰Fuente: <http://blueseas.com/category/3/10/productline/specs/432>

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER y los reglamentos de la Empresa Eléctrica local.

Los sistemas de protección contra rayo (SPR) fueron diseñados bajo la norma **IEC 62305**, la cual detalla las características del rayo, sus corrientes pico máximas, mínimas, tiempos de onda y los métodos de protección y puesta a tierra. Se utilizó las prácticas recomendadas por el estándar **IEEE Std. 80**, el cual presenta los pasos a seguir para el cálculo de las mallas de puesta a tierra y conductores para los cuartos de equipo y transformador. La norma **NFPA-780** fue aplicada para el diseño del sistema de puesta a tierra de las torres auto soportadas y su equipotencialidad con los sistemas de protección contra rayo.

Para establecer los valores de resistividad del suelo, es necesario describir algunos factores que se relacionan con esta variable. Las Islas Galápagos fueron formadas por erupciones volcánicas, tienen un tiempo de vida relativamente corto (5 millones de años) y algunas islas todavía están en proceso de formación. Debido a esto el tipo de suelo está formado en su gran mayoría de roca basalto con una capa superficial poco profunda (0.2 – 1.0 m) de tierra orgánica y mineral²⁷¹. Según el estándar IEEE Std. 142 la resistividad de la roca es de 10^4 [Ω m]²⁷², por lo que es absolutamente obligatorio realizar mejoramiento de suelos mediante productos específicamente diseñados. El efectuar medidas de resistividad en los terrenos mediante telurómetros, meggers, o métodos similares, resulta innecesario puesto a que se debe realizar excavación en roca para reemplazar el terreno por uno de resistividad adecuada.

²⁷¹ Ed. R Bensted-Smith, Charles Darwin Foundation and WWF, A Biodiversity Vision for the Galápagos

²⁷² IEEE Std. 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

Se procede con el diseño de los sistemas de puesta a tierra para las estaciones integrantes del Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la Reserva Marina de Galápagos.

3.4.1. ESTACIÓN RADAR PUERTO VILLAMIL, ISLA ISABELA

Para la estación radar en Puerto Villamil se presenta los diseños del sistema de protección contra rayo y puesta a tierra para la torre auto soportada de 24 [m] y el sistema de puesta a tierra para el cuarto que alberga los equipos de la estación radar.

Para los sistemas de puesta a tierra se propone reemplazar el volumen de terreno destinado para cada malla de puesta a tierra, con tierra orgánica y mejorar la resistividad del terreno con Quibacsol²⁷³, un producto de sales minerales diseñado para estos fines. El producto debe ser aplicado directamente en polvo, alternando capas de Quibacsol y tierra, compactando bien entre capas. Se adjunta en el Anexo D.15 el catálogo de este producto.

Para realizar los diseños se utilizó un valor de resistividad para la tierra orgánica de 100 [Ω m]²⁷⁴, lo cual es un valor relativamente alto por lo que se asegura un diseño de puesta a tierra efectivo. Mediante el uso del producto propuesto para mejoramiento del terreno, el fabricante asegura reducir hasta en un 75% el valor de resistividad donde sea aplicado el compuesto²⁷⁵.

²⁷³ <http://www.procitel.com.ec/tierra.htm>, 15 de mayo de 2012.

²⁷⁴ IEEE Std 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

²⁷⁵ http://www.ingesco.com/en/products/proteccion-externa/productos-proteccion-externa?page=shop.product_details&flypage=flypage.tpl&product_id=30&category_id=19, 15 de mayo de 2012.

SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

La norma IEC 62305 define una corriente pico máxima de 100 [kA] para la descarga de un rayo, con una probabilidad de que el 97% de las descargas sean menores a este valor y una probabilidad del 91 % que sean mayores a 10[kA]. De acuerdo a estos valores se establece el nivel y clase de protección en LPL III (nivel de protección contra rayo).²⁷⁶

Para determinar las superficies que necesitan estar protegidas por un dispositivo captador o pararrayos, la norma recomienda varios métodos de los cuales el método de la esfera rodante descrito en la sección 1.4.11, Capítulo I. Este método consiste en hacer rodar una esfera imaginaria, de radio determinado por el nivel de protección LPL, y observar que superficies entran en contacto con dicha esfera. La Figura 3. 39 presenta el método para la torre de la estación radar de 24 [m] de altura, aplicando una esfera de 42 [m] de radio, correspondiente al nivel LPL III.

²⁷⁶ IEC 62305-1 Protection against lightning, 8.1 Niveles de Protección contra rayo LPL, Tabla 5,6, pág. 47

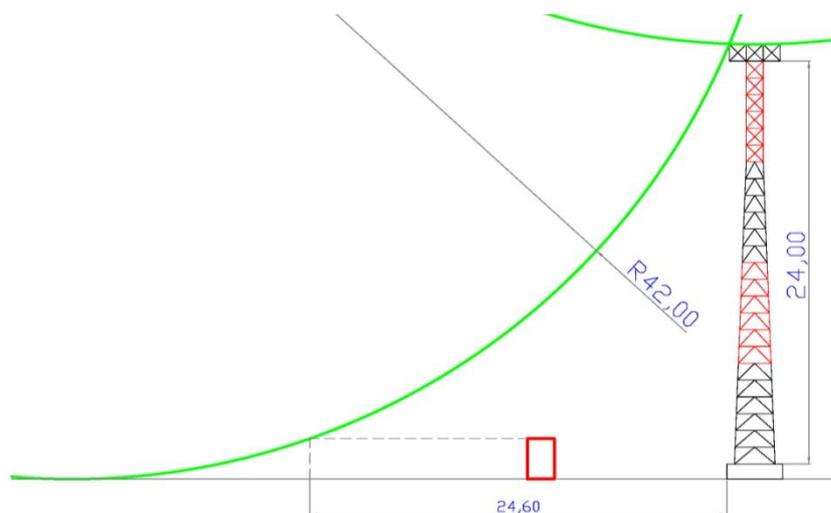


Figura 3. 39. Esfera rodante $r=42[m]$, torre radar $h=24[m]$ ²⁷⁷

Se puede observar que es necesario proteger la superficie superior de la plataforma de la torre. Para que el cuarto de equipos se encuentre protegido por el pararrayos, este deberá estar a menos de 24.60 [m] de la torre. Es importante mencionar que por la norma NFPA-780, la torre debe ser puesta a tierra y unida equipotencialmente a la puesta a tierra del pararrayos, por lo que la estructura metálica de la torre actúa también como conductor y contribuye a dividir la corriente y conducir la descarga a tierra.

Se presenta en la Tabla 3. 44 el diseño del sistema de protección contra rayos para la torre auto soportada de radar. La sección del dispositivo captador deberá ser 200 [mm²], el cual se conectará con la puesta a tierra mediante dos conductores bajantes de cobre desnudo de calibre #2/0 AWG²⁷⁸. La puesta a tierra está conformada por un conductor desnudo de cobre en forma de anillo de radio 5 [m], calibre #2/0 AWG, enterrado a una profundidad de 0.5 [m]. Cabe

²⁷⁷ Fuente: Damián Betancourt G.

²⁷⁸ IEC 62305-3 Protection against lightning, Sección 5.3.3 Instalación de captadores no aislados, Pág. 37.

mencionar que la norma establece la sección de los conductores a 50 [mm²]²⁷⁹, pero por consideraciones de corrosión y resistencia mecánica se propone una sección mayor de 67 [mm²] que corresponde al calibre #2/0 AWG. El electrodo de puesta a tierra tipo anillo está recomendado bajo toda circunstancia para terrenos rocosos poco profundos como es el caso²⁸⁰.

Tabla 3. 44. Diseño del sistema de protección contra rayos, torre estación Isabela²⁸¹

SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS SPR		
IEC 62305 Norma para la protección contra descargas atmosféricas		
T1	Máxima corriente pico, I	100.00 [kA]
T2	Nivel de Protección, LPL	III
T3	Mínima corriente pico, i	10.00 [kA]
T4	Radio esfera rodante, r	42.00 [m]
T5	Altura Torre	24.00 [m]
T6	Pararrayos tipo Franklin	1 [u]
T7	Sección mínima pararrayos	200 [mm²]
T8	Número de conductores bajantes	2 [u]
T9	Sección mínima conductor Cu desnudo,	50.00 [mm ²]
T10	Calibre conductor bajante	2/0 [AWG]
T11	Terreno tipo	Rocoso, poco profundo
T12	Material de mejoramiento	Tierra orgánica, humus
T13	Resistividad terreno mejorado, ρ	100 [Ωm]
T14	Electrodo de puesta a tierra tipo	Anillo Conductor
T15	Radio anillo conductor, Re	5.00 [m]
T16	Profundidad anillo, d	0.5 [m]
T17	Sección mínima conductor Cu anillo	50.00 [mm ²]
T18	Calibre anillo conductor	2/0 [AWG]

Para determinar el radio del anillo de puesta a tierra, se utiliza la Figura 1.48, Capítulo I, la cual contiene el gráfico que especifica el radio en función del nivel de protección LPL y el valor de resistividad del suelo.

²⁷⁹ IEC 62305-3 Protection against lightning., Tabla 6 Materiales, configuraciones y secciones mínimas para los conductores y dispositivos captadores, Pág. 53.

²⁸⁰ IEC 62305-3 Protection against lightning., Sección 5.4.3 Instalación de Electrodo de Puesta a Tierra, Pág. 47.

²⁸¹ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

La norma IEC 62305 establece un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra para sistemas de protección contra rayo de 10 [Ω], para calcular la resistencia teórica de puesta a tierra se debe utilizar los documentos determinados para este fin, como lo es el IEEE Std. 142 y sus ecuaciones descritas en la Tabla 1.9, Sección 1.4.8, Capítulo I. Se presenta en la Tabla 3. 45 el cálculo de la resistencia de puesta a tierra del sistema de protección contra rayos utilizando un electrodo conductor en forma de anillo. Cabe recalcar que estos valores están determinados sin el uso de un compuesto para mejorar la conductividad del suelo, por lo que se consideran como valores bajo la peor condición.

Tabla 3. 45. Resistencia de puesta a tierra, electrodo en anillo conductor.²⁸²

ANILLO CONDUCTOR - SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYO		
IEEE Std. 142 Puesta a Tierra de Sistemas Industriales y Comerciales		
U1	Mínima resistencia de PAT IEC 62305	10 [Ω]
U2	Diámetro del anillo conductor (2*T15), D	10.00 [m]
U3	Diámetro del conductor, d	0.0105 [m]
U4	Profundidad efectiva, s	0.50 [m]
U5	Resistencia de Puesta a Tierra, R	6.40 [Ω]

Se procede en la Tabla 3. 46 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje de malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una resistividad de 4000 [Ω m]²⁸³. Para el tiempo de despeje de falla t_c , la norma IEC 62305 establece un tiempo de duración para el rayo de 1[s]²⁸⁴. El documento

²⁸²Anexo A.6, Damián Betancourt G.

²⁸³IEEE Std 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

²⁸⁴IEC 62305-1 Protection against Lightning, Figura A.2 Pág. 61

IEEE Std. 80 establece dos condiciones de seguridad a determinar para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

Tabla 3. 46. Voltajes de paso y contacto, condiciones de seguridad.²⁸⁵

VOLTAJES DE PASO Y CONTACTO			
IEEE Std. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC			
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA			
V1	Resistividad capa superficial (grava sin finos), ρ_s	4000	[Ωm]
V2	Espesor de la capa superficial, h_s	0.15	[m]
V3	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial, C_s	0.78	
V4	Tiempo de despeje de la falla, t_c	1	[s]
V5	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	3077.2	[V]
V6	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	887.05	[V]
VOLTAJE DE MALLA			
V7	Área del anillo conductor, A_a	78.54	[m^2]
V8	Longitud perímetro Anillo, L_{pa}	31.42	[m]
V9	Factor geométrico, n_a	2.00	
V10	Factor geométrico, n_b	0.94	
V11	Factor geométrico, n_c	1.14	
V12	Factor geométrico, n_d	0.71	
V13	Factor geométrico total, n	1.52	
V14	Factor corrección para electrodos en malla, K_{ii}	0.23	
V15	Factor de corrección para profundidad de malla, K_h	1.22	
V16	Factor geométrico para malla, K_m	22.22	
V17	Factor de irregularidad, K_i	0.87	
V18	Largo total de varillas ($N \cdot L_v$), LR	0.00	[m]
V19	Largo enterrado efectivo, LM	31.42	[m]
V20	Voltaje de Malla, E_m	614.57	[V]
VOLTAJE DE PASO			
V21	Factor de espaciamiento para voltaje de paso, K_s	0.34	
V22	Distancia efectiva de enterramiento, L_s	23.56	[m]
V23	Voltaje de paso, E_s	1239.5	[V]
CONDICIONES DE SEGURIDAD			
V24	Voltaje paso E_s < Voltaje paso tolerable Estep	1239.52	< 3077.20
V25	Voltaje malla E_m < Voltaje contacto tolerable	614.57	< 887.05

²⁸⁵Anexo A.6, Damián Betancourt G.

Etouch

La Tabla 3. 47 contiene la puesta a tierra de la torre auto soportada de 24m, la cual consta de un anillo conductor de cobre desnudo de radio 3 [m], calibre #2/0 AWG al cual se conecta cada pierna de la torre mediante conductor de cobre desnudo calibre #2/0 AWG. La norma NFPA-780 establece que se debe equipotenciar la puesta a tierra de la torre auto soportada, con la del sistema de protección contra rayo, mediante dos conductores en oposición, calibre #2/0 AWG, conectados dentro de 61 [cm] a los conductores bajantes del dispositivo captador. Se presenta en la Figura 3. 40 un esquema de la puesta a tierra para la torre y el sistema de protección contra rayos.

Tabla 3. 47. Puesta a tierra torre auto soportada 24 [m], estación Isabela²⁸⁶

PUESTA A TIERRA - TORRE AUTOSOPORTADA 24M		
NFPA-780 Estándar para la instalación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas		
W1	Profundidad anillo, d	0.5 [m]
W2	Radio anillo conductor torre	3 [m]
W3	Sección mínima conductor Cu desnudo	50.00 [mm ²]
W4	Calibre anillo conductor	2/0 [AWG]
W5	Conductor equipotencial torre - SPR	2/0 [AWG]
W6	Número de conductores de equipotencial	2 [u]

²⁸⁶ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

Símbolo	Componente	Descripción
①	Anillo PAT pararrayos	Cu #2/0AWG
②	Unión bajante - anillo pararrayos	Sold. exotérmica
③	Conductor bajante pararrayos	Cu #2/0AWG
④	Pararrayos	S=200mm ²
⑤	Equipotencial torre - pararrayos	Cu #2/0AWG
⑥	Unión PAT torre - pararrayos	Sold. exotérmica
⑦	Aterrizamiento pierna torre	Cu #2/0AWG
⑧	Unión pierna torre - anillo torre	Sold. exotérmica
⑨	Anillo PAT torre	Cu #2/0AWG

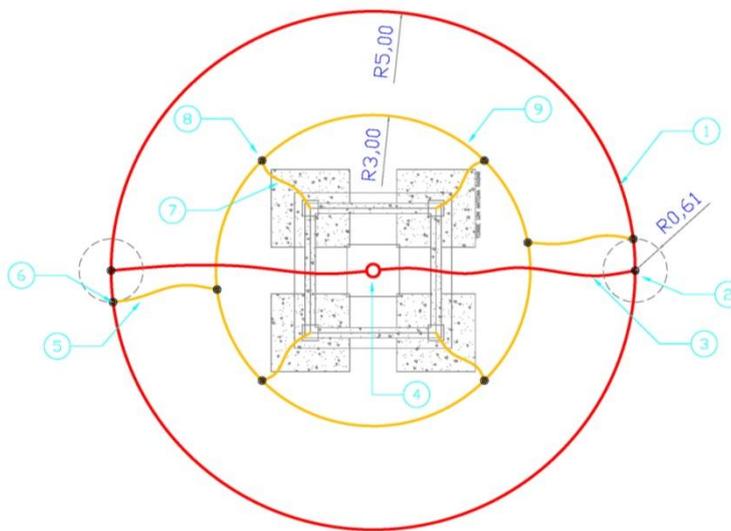


Figura 3. 40. Puesta a tierra torre - sistema de protección contra rayos, estación radar Isabela²⁸⁷

PUESTA A TIERRA - CASETA DE EQUIPOS

La estación cuenta con una caseta de albergue, la cual necesita una puesta a tierra que asegure la integridad de los equipos, por lo que se diseñó una malla de puesta a tierra mediante el estándar IEEE Std. 80, presentada en la Tabla 3. 48. Para la corriente de falla, el Std. 80 recomienda usar la máxima corriente de ruptura de las protecciones de los equipos, establecida en la sección 3.3.1 en 5 [kA]. El Std. 80 establece que la distancia mínima entre electrodos de la

²⁸⁷ Anexo B.10, Damián Betancourt G.

mallas será de dos veces su largo, por lo tanto al utilizar una varilla de 1.8 [m], las dimensiones mínimas de una malla cuadrada quedan especificadas. Cabe mencionar que debido al espacio y la dificultad del terreno, resulta poco aplicable una malla de mayor tamaño, además al realizar el cálculo para mallas de 16 cuadrículas no se obtuvo una reducción significativa del valor de resistencia de puesta a tierra²⁸⁸.

La malla de puesta a tierra queda formada mediante conductores de cobre desnudo calibre #2AWG, que representa una sección mayor a la calculada para el conductor y la malla, por consideraciones de corrosión y esfuerzo mecánico. De igual manera el estándar establece la importante necesidad de equipotenciar las puestas a tierra mediante un conductor con la mayor sección presente en los sistemas, el cual deberá ser de cobre desnudo calibre #2/0AWG. La Figura 3. 41 contiene un esquema del diseño de la malla para la caseta de equipos.

Tabla 3. 48. Puesta a tierra, cuarto de equipos estación Isabela²⁸⁹

MALLA DE PUESTA A TIERRA - CUARTO EQUIPOS		
IEEE Std. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC		
CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA		
X1	Resistividad terreno mejorado (T13), ρ	100 [Ωm]
X2	Tiempo de despeje de la falla, t_c	1.5 [s]
X3	Corriente de falla a tierra, I	5 [kA]
X4	Constante materiales conductores (Suelda Exotérmica), Kf	7.06
X5	Constante conversión sección Kcmil a mm ²	1.974
X6	Sección conductor de puesta a tierra	21.90 [mm ²]
X7	Calibre conductor Cu desnudo de puesta a tierra	2 [AWG]
X8	Diámetro del conductor	0.00741 [m]
MALLA DE PUESTA A TIERRA		
X9	Longitud de un electrodo tipo varilla, L_v	1.8 [m]
X10	Número de electrodos tipo varilla (esquinas), N	4 [u]

²⁸⁸Anexo F.1, Damián Betancourt G.

²⁸⁹Anexo A.6, Damián Betancourt G.

X11	Largo de la malla, Lx	3.6 [m]
X12	Ancho de malla, Ly	3.6 [m]
X13	Distancia entre conductores, D	1.2 [m]
X14	Longitud del conductor horizontal, Lc	28.8 [m]
X15	Longitud total del conductor, Lt	36 [m]
X16	Área de la malla, A	12.96 [m ²]
X17	Profundidad de enterramiento malla, h	0.5 [m]
X18	Resistencia de Puesta a Tierra	12.82 [Ω]

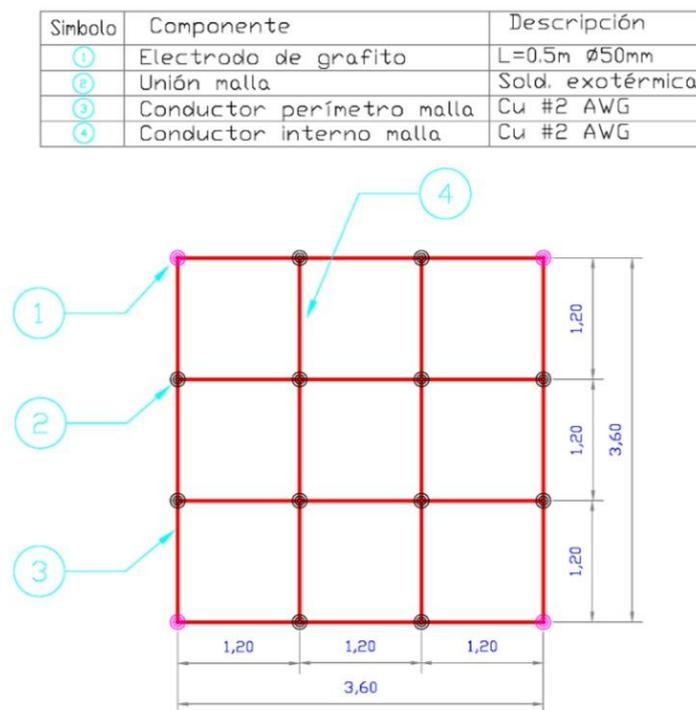


Figura 3. 41. Malla de puesta a tierra, cuarto de equipos estación radar Isabela²⁹⁰

Se procede en la Tabla 3. 49 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje de malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una

²⁹⁰Anexo B.10, Damián Betancourt G.

resistividad de $4000 [\Omega \text{ m}]^{291}$. De igual manera se determinan las condiciones de seguridad para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

Tabla 3. 49. Voltajes de paso y contacto, cuarto de equipos estación radar Isabela²⁹²

VOLTAJES DE PASO Y CONTACTO - PUESTA A TIERRA CUARTO DE EQUIPOS			
IEEE Std. 80 Estándar para la seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC			
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA			
Y1	Resistividad capa superficial (grava sin finos), ρ_s	4000	$[\Omega \text{ m}]$
Y2	Espesor de la capa superficial, h_s	0.15	$[\text{m}]$
Y3	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial, C_s	0.775	
Y4	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	2512.52	$[\text{V}]$
Y5	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	724.27	$[\text{V}]$
VOLTAJE DE MALLA			
Y6	Longitud del perímetro de malla $2*(L1+L2)$, L_p	14.4	$[\text{m}]$
Y7	Factor geométrico, n_a	4	
Y8	Factor geométrico para mallas cuadradas, n_b	1	
Y9	Factor geométrico para mallas cuadradas, n_c	1	
Y10	Factor geométrico para mallas cuadradas, n_d	1	
Y11	Factor geométrico total, n	4	
Y12	Factor corrección para electrodos en malla, K_{ii}	1	
Y13	Factor de corrección para profundidad de malla, K_h	1.225	
Y14	Factor geométrico para malla, K_m	7.826	
Y15	Factor de irregularidad, K_i	1.236	
Y16	Largo total de varillas ($N*L_v$), L_R	7.2	$[\text{m}]$
Y17	Largo enterrado efectivo, L_M	43.07	$[\text{m}]$
Y18	Voltaje de Malla, E_m	112.30	$[\text{V}]$
VOLTAJE DE PASO			
Y19	Factor de espaciamento para voltaje de paso, K_s	0.704	
Y20	Distancia efectiva de enterramiento, L_s	27.72	$[\text{m}]$
Y21	Voltaje de paso, E_s	2217.72	$[\text{V}]$
CONDICIONES DE SEGURIDAD			
Y22	Voltaje paso $E_s <$ Voltaje paso tolerable Estep	2217.72	$<$ 2512.52
	Voltaje malla $E_m <$ Voltaje contacto tolerable		
Y23	Etouch	112.30	$<$ 724.27

²⁹¹ IEEE Std 142 Puesta a Tierra de Sistemas Industriales y Comerciales, Tabla 4-2 Pág. 165

²⁹² Anexo A.6, Damián Betancourt G.

3.4.2. ESTACIÓN RADAR PUERTO BAQUERIZO, ISLA SAN CRISTÓBAL

Para la estación radar en Puerto Baquerizo se presenta los diseños de puesta a tierra para el transformador trifásico padmounted de 30 [kVA], sistema de protección contra rayo y puesta a tierra para la torre auto soportada de 24 [m] y el sistema de puesta a tierra para el cuarto que alberga los equipos de la estación radar.

Para los sistemas de puesta a tierra se propone el mismo tratamiento de la sección 3.4.1, reemplazar el volumen de terreno destinado para cada malla de puesta a tierra, con tierra orgánica y mejorar la resistividad del terreno con Quibacsol²⁹³. El producto debe ser aplicado directamente en polvo, alternando capas de Quibacsol y tierra, compactando bien entre capas. Se adjunta en el Anexo D.18 el catálogo de este producto.

Para realizar los diseños se utilizó un valor de resistividad para la tierra orgánica de 100 [Ω m]²⁹⁴, lo cual es un valor relativamente alto por lo que se asegura un diseño de puesta a tierra efectivo. Mediante el uso del producto propuesto para mejoramiento del terreno, el fabricante asegura reducir hasta en un 75% el valor de resistividad donde sea aplicado el compuesto²⁹⁵.

PUESTA A TIERRA – TRANSFORMADOR PADMOUNTED 30 [kVA], 3 Φ

²⁹³ <http://www.procitel.com.ec/tierra.htm>, 15 de mayo de 2012.

²⁹⁴ IEEE Std 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

²⁹⁵ http://www.ingesco.com/en/products/proteccion-externa/productos-proteccion-externa?page=shop.product_details&flypage=flypage.tpl&product_id=30&category_id=19, 15 de mayo de 2012.

Para la puesta a tierra del transformador de la estación radar se diseñó una malla de puesta a tierra mediante el estándar IEEE Std. 80. Para la corriente de falla, el Std. 80 recomienda usar la corriente de cortocircuito del transformador, la Tabla 3. 50 presenta los datos de placa del transformador y el cálculo de la corriente de cortocircuito²⁹⁶. La distancia mínima entre electrodos de la malla será de dos veces su largo, por lo tanto al utilizar una varilla de 1.8 [m], las dimensiones mínimas de una malla cuadrada quedan especificadas. Cabe mencionar que debido al espacio y la dificultad del terreno, resulta poco aplicable una malla de mayor tamaño, además al realizar el cálculo para mallas de 16 cuadrículas no se obtuvo una reducción significativa del valor de resistencia de puesta a tierra²⁹⁷.

Tabla 3. 50. Datos placa transformador, cálculo corriente de cortocircuito – estación radar San Cristóbal²⁹⁸

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO PADMOUNTED 30 [kVA]		
IEEE STD. 80 Estándar para la seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC		
DATOS PLACA TRANSFORMADOR		
Q1	Potencia AC	30 [kVA]
Q2	Frecuencia	60 [Hz]
Q3	Voltaje primario	13.2 [kV]
Q4	Corriente primario	1.31 [A]
Q5	Voltaje secundario	208 [V]
Q6	Corriente secundario	83.27 [A]
Q7	Impedancia	3.5 [%]
Q8	Relación de transformación, n	63.5
CORRIENTE DE FALLA		
Q9	Potencia de cortocircuito, Pcc	13.86 [MVA]
Q10	Corriente eficaz de cortocircuito, lecc	0.61 [kA]
Q11	Corriente de cortocircuito del secundario (2.55*Q10), lccs	1.55 [kA]
Q12	Corriente de cortocircuito del primario (Q8*Q11), iccp	24.36 [A]
Q13	Corriente de falla (Q11), IG	1.55 [kA]

²⁹⁶B. de Metz-Noblat, F. Dumas, C. Poulain,, Calculation of Short-CircuitCurrents, Schneider Electric

²⁹⁷Anexo F.1, Damián Betancourt G.

²⁹⁸Anexo A.6, Damián Betancourt G.

La malla de puesta a tierra queda formada mediante conductores de cobre desnudo calibre #2AWG, que representa una sección mayor a la calculada para el conductor y la malla, por consideraciones de corrosión y esfuerzo mecánico, la Tabla 3. 51 contiene el diseño de la malla de puesta a tierra. De igual manera el estándar establece la importante necesidad de equipotenciar las puestas a tierra mediante un conductor con la mayor sección presente en los sistemas, el cual deberá ser de cobre desnudo calibre #2/0AWG. La Figura 3. 42 contiene un esquema del diseño de la malla para el transformador.

Tabla 3. 51. Malla de puesta a tierra, transformador 30[kVA], 3 Φ – estación San Cristóbal²⁹⁹

MALLA DE PUESTA A TIERRA - TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 30 [kVA]	
IEEE STD. 80 Estándar para la seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC	
CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA	
R1 Resistividad terreno mejorado (T13), ρ	100 [Ωm]
R2 Tiempo de despeje de la falla, t_c	1.5 [s]
R3 Constante para materiales conductores (Suelda Exotérmica), K_f	7.06
R4 Constante conversión sección Kcmil a mm ²	1.974
R5 Sección conductor de puesta a tierra	6.77 [mm²]
R6 Calibre conductor Cu desnudo de puesta a tierra	2 [AWG]
R7 Diámetro del conductor	0.00741 [m]
MALLA DE PUESTA A TIERRA	
R8 Longitud de un electrodo tipo varilla, L_v	1.8 [m]
R9 Número de electrodos tipo varilla (esquinas), N	4 [u]
R10 Largo de la malla, L_x	3.6 [m]
R11 Ancho de malla, L_y	3.6 [m]
R12 Distancia entre conductores, D	1.2 [m]
R13 Longitud del conductor horizontal, L_c	28.8 [m]
R14 Longitud total del conductor, L_t	36 [m]
R15 Área de la malla, A	12.96 [m²]
R16 Profundidad de enterramiento malla, h	0.5 [m]
R17 Resistencia de Puesta a Tierra	12.82 [Ω]

²⁹⁹Anexo A.6, Damián Betancourt G.

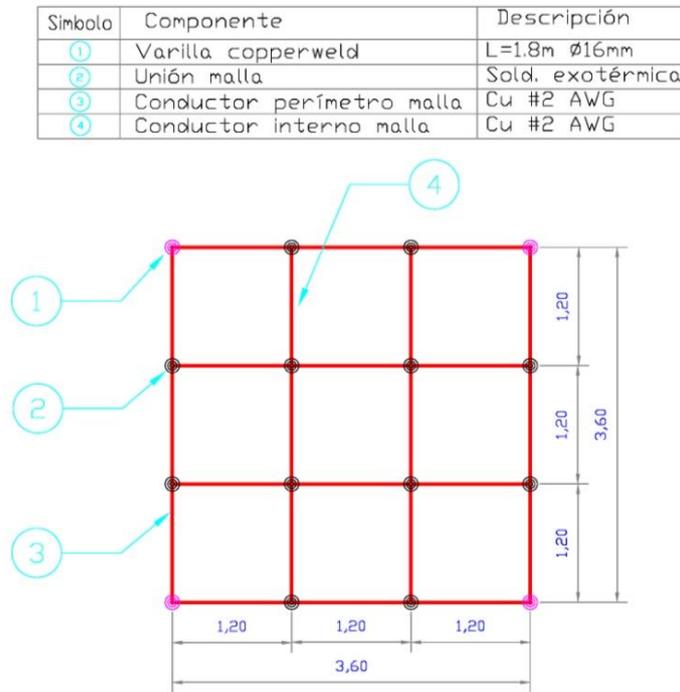


Figura 3. 42. Malla de puesta a tierra, transformador 30[kVA], 3Φ estación San Cristóbal³⁰⁰

Se procede en la Tabla 3. 52 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje de malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una resistividad de 4000 [Ω m]³⁰¹. De igual manera se determinan las condiciones de seguridad para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

³⁰⁰Anexo B.11, Damián Betancourt G.

³⁰¹IEEE Std 142 Puesta a Tierra de Sistemas Industriales y Comerciales, Tabla 4-2 Pág. 165

Tabla 3. 52. Voltajes de paso y contacto puesta a tierra transformador estación San Cristóbal³⁰²

VOLTAJES DE PASO Y CONTACTO - PAT TRANSFORMADOR 30 [kVA]			
IEEE STD. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC			
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA			
S1	Resistividad capa superficial (grava sin finos), ps	4000	[Ωm]
S2	Espesor de la capa superficial, hs	0.15	[m]
S3	Coefficiente en función del terreno y la capa superficial, Cs	0.775	
S4	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	2512.52	[V]
S5	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	724.27	[V]
VOLTAJE DE MALLA			
S6	Longitud del perímetro de malla 2*(Lx+Ly), Lp	14.4	[m]
S7	Factor geométrico, na	4	
S8	Factor geométrico para mallas cuadradas, nb	1	
S9	Factor geométrico para mallas cuadradas, nc	1	
S10	Factor geométrico para mallas cuadradas, nd	1	
S11	Factor geométrico total, n	4	
S12	Factor corrección para electrodos en malla, Kii	1	
S13	Factor de corrección para profundidad de malla, Kh	1.225	
S14	Factor geométrico para malla, Km	7.826	
S15	Factor de irregularidad, Ki	1.236	
S16	Largo total de varillas (N*Lv), LR	7.2	[m]
S17	Largo enterrado efectivo, LM	43.07	[m]
S18	Voltaje de Malla, Em	34.72	[V]
VOLTAJE DE PASO			
S19	Factor de espaciamiento para voltaje de paso, Ks	0.704	
S20	Distancia efectiva de enterramiento, Ls	27.72	[m]
S21	Voltaje de paso, Es	485.59	[V]
CONDICIONES DE SEGURIDAD			
S22	Voltaje paso Es < Voltaje paso tolerable Estep	485.59	< 2512.52
S23	Voltaje malla Em < Voltaje contacto tolerable Etouch	34.72	< 724.27

SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

³⁰²Anexo A.6, Damián Betancourt G.

La norma IEC 62305 define una corriente pico máxima de 100 [kA] para la descarga de un rayo, con una probabilidad de que el 97% de las descargas sean menores a este valor y una probabilidad del 91 % que sean mayores a 10[kA]. De acuerdo a estos valores se establece el nivel y clase de protección en LPL III.³⁰³

Para determinar las superficies que necesitan estar protegidas por un dispositivo captador o pararrayos, se procede a aplicar el método de la esfera rodante. La Figura 3. 43 presenta el método para la torre de la estación radar de 24 [m] de altura, aplicando una esfera de 42 [m] de radio, correspondiente al nivel LPL III.

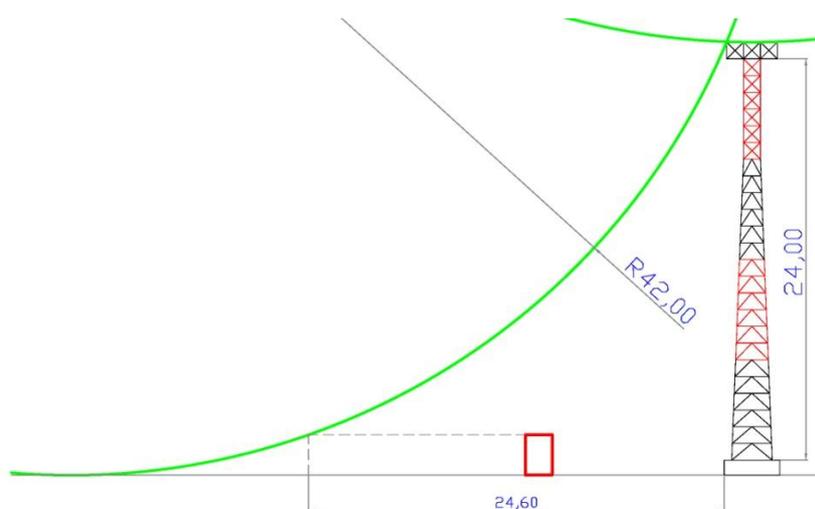


Figura 3. 43. Esfera rodante $r=42[m]$, torre radar $h=24[m]$ ³⁰⁴

Se puede observar que es necesario proteger la superficie superior de la plataforma de la torre. Para que el cuarto de equipos se encuentre protegido por el pararrayos, este deberá estar a menos de 24.60 [m] de la torre. Por norma

³⁰³ IEC 62305-1 Protection against lightning, 8.1 Niveles de Protección contra rayo LPL, Tabla 5,6, pág. 47

³⁰⁴ Fuente: Damián Betancourt G.

NFPA-780, la torre debe ser puesta a tierra y unida equipotencialmente a la puesta a tierra del pararrayos, por lo que la estructura metálica de la torre actúa también como conductor y contribuye a dividir la corriente y conducir la descarga a tierra.

Se presenta en la Tabla 3. 53 el diseño del sistema de protección contra rayos para la torre auto soportada de radar. La sección del dispositivo captador deberá ser 200 [mm²], el cual se conectará con la puesta a tierra mediante dos conductores bajantes de cobre desnudo calibre #2/0 AWG³⁰⁵. La puesta a tierra está conformada por un conductor desnudo de cobre en forma de anillo de radio 5 [m], calibre #2/0 AWG, enterrado a una profundidad de 0.5 [m].

Tabla 3. 53. Diseño del sistema de protección contra rayo, estación San Cristóbal³⁰⁶

SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS SPR		
IEC 62305 Norma para la protección contra descargas atmosféricas		
T1	Máxima corriente pico, I	100.00 [kA]
T2	Nivel de Protección, LPL	III
T3	Mínima corriente pico, i	10.00 [kA]
T4	Radio esfera rodante, r	42.00 [m]
T5	Altura Torre	24.00 [m]
T6	Pararrayos tipo Franklin NFPA-780	1 [u]
T7	Sección mínima pararrayos IEC 62305	200 [mm²]
T8	Número de conductores bajantes	2 [u]
T9	Sección mínima conductor Cu desnudo,	50.00 [mm ²]
T10	Calibre conductor bajante	2/0 [AWG]
T11	Terreno tipo	Rocoso, poco profundo
T12	Material de mejoramiento	Tierra orgánica, humus
T13	Resistividad terreno mejorado, ρ	100 [Ωm]
T14	Electrodo de puesta a tierra tipo	Anillo Conductor
T15	Radio anillo conductor, Re	5.00 [m]
T16	Profundidad anillo, d	0.5 [m]

³⁰⁵ IEC 62305-3 Protection against lightning, Sección 5.3.3 Instalación de captadores no aislados, Pág. 37.

³⁰⁶ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

T17	Sección mínima conductor Cu anillo	50.00 [mm ²]
T18	Calibre anillo conductor	2/0 [AWG]

La norma IEC 62305 establece un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra para sistemas de protección contra rayo de 10 [Ω], se presenta en la Tabla 3. 54 el cálculo de la resistencia de puesta a tierra del sistema de protección contra rayos utilizando un electrodo conductor en forma de anillo. Cabe recalcar que estos valores están determinados sin el uso de un compuesto para mejorar la conductividad del suelo, por lo que se consideran como valores bajo la peor condición.

Tabla 3. 54. Resistencia de puesta a tierra, electrodo en anillo conductor San Cristóbal³⁰⁷

ANILLO CONDUCTOR - SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYO		
IEEE STD. 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems		
U1	Mínima resistencia de PAT IEC 62305	10 [Ω]
U2	Diámetro del anillo conductor (2*T15), D	10.00 [m]
U3	Diámetro del conductor, d	0.0105 [m]
U4	Profundidad efectiva (2*T16), s	1.00 [m]
U6	Resistencia de Puesta a Tierra, R	6.40 [Ω]

Se procede en la Tabla 3. 55 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje de malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una resistividad de 4000 [Ω m]³⁰⁸. De igual manera se determinan las condiciones de seguridad para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

³⁰⁷Anexo A.6., Damián Betancourt G.

³⁰⁸IEEE Std 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

Tabla 3. 55. Voltajes de paso y contacto, condiciones de seguridad San Cristóbal³⁰⁹

VOLTAJES PASO Y CONTACTO - SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS			
IEEE STD. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC			
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA			
V1	Resistividad capa superficial (grava sin finos), ρ_s	4000	[Ωm]
V2	Espesor de la capa superficial, h_s	0.15	[m]
V3	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial, C_s	0.78	
V4	Tiempo de despeje de la falla, t_c	1	[s]
V5	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	3077.20	[V]
V6	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	887.05	[V]
VOLTAJE DE MALLA			
V7	Área del anillo conductor, A_a	78.54	[m ²]
V8	Longitud perímetro Anillo, L_{pa}	31.42	[m]
V9	Factor geométrico, n_a	2.00	
V10	Factor geométrico, n_b	0.94	
V11	Factor geométrico, n_c	1.14	
V12	Factor geométrico, n_d	0.71	
V13	Factor geométrico total, n	1.52	
V14	Factor corrección para electrodos en malla, K_{ii}	0.23	
V15	Factor de corrección para profundidad de malla, K_h	1.22	
V16	Factor geométrico para malla, K_m	22.22	
V17	Factor de irregularidad, K_i	0.87	
V18	Largo total de varillas ($N \cdot L_v$), L_R	0.00	[m]
V19	Largo enterrado efectivo, L_M	31.42	[m]
V20	Voltaje de Malla, E_m	614.57	[V]
VOLTAJE DE PASO			
V21	Factor de espaciamiento para voltaje de paso, K_s	0.34	
V22	Distancia efectiva de enterramiento, L_s	23.56	[m]
V23	Voltaje de paso, E_s	1239.52	[V]
CONDICIONES DE SEGURIDAD			
V24	Voltaje paso E_s < Voltaje paso tolerable Estep	1239.52	< 3077.20
V25	Voltaje malla E_m < Voltaje contacto tolerable Etouch	614.57	< 887.05

³⁰⁹ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

La Tabla 3. 56 contiene la puesta a tierra de la torre auto soportada de 24 [m], la cual consta de un anillo conductor de cobre desnudo de radio 3 [m], calibre #2/0 AWG al cual se conecta cada pierna de la torre mediante conductor de cobre desnudo calibre #2/0 AWG.

La norma NFPA-780 establece que se debe equipotenciar la puesta a tierra de la torre auto soportada, con la del sistema de protección contra rayo, mediante dos conductores en oposición, calibre #2/0 AWG, conectados dentro de 61 [cm] a los conductores bajantes del dispositivo captador. Se presenta en la Figura 3. 44 un esquema de la puesta a tierra para la torre y el sistema de protección contra rayos.

Tabla 3. 56. Puesta a tierra torre auto soportada 24 [m], estación San Cristóbal³¹⁰

PUESTA A TIERRA - TORRE AUTOSOPORTADA 24M	
NFPA-780 Estándar para la instalación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas	
W1 Profundidad anillo, d	0.5 [m]
W2 Radio anillo conductor torre	3 [m]
W3 Sección mínima conductor Cu desnudo	50.00 [mm ²]
W4 Calibre anillo conductor	2/0 [AWG]
W5 Conductor equipotencial torre - SPR	2/0 [AWG]
W6 Número de conductores de equipotencial	2 [u]

³¹⁰ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

Símbolo	Componente	Descripción
①	Anillo PAT pararrayos	Cu #2/0AWG
②	Unión bajante - anillo pararrayos	Sold. exotérmica
③	Conductor bajante pararrayos	Cu #2/0AWG
④	Pararrayos	S=200mm ²
⑤	Equipotencial torre - pararrayos	Cu #2/0AWG
⑥	Unión PAT torre - pararrayos	Sold. exotérmica
⑦	Aterrizamiento pierna torre	Cu #2/0AWG
⑧	Unión pierna torre - anillo torre	Sold. exotérmica
⑨	Anillo PAT torre	Cu #2/0AWG

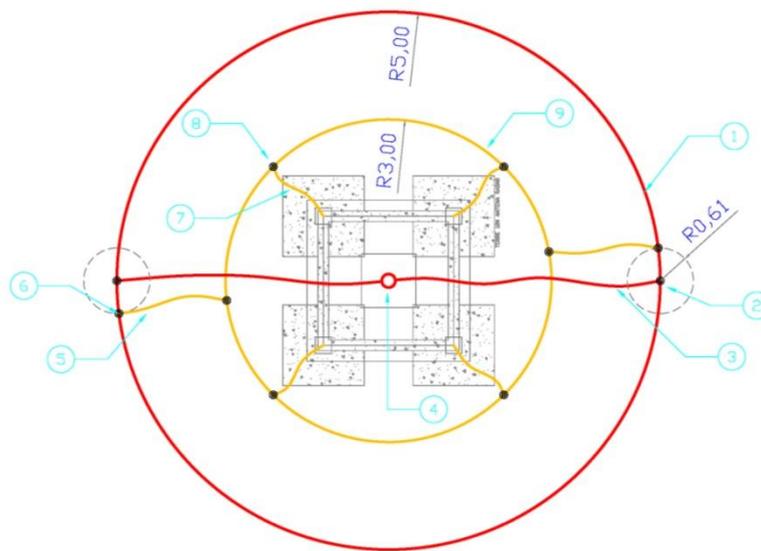


Figura 3. 44. Puesta a tierra torre - sistema de protección contra rayos, estación radar San Cristóbal³¹¹

PUESTA A TIERRA - CASETA DE EQUIPOS

Se diseñó una malla de puesta a tierra mediante el estándar IEEE Std. 80 para la caseta de equipos, presentada en la Tabla 3. 57. Para la corriente de falla, el Std. 80 recomienda usar la máxima corriente de ruptura de las protecciones de los equipos, establecida en la sección 3.3.2 en 5 [kA]. La distancia mínima entre electrodos de la malla será de dos veces su largo, por lo tanto al utilizar una varilla

³¹¹ Anexo B.11, Damián Betancourt G.

de 1.8 [m], las dimensiones mínimas de una malla cuadrada quedan especificadas.

La malla de puesta a tierra queda formada mediante conductores de cobre desnudo calibre #2AWG, que representa una sección mayor a la calculada para el conductor y la malla, por consideraciones de corrosión y esfuerzo mecánico. De igual manera el Std. 80 establece la importante necesidad de equipotenciar las puestas a tierra mediante un conductor con la mayor sección presente en los sistemas, el cual deberá ser de cobre desnudo calibre #2/0AWG. La Figura 3. 45 contiene un esquema del diseño de la malla para la caseta de equipos.

Tabla 3. 57. Puesta a tierra, cuarto de equipos estación San Cristóbal³¹²

MALLA DE PUESTA A TIERRA - CUARTO EQUIPOS	
IEEE Std. 80 Estándar para la seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC	
CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA	
X1 Resistividad terreno mejorado (T13), ρ	100 [Ωm]
X2 Tiempo de despeje de la falla, t_c	1.5 [s]
X3 Corriente de falla a tierra, I	5 [kA]
X4 Constante para materiales conductores (Suelda Exotérmica), K_f	7.06
X5 Constante conversión sección Kcmil a mm ²	1.974
X6 Sección conductor de puesta a tierra	21.90 [mm ²]
X7 Calibre conductor Cu desnudo de puesta a tierra	2 [AWG]
X8 Diámetro del conductor	0.00741 [m]
MALLA DE PUESTA A TIERRA	
X9 Longitud de un electrodo tipo varilla, L_v	1.8 [m]
X10 Número de electrodos tipo varilla (esquinas), N	4 [u]
X11 Largo de la malla, L_x	3.6 [m]
X12 Ancho de malla, L_y	3.6 [m]
X13 Distancia entre conductores, D	1.2 [m]
X14 Longitud del conductor horizontal, L_c	28.8 [m]
X15 Longitud total del conductor, L_t	36 [m]
X16 Área de la malla, A	12.96 [m ²]

³¹²Anexo A.6, Damián Betancourt G.

X17 Profundidad de enterramiento malla, h	0.5 [m]
X18 Resistencia de Puesta a Tierra	12.82 [Ω]

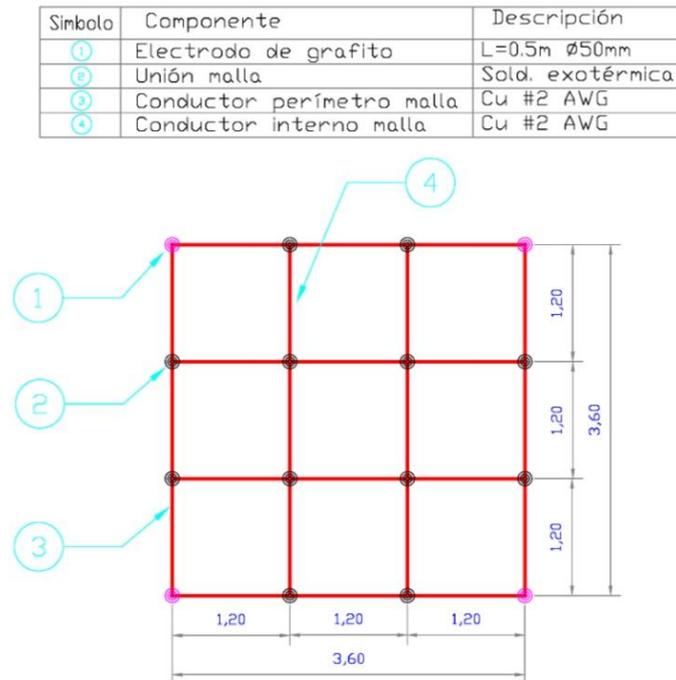


Figura 3. 45. Malla de puesta a tierra, cuarto de equipos estación radar San Cristóbal³¹³

Se procede en la Tabla 3. 58 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje de malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una resistividad de 4000 [Ω m]³¹⁴. De igual manera se determinan las condiciones de seguridad para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

³¹³Anexo B.11, Damián Betancourt G.

³¹⁴IEEE Std 142 Puesta a Tierra de Sistemas Industriales y Comerciales, Tabla 4-2 Pág. 165

Tabla 3. 58. Voltajes de paso y contacto, cuarto de equipos estación radar San Cristóbal³¹⁵

VOLTAJES DE PASO Y CONTACTO - PUESTA A TIERRA CUARTO DE EQUIPOS			
IEEE Std. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC			
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA			
Y1	Resistividad capa superficial (grava sin finos), ps	4000	[Ωm]
Y2	Espesor de la capa superficial, hs	0.15	[m]
Y3	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial, Cs	0.775	
Y4	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	2512.52	[V]
Y5	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	724.27	[V]
VOLTAJE DE MALLA			
Y6	Longitud del perímetro de malla 2*(L1+L2), Lp	14.4	[m]
Y7	Factor geométrico, na	4	
Y8	Factor geométrico para mallas cuadradas, nb	1	
Y9	Factor geométrico para mallas cuadradas, nc	1	
Y10	Factor geométrico para mallas cuadradas, nd	1	
Y11	Factor geométrico total, n	4	
Y12	Factor corrección para electrodos en malla, Kii	1	
Y13	Factor de corrección para profundidad de malla, Kh	1.225	
Y14	Factor geométrico para malla, Km	7.826	
Y15	Factor de irregularidad, Ki	1.236	
Y16	Largo total de varillas (N*Lv), LR	7.2	[m]
Y17	Largo enterrado efectivo, LM	43.07	[m]
Y18	Voltaje de Malla, Em	112.30	[V]
VOLTAJE DE PASO			
Y19	Factor de espaciamiento para voltaje de paso, Ks	0.704	
Y20	Distancia efectiva de enterramiento, Ls	27.72	[m]
Y21	Voltaje de paso, Es	2217.72	[V]
CONDICIONES DE SEGURIDAD			
Y22	Voltaje paso Es < Voltaje paso tolerable Estep	2217.72	< 2512.52
Y23	Voltaje malla Em < Voltaje contacto tolerable Etouch	112.30	< 724.27

3.4.3. ESTACIÓN RADAR PUERTO AYORA, ISLA SANTA CRUZ

³¹⁵Anexo A.6, Damián Betancourt G.

Para la estación radar en Puerto Ayora se presenta los diseños del sistema de protección contra rayo y puesta a tierra para la torre auto soportada de 12 [m] y el sistema de puesta a tierra para el cuarto que alberga los equipos de la estación radar.

Al igual que las secciones 3.4.1 y 3.4.2, para los sistemas de puesta a tierra se propone reemplazar el volumen de terreno destinado para cada malla de puesta a tierra, con tierra orgánica y mejorar la resistividad del terreno con Quibacsol³¹⁶. El producto debe ser aplicado directamente en polvo, alternando capas de Quibacsol y tierra, compactando bien entre capas. Se adjunta en el Anexo D el catálogo de este producto.

Para realizar los diseños se utilizó un valor de resistividad para la tierra orgánica de 100 [Ω m]³¹⁷, lo cual es un valor relativamente alto por lo que se asegura un diseño de puesta a tierra efectivo. Mediante el uso del producto propuesto para mejoramiento del terreno, el fabricante asegura reducir hasta en un 75% el valor de resistividad donde sea aplicado el compuesto³¹⁸.

SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Para esta estación se utilizan los mismos valores correspondientes a un nivel de protección LPL III, la norma IEC 62305 define una corriente pico máxima de 100 [kA] para la descarga de un rayo, con una probabilidad de que el 97% de

³¹⁶ <http://www.procitel.com.ec/tierra.htm>, 15 de mayo de 2012.

³¹⁷ IEEE Std. 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

³¹⁸ http://www.ingesco.com/en/products/proteccion-externa/productos-proteccion-externa?page=shop.product_details&flypage=flypage.tpl&product_id=30&category_id=19, 15 de mayo de 2012.

las descargas sean menores a este valor y una probabilidad del 91 % que sean mayores a 10 [kA].

Para determinar las superficies que necesitan estar protegidas por un dispositivo captador o pararrayos, se aplica el método de la esfera. La Figura 3. 46 presenta el método para la torre de 12 [m] de altura, aplicando una esfera de 42m de radio, correspondiente al nivel LPL III.

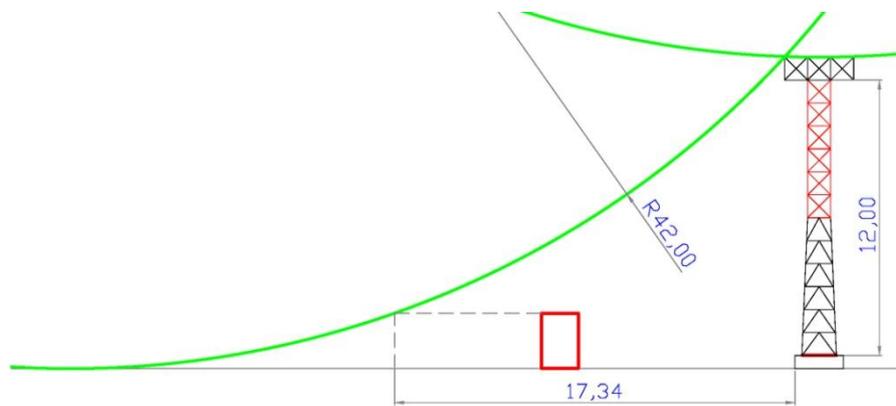


Figura 3. 46. Esfera rodante $r=42[m]$, torre radar $h=12[m]$ ³¹⁹

Se puede observar que es necesario proteger la superficie superior de la plataforma de la torre. Para que el cuarto de equipos se encuentre protegido por el pararrayos, este deberá estar a menos de 17.34 [m] de la torre. Por norma NFPA-780, la torre debe ser puesta a tierra y unida equipotencialmente a la puesta a tierra del pararrayos, por lo que la estructura metálica de la torre actúa también como conductor y contribuye a dividir la corriente y conducir la descarga a tierra.

³¹⁹Fuente: Damián Betancourt G.

Se presenta en la Tabla 3. 59 el diseño del sistema de protección contra rayos para la torre de radar. La sección del dispositivo captador deberá ser 200 [mm²], el cual se conectará con la puesta a tierra mediante dos conductores bajantes de cobre desnudo de calibre #2/0 AWG³²⁰. La puesta a tierra está conformada por un conductor desnudo de cobre en forma de anillo de radio 5 [m], calibre #2/0 AWG, enterrado a una profundidad de 0.5 [m]. Cabe mencionar que la norma establece la sección de los conductores a 50 [mm²]³²¹, pero por consideraciones de corrosión y resistencia mecánica se propone una sección mayor de 67 [mm²] que corresponde al calibre #2/0 AWG. El electrodo de puesta a tierra tipo anillo está recomendado bajo toda circunstancia para terrenos rocosos poco profundos como es el caso³²².

Tabla 3. 59. Diseño del sistema de protección contra rayos, torre estación Santa Cruz³²³

SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS SPR		
IEC 62305 Norma para la protección contra descargas atmosféricas		
T1	Máxima corriente pico, I	100.00 [kA]
T2	Nivel de Protección, LPL	III
T3	Mínima corriente pico, i	10.00 [kA]
T4	Radio esfera rodante, r	42.00 [m]
T5	Altura Torre	12.00 [m]
T6	Pararrayos tipo Franklin	1 [u]
T7	Sección mínima pararrayos	200 [mm²]
T8	Número de conductores bajantes	2 [u]
T9	Sección mínima conductor Cu desnudo,	50.00 [mm ²]
T10	Calibre conductor bajante	2/0 [AWG]
T11	Terreno tipo	Rocoso, poco profundo
T12	Material de mejoramiento	Tierra orgánica, humus
T13	Resistividad terreno mejorado, ρ	100 [Ωm]
T14	Electrodo de puesta a tierra tipo	Anillo Conductor
T15	Radio anillo conductor, Re	5.00 [m]

³²⁰ IEC 62305-3 Protection against lightning, Sección 5.3.3 Instalación de captadores no aislados, Pág. 37.

³²¹ IEC 62305-3 Protection against lightning, Tabla 6 Materiales, configuraciones y secciones mínimas para los conductores y dispositivos captadores. Pág. 53.

³²² IEC 62305-3 Protection against lightning, Sección 5.4.3 Instalación de Electrodo de Puesta a Tierra, Pág. 47.

³²³ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

T16	Profundidad anillo, d	0.5 [m]
T17	Sección mínima conductor Cu anillo	50.00 [mm ²]
T18	Calibre anillo conductor	2/0 [AWG]

La norma IEC 62305 establece un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra para sistemas de protección contra rayo de 10 [Ω]. Se presenta en la Tabla 3. 60 el cálculo de la resistencia de puesta a tierra del sistema de protección contra rayos utilizando un electrodo conductor en forma de anillo. Estos valores están determinados sin el uso de un compuesto para mejorar la conductividad del suelo, por lo que se consideran como valores bajo la peor condición.

Tabla 3. 60. Resistencia de puesta a tierra, electrodo en anillo conductor, Santa Cruz³²⁴

CALCULO RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA - PROTECCIÓN CONTRA RAYOS		
IEEE Std. 142 Puesta a Tierra de Sistemas Industriales y Comerciales		
ANILLO CONDUCTOR - SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYO		
U1	Mínima resistencia de PAT IEC 62305	10 [Ω]
U2	Diámetro del anillo conductor (2*T15), D	10.00 [m]
U3	Diámetro del conductor, d	0.0105 [m]
U4	Profundidad efectiva, s	0.50 [m]
U5	Resistencia de Puesta a Tierra, R	6.40 [Ω]

Se procede en la Tabla 3. 61 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje de malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una resistividad de 4000 [Ω m]³²⁵. Para el tiempo de despeje de falla t_c , la norma IEC 62305 establece un tiempo de duración para el rayo de 1[s]³²⁶. Se verifican las

³²⁴Anexo A.6, Damián Betancourt G.

³²⁵IEEE Std 142 Puesta a Tierra de Sistemas Industriales y Comerciales, Tabla 4-2 Pág. 165

³²⁶IEC 62305-1 Figura A.2 Pág. 61

condiciones de seguridad para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

Tabla 3. 61. Voltajes de paso y contacto, condiciones de seguridad, Santa Cruz³²⁷

VOLTAJES DE PASO Y CONTACTO - SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS			
IEEE Std. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC			
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA			
V1	Resistividad capa superficial (grava sin finos), ρ_s	4000	[Ωm]
V2	Espesor de la capa superficial, h_s	0.15	[m]
V3	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial, C_s	0.78	
V4	Tiempo de despeje de la falla, t_c	1	[s]
V5	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	3077.20	[V]
V6	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	887.05	[V]
VOLTAJE DE MALLA			
V7	Área del anillo conductor, A_a	78.54	[m ²]
V8	Longitud perímetro Anillo, L_{pa}	31.42	[m]
V9	Factor geométrico, n_a	2.00	
V10	Factor geométrico, n_b	0.94	
V11	Factor geométrico, n_c	1.14	
V12	Factor geométrico, n_d	0.71	
V13	Factor geométrico total, n	1.52	
V14	Factor corrección para electrodos en malla, K_{ii}	0.23	
V15	Factor de corrección para profundidad de malla, K_h	1.22	
V16	Factor geométrico para malla, K_m	22.22	
V17	Factor de irregularidad, K_i	0.87	
V18	Largo total de varillas ($N \cdot L_v$), L_R	0.00	[m]
V19	Largo enterrado efectivo, L_M	31.42	[m]
V20	Voltaje de Malla, E_m	614.57	[V]
VOLTAJE DE PASO			
V21	Factor de espaciamento para voltaje de paso, K_s	0.34	
V22	Distancia efectiva de enterramiento, L_s	23.56	[m]
V23	Voltaje de paso, E_s	1239.52	[V]
CONDICIONES DE SEGURIDAD			
V24	Voltaje paso E_s < Voltaje paso tolerable Estep	1239.52	< 3077.20
V25	Voltaje malla E_m < Voltaje contacto tolerable	614.57	< 887.05

³²⁷ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

Etouch

La Tabla 3. 62 contiene la puesta a tierra de la torre auto soportada de 12 [m], la cual consta de un anillo conductor de cobre desnudo de radio 3 [m], calibre #2/0 AWG al cual se conecta cada pierna de la torre mediante conductor de cobre desnudo calibre #2/0 AWG. La norma NFPA-780 establece que se debe equipotenciar la puesta a tierra de la torre auto soportada, con la del sistema de protección contra rayo, mediante dos conductores en oposición, calibre #2/0 AWG, conectados dentro de 61 [cm] a los conductores bajantes del dispositivo captador. Se presenta en la Figura 3. 47 un esquema de la puesta a tierra para la torre y el sistema de protección contra rayos.

Tabla 3. 62. Puesta a tierra torre auto soportada 12 [m], estación Santa Cruz³²⁸

PUESTA A TIERRA - TORRE AUTOSOPORTADA 12M	
NFPA-780 Estándar para la instalación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas	
W1 Profundidad anillo, d	0.5 [m]
W2 Radio anillo conductor torre	3 [m]
W3 Sección mínima conductor Cu desnudo	50.00 [mm ²]
W4 Calibre anillo conductor	2/0 [AWG]
W5 Conductor equipotencial torre - SPR	2/0 [AWG]
W6 Número de conductores de equipotencial	2 [u]

Símbolo	Componente	Descripción
①	Anillo PAT pararrayos	Cu #2/0AWG
②	Unión bajante - anillo pararrayos	Sold. exotérmica
③	Conductor bajante pararrayos	Cu #2/0AWG
④	Pararrayos	S=200mm ²
⑤	Equipotencial torre - pararrayos	Cu #2/0AWG
⑥	Unión PAT torre - pararrayos	Sold. exotérmica
⑦	Aterrizamiento pierna torre	Cu #2/0AWG
⑧	Unión pierna torre - anillo torre	Sold. exotérmica
⑨	Anillo PAT torre	Cu #2/0AWG

³²⁸ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

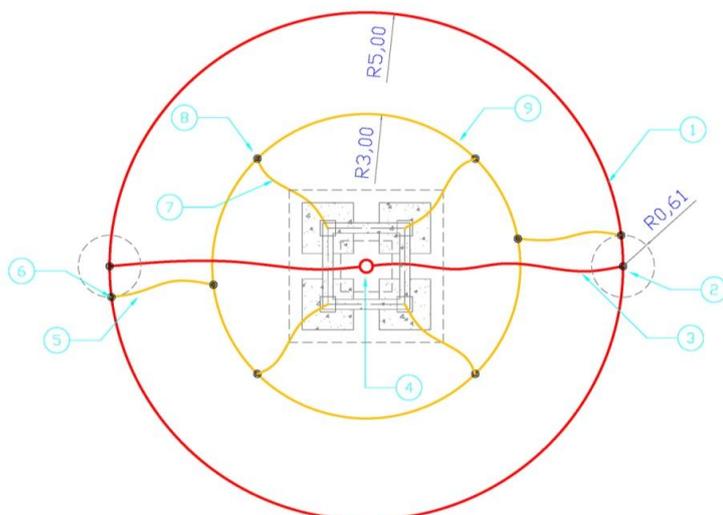


Figura 3. 47. Puesta a tierra torre - sistema de protección contra rayos, estación radar Santa Cruz³²⁹

PUESTA A TIERRA - CASETA DE EQUIPOS

La estación cuenta con una caseta de albergue, para la cual se diseñó una malla de puesta a tierra mediante el estándar IEEE Std. 80, presentada en la Tabla 3. 63. Para la corriente de falla, el Std. 80 recomienda usar la máxima corriente de ruptura de las protecciones de los equipos, establecida en la sección 3.3.1 en 5 [kA]. La distancia mínima entre electrodos de la malla debe ser de dos veces su largo, por lo tanto al utilizar una varilla de 1.8 [m], las dimensiones mínimas de una malla cuadrada quedan especificadas. Cabe mencionar que debido al espacio y la dificultad del terreno, resulta poco aplicable una malla de mayor tamaño, además al realizar el cálculo para mallas de 16 cuadrículas no se obtuvo una reducción significativa del valor de resistencia de puesta a tierra³³⁰.

³²⁹Anexo B12, Damián Betancourt G.

³³⁰Anexo F.1, Damián Betancourt G.

La malla de puesta a tierra queda formada mediante conductores de cobre desnudo calibre #2AWG, que representa una sección mayor a la calculada para el conductor y la malla, por consideraciones de corrosión y esfuerzo mecánico. Las puestas a tierra deben ser equipotenciadas mediante un conductor con la mayor sección presente en los sistemas, el cual deberá ser de cobre desnudo calibre #2/0AWG. La Figura 3. 48 contiene un esquema del diseño de la malla para la caseta de equipos.

Tabla 3. 63. Puesta a tierra, cuarto de equipos estación Santa Cruz³³¹

MALLA DE PUESTA A TIERRA - CUARTO EQUIPOS		
IEEE Std. 80 Estándar para la seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC		
CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA		
X1	Resistividad terreno mejorado (T13), ρ	100 [Ωm]
X2	Tiempo de despeje de la falla, t_c	1.5 [s]
X3	Corriente de falla a tierra, I	5 [kA]
X4	Constante para materiales conductores (Suelda Exotérmica), K_f	7.06
X5	Constante conversión sección Kcmil a mm ²	1.974
X6	Sección conductor de puesta a tierra	21.90 [mm ²]
X7	Calibre conductor Cu desnudo de puesta a tierra	2 [AWG]
X8	Diámetro del conductor	0.00741 [m]
MALLA DE PUESTA A TIERRA		
X9	Longitud de un electrodo tipo varilla, L_v	1.8 [m]
X10	Número de electrodos tipo varilla (esquinas), N	4 [u]
X11	Largo de la malla, L_x	3.6 [m]
X12	Ancho de malla, L_y	3.6 [m]
X13	Distancia entre conductores, D	1.2 [m]
X14	Longitud del conductor horizontal, L_c	28.8 [m]
X15	Longitud total del conductor, L_t	36 [m]
X16	Área de la malla, A	12.96 [m ²]
X17	Profundidad de enterramiento malla, h	0.5 [m]
X18	Resistencia de Puesta a Tierra	12.82 [Ω]

³³¹ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

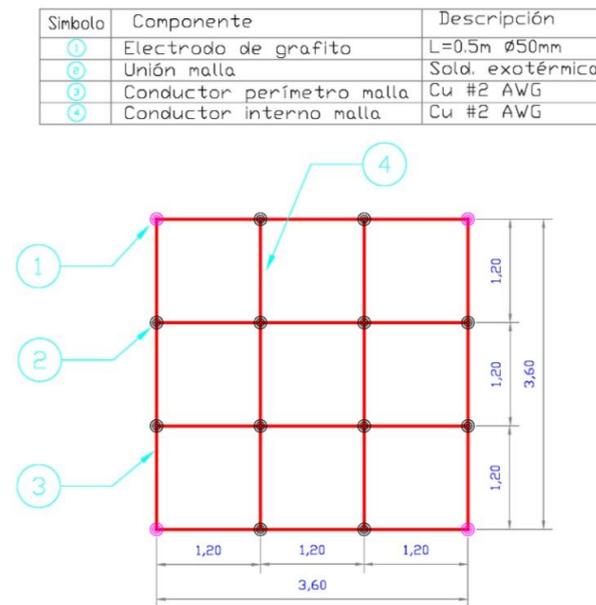


Figura 3. 48. Malla de puesta a tierra, cuarto de equipos estación radar Santa Cruz³³²

Se procede en la Tabla 3. 64 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una resistividad de 4000 [Ω m]³³³. Se determinan las condiciones de seguridad para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

Tabla 3. 64. Voltajes de paso y contacto, cuarto de equipos estación radar Santa Cruz³³⁴

VOLTAJES DE PASO Y CONTACTO - PUESTA A TIERRA CUARTO DE EQUIPOS	
IEEE Std. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC	
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA	
Y1 Resistividad capa superficial (grava sin finos), ps	4000 [Ω m]

³³²Anexo B.12, Damián Betancourt G.

³³³IEEE Std 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

³³⁴Anexo A.6, Damián Betancourt G.

Y2	Espesor de la capa superficial, hs	0.15	[m]
Y3	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial, Cs	0.775	
Y4	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	2512.52	[V]
Y5	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	724.27	[V]
VOLTAJE DE MALLA			
Y6	Longitud del perímetro de malla $2*(L1+L2)$, Lp	14.4	[m]
Y7	Factor geométrico, na	4	
Y8	Factor geométrico para mallas cuadradas, nb	1	
Y9	Factor geométrico para mallas cuadradas, nc	1	
Y10	Factor geométrico para mallas cuadradas, nd	1	
Y11	Factor geométrico total, n	4	
Y12	Factor corrección para electrodos en malla, Kii	1	
Y13	Factor de corrección para profundidad de malla, Kh	1.225	
Y14	Factor geométrico para malla, Km	7.826	
Y15	Factor de irregularidad, Ki	1.236	
Y16	Largo total de varillas $(N*Lv)$, LR	7.2	[m]
Y17	Largo enterrado efectivo, LM	43.07	[m]
Y18	Voltaje de Malla, Em	112.30	[V]
VOLTAJE DE PASO			
Y19	Factor de espaciamiento para voltaje de paso, Ks	0.704	
Y20	Distancia efectiva de enterramiento, Ls	27.72	[m]
Y21	Voltaje de paso, Es	2217.72	[V]
CONDICIONES DE SEGURIDAD			
Y22	Voltaje paso Es < Voltaje paso tolerable Estep	2217.72	< 2512.52
	Voltaje malla Em < Voltaje contacto tolerable		
Y23	Etouch	112.30	< 724.27

3.4.4. ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER, ISLA SANTA CRUZ

Para la estación repetidora en cerro Crocker se presenta los diseños del sistema de protección contra rayo y puesta a tierra para la torre auto soportada de 12 [m] donde se instalará la turbina de viento y el sistema de puesta a tierra para el cuarto que alberga los equipos de telecomunicaciones.

Al igual que las secciones anteriores, para los sistemas de puesta a tierra se propone reemplazar el volumen de terreno destinado para cada malla de puesta a tierra, con tierra orgánica y mejorar la resistividad del terreno con Quibacsol³³⁵. El producto debe ser aplicado directamente en polvo, alternando capas de Quibacsol y tierra, compactando bien entre capas. Se adjunta en el Anexo D.18 el catálogo de este producto.

Para realizar los diseños se utilizó un valor de resistividad para la tierra orgánica de 100 [Ω m]³³⁶, lo cual es un valor relativamente alto por lo que se asegura un diseño de puesta a tierra efectivo. Mediante el uso del producto propuesto para mejoramiento del terreno, el fabricante asegura reducir hasta en un 75% el valor de resistividad donde sea aplicado el compuesto³³⁷.

SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Para esta estación se utilizan los valores correspondientes a un nivel de protección LPL III, la norma IEC 62305 define para la descarga de un rayo, una corriente pico máxima de 100 [kA] y una corriente pico mínima de 10[kA].

Para determinar las superficies que necesitan estar protegidas por un dispositivo captador o pararrayos, se aplica el método de la esfera a todas las construcciones próximas. La Figura 3. 46 presenta el método para la estación Crocker y la torre existente de 12 [m] de altura, aplicando una esfera de 42m de radio, correspondiente al nivel LPL III.

³³⁵ <http://www.procitel.com.ec/tierra.htm>, 15 de mayo de 2012.

³³⁶ IEEE Std 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

³³⁷ http://www.ingesco.com/en/products/proteccion-externa/productos-proteccion-externa?page=shop.product_details&flypage=flypage.tpl&product_id=30&category_id=19, 15 de mayo de 2012.

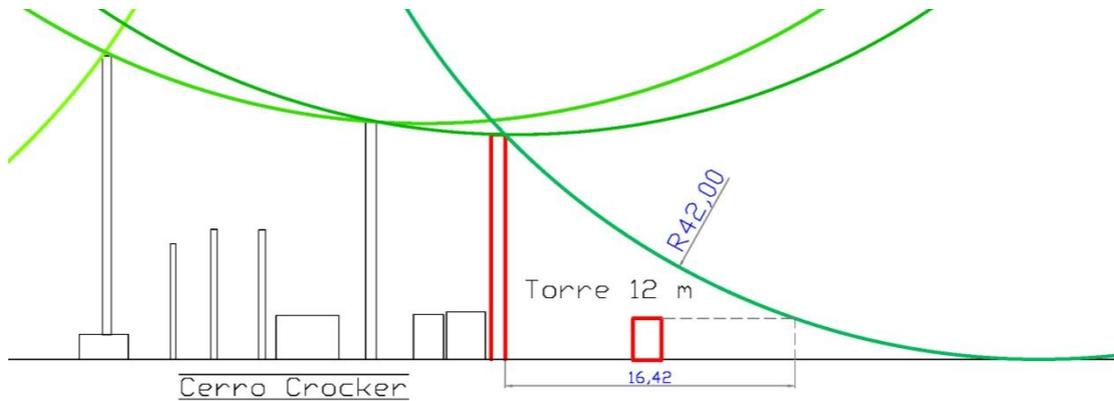


Figura 3. 49. Esfera rodante $r=42[m]$, torre radar $h=12[m]$ ³³⁸

Se puede observar que es necesario proteger la superficie superior de las tres torres, aunque el diseño que precisa el proyecto es de la torre donde se instalará la turbina de viento. La máxima distancia a la que puede estar separado el cuarto de equipos es de 16.42 [m], para estar dentro de la protección del pararrayos. Mediante una inspección al sitio se puede observar que únicamente la torre de mayor altura posee un dispositivo captador, Figura 3. 50.



Figura 3. 50. Cerro Crocker³³⁹

³³⁸Fuente: Damián Betancourt G.

Se presenta en la Tabla 3. 65 el diseño del sistema de protección contra rayos para la torre existente en cerro Crocker. La sección del dispositivo captador deberá ser 200 [mm²], el cual se conectará con la puesta a tierra mediante dos conductores bajantes de cobre desnudo de calibre #2/0 AWG³⁴⁰. La puesta a tierra está conformada por un conductor desnudo de cobre en forma de anillo de radio 5 [m], calibre #2/0 AWG, enterrado a una profundidad de 0.5 [m]. Cabe mencionar que la norma establece la sección de los conductores a 50 [mm²]³⁴¹, pero por consideraciones de corrosión y resistencia mecánica se propone una sección mayor de 67 [mm²] que corresponde al calibre #2/0 AWG. El electrodo de puesta a tierra tipo anillo está recomendado bajo toda circunstancia para terrenos rocosos poco profundos como es el caso³⁴².

Tabla 3. 65. Diseño del sistema de protección contra rayos, torre estación Crocker³⁴³

SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS SPR		
IEC 62305 Norma para la protección contra descargas atmosféricas		
T1	Máxima corriente pico, I	100.00 [kA]
T2	Nivel de Protección, LPL	III
T3	Mínima corriente pico, i	10.00 [kA]
T4	Radio esfera rodante, r	42.00 [m]
T5	Altura Torre	12.00 [m]
T6	Pararrayos tipo Franklin	1 [u]
T7	Sección mínima pararrayos	200 [mm²]
T8	Número de conductores bajantes	2 [u]
T9	Sección mínima conductor Cu desnudo,	50.00 [mm ²]
T10	Calibre conductor bajante	2/0 [AWG]
T11	Terreno tipo	Rocoso, poco profundo
T12	Material de mejoramiento	Tierra orgánica, humus
T13	Resistividad terreno mejorado, ρ	100 [Ωm]

³³⁹Fuente: Damián Betancourt G.

³⁴⁰IEC 62305-3, Sección 5.3.3 Instalación de captadores no aislados, Pág. 37.

³⁴¹IEC 62305-3, Tabla 6 Materiales, configuraciones y secciones mínimas para los conductores y dispositivos captadores. Pág. 53.

³⁴²IEC 62305-3 Protection against lightning, Sección 5.4.3 Instalación de Electrodo de Puesta a Tierra, Pág. 47.

³⁴³Anexo A.6, Damián Betancourt G.

T14	Electrodo de puesta a tierra tipo	Anillo Conductor
T15	Radio anillo conductor, Re	5.00 [m]
T16	Profundidad anillo, d	0.5 [m]
T17	Sección mínima conductor Cu anillo	50.00 [mm ²]
T18	Calibre anillo conductor	2/0 [AWG]

La norma IEC 62305 establece un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra para sistemas de protección contra rayo de 10 [Ω]. Se presenta en la Tabla 3. 66 el cálculo de la resistencia de puesta a tierra del sistema de protección contra rayos utilizando un electrodo conductor en forma de anillo. Estos valores están determinados sin el uso de un compuesto para mejorar la conductividad del suelo, por lo que se consideran como valores bajo la peor condición.

Tabla 3. 66. Resistencia de puesta a tierra, electrodo en anillo conductor, Cerro Crocker³⁴⁴

ANILLO CONDUCTOR - SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYO		
IEEE Std. 142 Puesta a Tierra de Sistemas Industriales y Comerciales		
U1	Mínima resistencia de PAT IEC 62305	10 [Ω]
U2	Diámetro del anillo conductor (2*T15), D	10.00 [m]
U3	Diámetro del conductor, d	0.0105 [m]
U4	Profundidad efectiva, s	0.50 [m]
U5	Resistencia de Puesta a Tierra, R	6.40 [Ω]

Se procede en la Tabla 3. 67 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje de malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una resistividad de 4000 [Ω m]³⁴⁵. Para el tiempo de despeje de falla t_c , la norma IEC

³⁴⁴Anexo A.6, Damián Betancourt G.

³⁴⁵IEEE Std 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

62305 establece un tiempo de duración para el rayo de 1[s]³⁴⁶. Se verifican las condiciones de seguridad para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

Tabla 3. 67. Voltajes de paso y contacto, condiciones de seguridad, Cerro Crocker³⁴⁷

VOLTAJES PASO Y CONTACTO - SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS		
IEEE Std. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC		
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA		
V1	Resistividad capa superficial (grava sin finos), ps	4000 [Ω m]
V2	Espesor de la capa superficial, hs	0.15 [m]
V3	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial, Cs	0.78
V4	Tiempo de despeje de la falla, tc	1 [s]
V5	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	3077.20 [V]
V6	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	887.05 [V]
VOLTAJE DE MALLA		
V7	Área del anillo conductor, Aa	78.54 [m ²]
V8	Longitud perímetro Anillo, Lpa	31.42 [m]
V9	Factor geométrico, na	2.00
V10	Factor geométrico, nb	0.94
V11	Factor geométrico, nc	1.14
V12	Factor geométrico, nd	0.71
V13	Factor geométrico total, n	1.52
V14	Factor corrección para electrodos en malla, Kii	0.23
V15	Factor de corrección para profundidad de malla, Kh	1.22
V16	Factor geométrico para malla, Km	22.22
V17	Factor de irregularidad, Ki	0.87
V18	Largo total de varillas (N*Lv), LR	0.00 [m]
V19	Largo enterrado efectivo, LM	31.42 [m]
V20	Voltaje de Malla, Em	614.57 [V]
VOLTAJE DE PASO		
V21	Factor de espaciamiento para voltaje de paso, Ks	0.34
V22	Distancia efectiva de enterramiento, Ls	23.56 [m]
V23	Voltaje de paso, Es	1239.52 [V]
CONDICIONES DE SEGURIDAD		

³⁴⁶ IEC 62305-1 Protection against lightning, Figura A.2 Pág. 61

³⁴⁷ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

V24	Voltaje paso Es < Voltaje paso tolerable Estep	1239.52	<	3077.20
	Voltaje malla Em < Voltaje contacto tolerable			
V25	Etouch	614.57	<	887.05

La Tabla 3. 68 contiene la puesta a tierra de la torre existente de 12 [m], la cual consta de un anillo conductor de cobre desnudo de radio 3 [m], calibre #2/0 AWG, donde se conecta cada pierna de la torre mediante conductor de cobre desnudo calibre #2/0 AWG. La norma NFPA-780 establece que se debe equipotenciar la puesta a tierra de la torre auto soportada, con la del sistema de protección contra rayo, mediante dos conductores en oposición, calibre #2/0 AWG, conectados dentro de 61 [cm] a los conductores bajantes del dispositivo captador. Se presenta en la Figura 3. 51 un esquema de la puesta a tierra para la torre y el sistema de protección contra rayos.

Tabla 3. 68. Puesta a tierra torre auto soportada 12 [m], estación Crocker³⁴⁸

PUESTA A TIERRA - TORRE AUTOSOPORTADA 12m	
NFPA-780 Estándar para la instalación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas	
W1 Profundidad anillo, d	0.5 [m]
W2 Radio anillo conductor torre	1.5 [m]
W3 Sección mínima conductor Cu desnudo	50.00 [mm ²]
W4 Calibre anillo conductor	2/0 [AWG]
W5 Conductor equipotencial torre - SPR	2/0 [AWG]
W6 Número de conductores de equipotencial	2 [u]

Simbolo	Componente	Descripción
①	Anillo PAT pararrayos	Cu #2/0AWG
②	Unión bajante - anillo pararrayos	Sold. exotérmica
③	Conductor bajante pararrayos	Cu #2/0AWG
④	Pararrayos	S=200mm ²
⑤	Equipotencial torre - pararrayos	Cu #2/0AWG
⑥	Unión PAT torre - pararrayos	Sold. exotérmica
⑦	Aterrizamiento pierna torre	Cu #2/0AWG
⑧	Unión pierna torre - anillo torre	Sold. exotérmica
⑨	Anillo PAT torre	Cu #2/0AWG

³⁴⁸Anexo A.6, Damián Betancourt G.

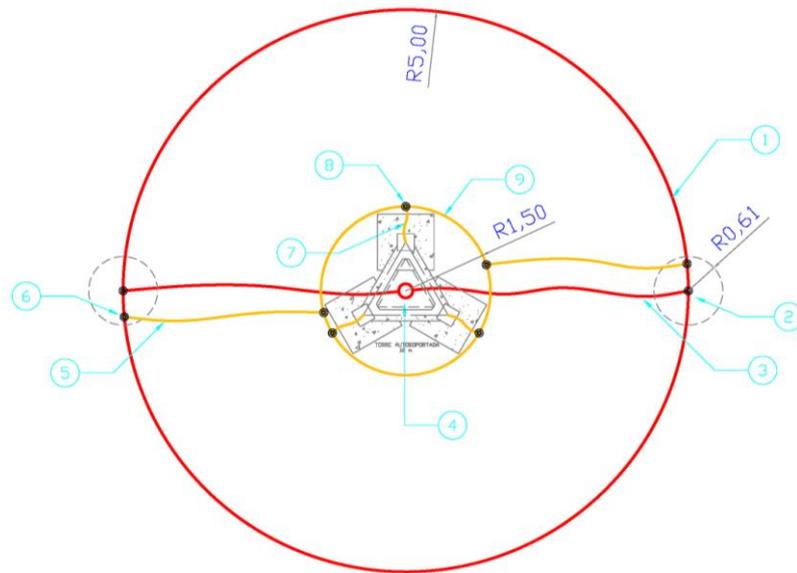


Figura 3. 51. Puesta a tierra torre - sistema de protección contra rayos, estación Crocker³⁴⁹

PUESTA A TIERRA - CASETA DE EQUIPOS

La estación cuenta con una caseta de albergue, para la cual se diseñó una malla de puesta a tierra mediante el estándar IEEE Std. 80, presentada en la Tabla 3. 69. Para la corriente de falla, el Std. 80 recomienda usar la máxima corriente de ruptura de las protecciones de los equipos, establecida en la sección 3.3.1 en 5 [kA]. La distancia mínima entre electrodos de la malla debe ser de dos veces su largo, por lo tanto al utilizar una varilla de 1.8 [m], las dimensiones mínimas de una malla cuadrada quedan especificadas. Cabe mencionar que debido al espacio y la dificultad del terreno, resulta poco aplicable una malla de mayor tamaño, además al realizar el cálculo para mallas de 16 cuadrículas no se obtuvo una reducción significativa del valor de resistencia de puesta a tierra³⁵⁰.

³⁴⁹Anexo B.13, Damián Betancourt G.

³⁵⁰Anexo F.1, Damián Betancourt G.

La malla de puesta a tierra queda formada mediante conductores de cobre desnudo calibre #2AWG, que representa una sección mayor a la calculada para el conductor y la malla, por consideraciones de corrosión y esfuerzo mecánico. Las puestas a tierra deben ser equipotenciadas mediante un conductor con la mayor sección presente en los sistemas, el cual deberá ser de cobre desnudo calibre #2/0AWG. La Figura 3. 52 contiene un esquema del diseño de la malla para la caseta de equipos.

Tabla 3. 69. Puesta a tierra, cuarto de equipos estación Crocker³⁵¹

MALLA DE PUESTA A TIERRA - CUARTO EQUIPOS		
IEEE Std. 80 Estándar para la seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC		
CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA		
X1	Resistividad terreno mejorado (T13), ρ	100 [Ωm]
X2	Tiempo de despeje de la falla, t_c	1.5 [s]
X3	Corriente de falla a tierra, I	5 [kA]
X4	Constante para materiales conductores (Suelda Exotérmica), K_f	7.06
X5	Constante conversión sección Kcmil a mm ²	1.974
X6	Sección conductor de puesta a tierra	21.90 [mm ²]
X7	Calibre conductor Cu desnudo de puesta a tierra	2 [AWG]
X8	Diámetro del conductor	0.00741 [m]
MALLA DE PUESTA A TIERRA		
X9	Longitud de un electrodo tipo varilla, L_v	1.8 [m]
X10	Número de electrodos tipo varilla (esquinas), N	4 [u]
X11	Largo de la malla, L_x	3.6 [m]
X12	Ancho de malla, L_y	3.6 [m]
X13	Distancia entre conductores, D	1.2 [m]
X14	Longitud del conductor horizontal, L_c	28.8 [m]
X15	Longitud total del conductor, L_t	36 [m]
X16	Área de la malla, A	12.96 [m ²]
X17	Profundidad de enterramiento malla, h	0.5 [m]
X18	Resistencia de Puesta a Tierra	12.82 [Ω]

³⁵¹ Anexo A.6, Damián Betancourt G.

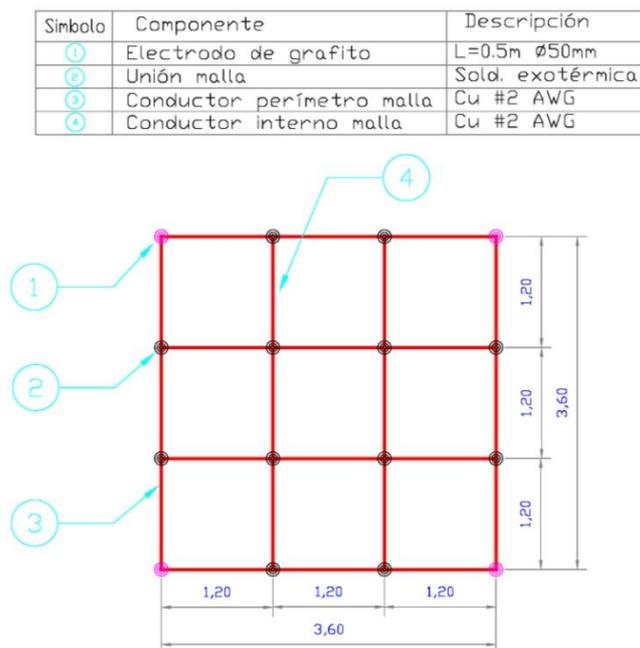


Figura 3. 52. Malla de puesta a tierra, cuarto de equipos estación Crocker³⁵²

Se procede en la Tabla 3. 70 a calcular los valores de voltaje de paso y contacto tolerables para una persona de 70 [kg], para posteriormente calcular los valores de voltaje malla y paso. Para el cálculo del coeficiente c_s , se propone una capa de 15 [cm] de grava como material de superficie, el cual tiene una resistividad de 4000 [Ω m]³⁵³. Se determinan las condiciones de seguridad para finalizar el diseño, el voltaje de malla debe ser menor al voltaje de contacto tolerable y el voltaje de paso debe ser menor al voltaje de paso tolerable.

Tabla 3. 70. Voltajes de paso y contacto, cuarto de equipos estación Crocker³⁵⁴

VOLTAJES DE PASO Y CONTACTO - PUESTA A TIERRA CUARTO DE EQUIPOS
IEEE Std. 80 Seguridad en puestas a tierra de subestaciones AC
CARACTERÍSTICAS DE LA SUPERFICIE DE LA MALLA

³⁵²Anexo B.13, Damián Betancourt G.

³⁵³IEEE Std 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Tabla 4-2 Pág. 165

³⁵⁴Anexo A.6, Damián Betancourt G.

Y1	Resistividad capa superficial (grava sin finos), ρ_s	4000	[Ωm]
Y2	Espesor de la capa superficial, h_s	0.15	[m]
Y3	Coeficiente en función del terreno y la capa superficial, C_s	0.775	
Y4	Voltaje de paso tolerable para persona de 70kg, Estep	2512.52	[V]
Y5	Voltaje de contacto tolerable para persona 70kg, Etouch	724.27	[V]
VOLTAJE DE MALLA			
Y6	Longitud del perímetro de malla $2*(L1+L2)$, L_p	14.4	[m]
Y7	Factor geométrico, n_a	4	
Y8	Factor geométrico para mallas cuadradas, n_b	1	
Y9	Factor geométrico para mallas cuadradas, n_c	1	
Y10	Factor geométrico para mallas cuadradas, n_d	1	
Y11	Factor geométrico total, n	4	
Y12	Factor corrección para electrodos en malla, K_{ii}	1	
Y13	Factor de corrección para profundidad de malla, K_h	1.225	
Y14	Factor geométrico para malla, K_m	7.826	
Y15	Factor de irregularidad, K_i	1.236	
Y16	Largo total de varillas ($N*L_v$), L_R	7.2	[m]
Y17	Largo enterrado efectivo, L_M	43.07	[m]
Y18	Voltaje de Malla, E_m	112.30	[V]
VOLTAJE DE PASO			
Y19	Factor de espaciamento para voltaje de paso, K_s	0.704	
Y20	Distancia efectiva de enterramiento, L_s	27.72	[m]
Y21	Voltaje de paso, E_s	2217.72	[V]
CONDICIONES DE SEGURIDAD			
Y22	Voltaje paso E_s < Voltaje paso tolerable Estep	2217.72	< 2512.52
	Voltaje malla E_m < Voltaje contacto tolerable		
Y23	Etouch	112.30	< 724.27

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE COSTOS

Es importante ubicar el estudio presentado por este documento en la magnitud del Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la Reserva Marina de Galápagos, el cual cuenta con una inversión de \$ 480000 USD destinados a establecer, en la segunda reserva marina más grande del planeta, el primer sistema de control y vigilancia electrónica encargado de proteger 140000km² de reserva marina. Los diseños planteados en este proyecto de grado aseguran el concepto de protección de la Reserva Marina de Galápagos (RMG) mediante una densidad de inversión de 1.34 dólares por cada kilometro cuadrado destinados a la conexión y protección eléctrica de las estaciones, Tabla 4. 1. Este costo resulta despreciable frente a la importancia e infinito valor de la RMG.

Tabla 4. 1. Análisis costo vs RMG³⁵⁵

Área RMG:	140 000.00	[km2]
Población:	20 000.00	[Hab]
Visitantes:	170 000.00	[Pax]
Consumo Energía:	11 122.06	[VA]

	\$	\$/Hab	\$/Visitante	\$/km2	W/km2
Proyecto:	\$ 480 000.00	\$ 24.00	\$ 2.82	\$ 3.43	0.07
Componente:	\$ 187 631.45	\$ 9.38	\$ 1.10	\$ 1.34	

Proyecto: Proyecto de Control & Vigilancia por Radares para la RMG

³⁵⁵Damián Betancourt G

Componente: Sistemas de alimentación principal, sistemas redundantes y protección

Para realizar el estudio de costos de los sistemas que componen el proyecto, se empleó un análisis mediante precios unitarios para llegar a establecer el presupuesto total. Previamente se establecen las cantidades de obra para cada rubro de la estación.

Para encontrar el precio unitario de cada rubro se determinan los precios unitarios de los materiales correspondientes, maquinaria y herramientas aplicables, mano de obra necesaria. De esta manera se encuentra el precio para realizar la unidad de una actividad determinada. El Anexo G contiene todos los rubros, cantidad de obra, precios unitarios, costo hora de maquinaria, lista de materiales, equipo y mano de obra, programación de actividades y cronograma. Se presenta en la Tabla 4. 2 la lista de materiales total del proyecto, las cotizaciones de los proveedores se encuentran en el Anexo H.1.

Tabla 4. 2. Lista valorada de materiales³⁵⁶

V MATERIALES					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	PRECIO UNIT	CANT	PRECIO TOTAL
m1	Abrazadera galv 38x4x140-160mm	u	\$ 6.33	1.00	\$ 6.33
m2	Accesorios conduit	glb.	\$ 0.25	114.60	\$ 28.65
m3	Accesorios conexión eléctrica	glb.	\$ 0.60	50.00	\$ 30.00
m4	Acelerante hormigón	kg	\$ 4.50	29.70	\$ 133.65
m5	Acero	kg	\$ 1.60	708.60	\$ 133.76
m6	Adoquín	u	\$ 1.20	4275.00	\$ 5130.00
m7	Agua	m3	\$ 2.50	58.34	\$ 145.85
m8	Alambre #18	kg	\$ 2.20	14.57	\$ 32.05
m9	Anclaje mástil galvanizado	u	\$ 28.90	4.00	\$ 115.60
m10	Arandela de presión	u	\$ 0.90	15.00	\$ 13.50

³⁵⁶Anexo G.4, Damián Betancourt

m11	Arandela plana	u	\$ 0.60	15.00	\$ 9.00
m12	Arena	m3	\$ 20.00	44.15	\$ 883.00
m13	Barra Cu perforada 8mm	u	\$ 27.00	9.00	\$ 243.00
			\$		\$ 13
m14	Baterías VRLA 180Ah 12VDC	u	295.00	45.00	275.00
m15	Bombilla fluorescente 30W	u	\$ 3.60	8.00	\$ 28.80
m16	Boquilla Caucho 110VAC 15A	u	\$ 1.20	8.00	\$ 9.60
m17	Cabezal pararrayos d1pulg	u	\$ 6.70	4.00	\$ 26.80
					\$ 11
m18	Cable Cu XLPE 15kV, #2AWG	m	\$ 12.97	883.50	459.00
m19	Cabo plástico	kg	\$ 12.00	5.00	\$ 60.00
m20	Suelda exotérmica Cadweld	kg	\$ 76.00	1.41	\$ 107.16
m21	Caja PAT PVC 0.6x0.6x0.6m	u	\$ 38.00	4.00	\$ 152.00
m22	Cajetín octogonal plástico	u	\$ 0.76	8.00	\$ 6.08
m23	Cajetín rectangular plástico	u	\$ 0.67	22.00	\$ 14.74
			\$ 1		\$ 4
m24	Cargador HQ Charles 85A 12VDC	u	619.00	3.00	857.00
m25	Cemento	sc	\$ 12.00	67.90	\$ 814.80
m26	Clavos	kg	\$ 2.80	10.00	\$ 28.00
m27	Codo radio grande d4pulg	u	\$ 27.90	1.00	\$ 27.90
m28	Codo reversible	u	\$ 23.56	2.00	\$ 47.12
m29	Codo reversible d4pulg	u	\$ 31.34	1.00	\$ 31.34
					\$ 3
m30	Compuesto mineral Quibacsol	10kg	\$ 66.00	53.08	503.28
m31	Conductor AAAC 1/0	m	\$ 11.03	6.00	\$ 66.18
m32	Conductor Cu SGT #1/0AWG	m	\$ 7.98	33.60	\$ 268.13
m33	Conductor Cu SGT #4AWG	m	\$ 5.67	31.80	\$ 180.31
m34	Conductor Cu THW #12AWG	m	\$ 0.67	70.00	\$ 46.90
m35	Conductor Cu TTU #1/0AWG x3	m	\$ 11.68	54.00	\$ 630.72
m36	Conductor Cu TTU #4AWG x3	m	\$ 4.91	18.00	\$ 88.38
m37	Conductor Cu TTU #8AWG	m	\$ 1.98	364.62	\$ 721.95
m38	Conductor Cu TW #12AWG	m	\$ 0.67	174.00	\$ 116.58
					\$ 7
m39	Conductor Cu desnudo #2/0AWG	m	\$ 15.15	499.16	562.27
					\$ 1
m40	Conductor Cu desnudo #2AWG	m	\$ 7.53	170.00	280.10
m41	Conductor Cu desnudo #8AWG	m	\$ 4.56	6.00	\$ 27.36
m42	Conduit flexible 0.5pulg	100m	\$ 12.00	0.89	\$ 10.68
m43	Conduit flexible 1.5pulg	100m	\$ 23.00	0.18	\$ 4.14
m44	Conduit flexible 1pulg	100m	\$ 20.00	0.06	\$ 1.20
m45	Conector Cu PAT a martillo	u	\$ 7.60	7.00	\$ 53.20
			\$		
m46	Conector codo 15kVA 2AWG	u	122.54	3.00	\$ 367.62
m47	Conector insert 15kVA 200A	u	\$	3.00	\$ 311.31

			103.77		
			\$ 3		\$ 3
m48	Controlador hibrido 3kW Zonhan	u	800.00	1.00	800.00
m49	Correa perfil C 50x25x3mm	6m	\$ 19.08	6.00	\$ 114.48
m50	Correa perfil G 100x50x15x3mm	6m	\$ 36.09	2.00	\$ 72.18
			\$		
m51	Cruceta galv L75x75x6x2400mm	u	109.23	1.00	\$ 109.23
m52	Descargador polimérico 10kV	u	\$ 69.30	3.00	\$ 207.90
			\$		
m53	Disp. Captador Franklin 200mm2	u	230.00	4.00	\$ 920.00
m54	Disyuntor BlueSea 1polo 100A	u	\$ 35.35	3.00	\$ 106.05
m55	Disyuntor BlueSea 1polo 15A	u	\$ 12.09	9.00	\$ 108.81
m56	Disyuntor BlueSea 1polo 25A	u	\$ 13.95	1.00	\$ 13.95
m57	Disyuntor BlueSea 1polo 40A	u	\$ 21.63	2.00	\$ 43.26
m58	Disyuntor BlueSea 1polo 5A	u	\$ 13.10	12.00	\$ 157.20
m59	Disyuntor BlueSea 1polo 80A	u	\$ 35.35	1.00	\$ 35.35
m60	Disyuntor BlueSea 1polo 8A	u	\$ 13.10	3.00	\$ 39.30
m61	Disyuntor BlueSea 2polos 20A	u	\$ 30.55	2.00	\$ 61.10
m62	Disyuntor BlueSea 3polos 10A	u	\$ 30.25	1.00	\$ 30.25
m63	Electrodo de suelda 60-11	11kg	\$ 72.60	0.02	\$ 1.45
m64	Electrodo grafito L500mm e50mm	u	\$ 46.00	16.00	\$ 736.00
m65	Fusible tipo K 2A	u	\$ 26.70	3.00	\$ 80.10
			\$		
m66	Generador Zonhan 750W 24VDC	u	990.00	1.00	\$ 990.00
m67	Grapas derivación Al	u	\$ 5.60	6.75	\$ 37.80
m68	Interruptor simple	u	\$ 1.55	8.00	\$ 12.40
			\$		
m69	Inversor SAMLEX 300W 12VDC	u	236.70	3.00	\$ 710.10
			\$		
m70	Inversor SAMLEX 300W 24VDC	u	233.56	1.00	\$ 233.56
			\$		
m71	Medidor clase 100, 13A, AR	u	200.00	2.00	\$ 400.00
			\$		
m72	Medidor clase 100, 16A, AR	u	350.00	1.00	\$ 350.00
			\$		\$ 2
m73	Modulo FV Lorentz 175Wp 24VDC	u	395.00	6.00	370.00
m74	Molde cadweld	u	\$ 60.00	2.96	\$ 177.60
m75	Perno Cu d1pulg L1.5pulg	u	\$ 5.00	15.00	\$ 75.00
m76	Pernos a galv d3/8pulg L3/4pug	kg	\$ 10.00	1.00	\$ 10.00
m77	Pie amigo galv 38x38x6x700mm	u	\$ 29.11	4.00	\$ 116.44
m78	Piedra	m3	\$ 20.00	0.40	\$ 8.00
m79	Pintura anticorrosiva	Gl.	\$ 15.00	0.25	\$ 3.75
m80	Piola	rollo	\$ 2.50	2.85	\$ 7.13
					\$ 4
m81	Ripio	m3	\$ 38.00	129.42	917.96

m82	Seccionador 15kV 100A	u	\$ 128.85	3.00	\$ 386.55
m83	Sujetador no aislado Cu	u	\$ 23.50	29.24	\$ 687.14
m84	Tabla encofrado	u	\$ 4.00	65.00	\$ 260.00
m85	Tablero distribución 6x2 slots	u	\$ 101.33	4.00	\$ 405.32
m86	Tablero fabricación nacional	u	\$ 90.00	1.00	\$ 90.00
m87	Tablero para medidor	u	\$ 50.00	3.00	\$ 150.00
m88	Tapa cajetín octogonal plástico	u	\$ 0.20	8.00	\$ 1.60
m89	Terminal Cu #2AWG	u	\$ 1.90	5.00	\$ 9.50
m90	Terminales 15kV #2AWG exterior	u	\$ 44.47	3.00	\$ 133.41
m91	Terminales Cu #1/0AWG	u	\$ 5.30	180.00	\$ 954.00
m92	Terminales Cu #2/0AWG	u	\$ 19.80	9.00	\$ 178.20
m93	Terminales Cu #8AWG	u	\$ 12.56	1.80	\$ 22.61
m94	Tierra orgánica humus	m3	\$ 60.00	265.40	\$ 15 924.00
m95	Tiras madera	u	\$ 1.00	28.50	\$ 28.50
m96	Tomacorriente polarizado 110V	u	\$ 1.75	14.00	\$ 24.50
m97	Transformador PM 30kVA 3F	u	\$ 692.00	1.00	\$ 5 692.00
m98	Tubo Conduit pesado 1.5pulg	3m	\$ 2.23	15.84	\$ 35.32
m99	Tubo PVC 116psi, d110mm	6m	\$ 48.00	47.59	\$ 2 284.32
m100	Tubo galv d1pulg e8mm L2m	u	\$ 43.20	4.00	\$ 172.80
m101	Tubo rígido galv L6m d4pulg	6m	\$ 86.33	2.26	\$ 195.11
m102	Tubo salida PVC 2pulg	m	\$ 5.60	1.00	\$ 5.60
m103	Varilla Copperweld L1.8m d5/8	u	\$ 11.01	7.00	\$ 77.07

TOTAL =	\$ 98 863.93
----------------	---------------------

La maquinaria y herramienta empleada comprende el equipo necesario para realizar las tareas de instalación del proyecto, en la estación de San Cristóbal es preciso considerar una grúa motorizada para el soterramiento del cable de media tensión, el cual debido a su longitud llega a pesar alrededor de 256 [kg]. La instalación en la estación repetidora cerro Crocker requiere de herramientas eléctricas para lo cual se debe emplear un generador termoeléctrico portable. Para todas las estaciones se toman las consideraciones menores

requeridas, transporte, desalojo, costo-hora³⁵⁷, entre otros. Se presenta en la Tabla 4. 3 la lista de herramienta y maquinaria del proyecto.

Tabla 4. 3 Lista de herramienta y maquinaria³⁵⁸

HERRAMIENTA Y MAQUINARIA			
DESCRIPCIÓN	COSTO x HORA	HORAS-EQUIPO	TOTAL
Camión desalojo	\$ 37.00	56.56	\$ 2092.72
Camioneta	\$ 19.00	38.8	\$ 737.20
Compactador	\$ 3.00	450.12	\$ 1350.36
Generador Yamaha 60A	\$ 7.00	32	\$ 224.00
Grúa	\$ 128.00	24.8	\$ 3174.40
Herramienta manual	\$ 1.00	1242.04	\$ 1242.04
Soldadora eléctrica Lincoln	\$ 2.00	16	\$ 32.00
Tecla Yale 2ton	\$ 2.00	16	\$ 32.00
Tronzadora	\$ 1.00	5	\$ 5.00
TOTAL =			\$ 8 889.72

Se presenta en la siguiente tabla la mano de obra requerida, Tabla 4. 4. Para los valores de salario real se emplearon los salarios mínimos por ley descritos por la Contraloría General del Estado para el año 2012, aplicando las consideraciones necesarias para la región.

Tabla 4. 4. Lista de mano de obra³⁵⁹

MANO DE OBRA				
DESCRIPCIÓN	CAT.	SAL. REAL x HORA	HORAS-HOMBRE	TOTAL
Chofer		\$ 8.11	87.36	\$ 708.49

³⁵⁷ Merino, Wilfrido, Costos de Construcción Pesada, Pág. 37-47

³⁵⁸ Anexo G.5, Damián Betancourt

³⁵⁹ Anexo G.6, Damián Betancourt

Operador Grúa	1	\$ 11.25	24.80	\$ 279.00
Ayudante electricista	II	\$ 5.18	292.65	\$ 1515.93
Ayudante	II	\$ 5.18	4804.66	\$ 24888.14
Ayudante maquina	II	\$ 5.18	24.80	\$ 128.46
Ayudante soldador	II	\$ 5.18	8.00	\$ 41.44
Albañil	III	\$ 5.24	922.31	\$ 4832.90
Electricista	III	\$ 5.24	287.11	\$ 1504.46
Soldador	IV	\$ 7.50	8.00	\$ 60.00
Maestro Obra	V	\$ 8.75	299.36	\$ 2619.40

TOTAL				\$ 36578.22
--------------	--	--	--	--------------------

Finalmente para el cálculo del presupuesto total, se determina el porcentaje de costos indirectos, detallado en la Tabla 4. 5. Es importante especificar que el costo indirecto es un porcentaje del costo directo y no del costo total. De esta manera el costo total CT de un proyecto queda definido como el costo directo CD (sumatoria de materiales, herramienta – maquinaria y mano de obra), más un porcentaje del costo directo %CD. Los costos indirectos comprenden los gastos de ingeniería y dirección de obra, gastos administrativos, servicios públicos, garantías para contratación, seguros y utilidad.

Tabla 4. 5. Costo indirecto³⁶⁰

COMPONENTES DEL COSTO INDIRECTO	VALOR	%CD
DIRECCIÓN DE OBRA	\$ 12 000.00	8.3%
ADMINISTRATIVOS	\$ 400.00	0.3%
LOCALES PROVISIONALES	\$ 1 000.00	0.7%
VEHÍCULOS	\$ 4 000.00	2.8%
SERVICIOS PÚBLICOS	\$ 500.00	0.3%
GARANTÍAS	\$ 5 628.94	3.9%
SEGUROS	\$ 2 000.00	1.4%
COSTOS FINANCIEROS		0.0%
PREVENCIÓN DE ACCIDENTES	\$ 1 000.00	0.7%

³⁶⁰ Anexo G.3, Damián Betancourt

UTILIDAD	\$ 16 770.62	11.6%
TOTAL DE INDIRECTOS	\$ 43 299.56	30.0%
Directos	\$ 144 331.88	CD
Indirectos	\$ 43 299.56	%CD
Costo proyecto:	\$ 187 631.45	CT=CD+%CD

La Tabla 4. 6 contiene el presupuesto total del proyecto, detallando los rubros de cada estación, su cantidad de obra y precio unitario. Cabe resaltar que el porcentaje de costos indirectos esta aplicado al precio unitario de cada rubro, la suma total resulta en el costo total del proyecto.

Tabla 4. 6. Presupuesto referencial del proyecto³⁶¹

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANT	UNITARIO	TOTAL
A.	ESTACIÓN RADAR ISABELA				
A.1.	Sistema Alimentación Principal				
A.1.1.	Acometida en Baja Tensión:				
1	Línea acometida Baja tensión aérea	(m)	24.00	\$ 10.28	\$ 246.72
2	Columna hormigón armado para recepción línea acometida (inc. tablero y tubo rígido)	(glb)	1.00	\$ 384.20	\$ 384.20
3	Colocación Medidor de Energía y Equipamiento Tablero	(u)	1.00	\$ 326.52	\$ 326.52
4	Línea acometida a tablero distribución (soterrada)	(m)	6.00	\$ 49.28	\$ 295.68
5	Iluminación Caseta	(pto)	2.00	\$ 47.50	\$ 95.00
6	Tomacorrientes polarizados caseta	(pto)	4.00	\$ 42.87	\$ 171.48
A.2.	Sistema Alimentación Redundante				
7	Provisión e Instalación Equipo Cargador/Fuente	(u)	1.00	\$ 2 131.01	\$ 2 131.01
8	Provisión e Instalación Banco de #7 Baterías	(glb)	1.00	\$ 3 023.30	\$ 3 023.30
9	Provisión e Instalación Equipo Inversor	(u)	1.00	\$ 328.83	\$ 328.83
A.3.	Sistema de Protecciones				

³⁶¹ Anexo G.1, Damián Betancourt

10	Provisión e Instalación Interruptor Principal Acometida	(glb)	1.00	\$ 47.92	\$ 47.92
11	Provisión e Instalación Interruptores Tablero Distribución	(glb)	1.00	\$ 203.29	\$ 203.29
A.4.	Sistema Puesta a Tierra				
12	Conexión equipotencial tierras	(u)	2.00	\$ 240.14	\$ 480.28
13	Excavación del suelo para unión de puestas a tierra	(m3)	2.88	\$ 71.05	\$ 204.62
14	Caja PVC para Revisión y Equipotenciación	(u)	1.00	\$ 129.05	\$ 129.05
15	Conexión al tablero de distribución	(u)	1.00	\$ 92.35	\$ 92.35
16	Uniones exotérmicas	(u)	2.00	\$ 10.05	\$ 20.10
A.4.1.	Sistema protección contra rayos				
17	Provisión e Instalación Dispositivo Captador en Torre	(u)	1.00	\$ 423.02	\$ 423.02
18	Instalación Conductores Bajantes	(m)	58.00	\$ 26.36	\$ 1 528.88
19	Uniones exotérmicas	(u)	3.00	\$ 10.05	\$ 30.15
20	Conformación anillo de puesta a tierra	(glb)	1.00	\$ 657.36	\$ 657.36
21	Excavación del suelo para conformar anillo puesta a tierra	(m3)	7.54	\$ 71.05	\$ 535.43
22	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	7.54	\$ 204.46	\$ 1 540.81
A.4.2.	Puesta a tierra torre				
23	Conexión conductores puesta a tierra piernas torre	(u)	4.00	\$ 51.55	\$ 206.20
24	Uniones exotérmicas	(u)	9.00	\$ 10.05	\$ 90.45
25	Conformación anillo de puesta a tierra	(glb)	1.00	\$ 401.32	\$ 401.32
26	Excavación del suelo para conformar anillo puesta a tierra	(m3)	4.52	\$ 71.05	\$ 321.26
27	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	4.52	\$ 204.46	\$ 924.49
A.4.3.	Puesta a tierra caseta				
28	Conformación malla de puesta a tierra	(glb)	1.00	\$ 619.19	\$ 619.19
29	Uniones exotérmicas	(u)	17.00	\$ 10.05	\$ 170.85
30	Excavación del suelo para conformar malla puesta a tierra	(m3)	33.21	\$ 71.05	\$ 2 359.71
31	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	33.21	\$ 204.46	\$ 6 790.53
				\$ 24	
	SUBTOTAL ESTACIÓN RADAR ISABELA				780.00
B.	ESTACIÓN RADAR SAN CRISTÓBAL				

B.1. Sistema Alimentación Principal					
B.1.1. Acometida en media tensión:					
32	Replanteo y nivelación línea	(m)	285.00	\$ 0.38	\$ 108.30
33	Excavación zanja	(m3)	171.00	\$ 66.63	\$ 11 393.73
34	Cajas revisión para línea de media tensión	u	7.00	\$ 414.25	\$ 2 899.75
35	Soterramiento línea media tensión	(m)	285.00	\$ 131.44	\$ 37 460.40
36	Zócalo Hormigón para transformador	(gbl)	1.00	\$ 446.81	\$ 446.81
37	Provisión e Instalación de Transformador Padmounted 30KVA	(gbl)	1.00	\$ 8 905.91	\$ 8 905.91
B.1.2. Acometida en Baja Tensión:					
38	Línea acometida Baja tensión soterrada	(m)	30.00	\$ 29.18	\$ 875.40
39	Columna hormigón armado para recepción línea acometida (inc. tablero)	(glb)	1.00	\$ 353.57	\$ 353.57
40	Colocación Medidor de Energía y Equipamiento Tablero	(u)	1.00	\$ 521.52	\$ 521.52
41	Línea acometida a tablero distribución (soterrada)	(m)	6.00	\$ 50.30	\$ 301.80
42	Iluminación Caseta	(pto)	2.00	\$ 47.50	\$ 95.00
43	Tomacorrientes polarizados caseta	(u)	4.00	\$ 42.87	\$ 171.48
B.2. Sistema Alimentación Redundante					
44	Provisión e Instalación Equipo Cargador/Fuente	(u)	1.00	\$ 2 131.32	\$ 2 131.32
45	Provisión e Instalación Banco de #7 Baterías	(glb)	1.00	\$ 3 023.30	\$ 3 023.30
46	Provisión e Instalación Equipo Inversor	(u)	1.00	\$ 328.83	\$ 328.83
B.3. Sistema de Protecciones					
47	Equipamiento estructura trifásica (poste)	(gbl)	1.00	\$ 1 713.54	\$ 1 713.54
48	Provisión e Instalación Interruptor Principal Acometida	(u)	1.00	\$ 47.53	\$ 47.53
49	Provisión e Instalación Interruptores Tablero Distribución	(u)	1.00	\$ 203.29	\$ 203.29
B.4. Sistema Puesta a Tierra					
50	Conexión equipotencial tierras	(u)	3.00	\$ 240.14	\$ 720.42
51	Excavación del suelo unión de puestas a tierra	(m3)	5.28	\$ 71.05	\$ 375.14

52	Caja PVC para Revisión y Equipotenciación	(u)	1.00	\$ 129.05	\$ 129.05
53	Conexión al tablero de distribución	(u)	1.00	\$ 92.35	\$ 92.35
54	Uniones exotérmicas	(u)	3.00	\$ 10.05	\$ 30.15
B.4.1.	Sistema protección contra rayos				
55	Provisión e Instalación Dispositivo Captador en Torre	(u)	1.00	\$ 423.02	\$ 423.02
56	Instalación Conductores Bajantes	(m)	58.00	\$ 26.36	\$ 1 528.88
57	Uniones exotérmicas	(u)	3.00	\$ 10.05	\$ 30.15
58	Conformación anillo de puesta a tierra	(gbl)	1.00	\$ 657.36	\$ 657.36
59	Excavación del suelo para conformar anillo puesta a tierra	(m3)	7.54	\$ 71.05	\$ 535.43
60	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	7.54	\$ 204.46	\$ 1 540.81
B.4.2.	Puesta a tierra torre				
61	Conexión conductores puesta a tierra piernas torre	(u)	4.00	\$ 51.55	\$ 206.20
62	Uniones exotérmicas	(u)	9.00	\$ 10.05	\$ 90.45
63	Conformación anillo de puesta a tierra	(gbl)	1.00	\$ 401.32	\$ 401.32
64	Excavación del suelo para conformar anillo puesta a tierra	(m3)	4.52	\$ 71.05	\$ 321.26
65	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	4.52	\$ 204.46	\$ 924.49
B.4.3.	Puesta a tierra caseta				
66	Conformación malla de puesta a tierra	(gbl))	1.00	\$ 619.19	\$ 619.19
67	Uniones exotérmicas	(u)	17.00	\$ 10.05	\$ 170.85
68	Excavación del suelo para conformar malla puesta a tierra	(m3)	33.21	\$ 71.05	\$ 2 359.71
69	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	33.21	\$ 204.46	\$ 6 790.53
B.4.4.	Puesta a tierra transformador				
70	Conformación malla de puesta a tierra	(gbl)	1.00	\$ 476.76	\$ 476.76
71	Uniones exotérmicas	(u)	17.00	\$ 10.05	\$ 170.85
72	Excavación del suelo para conformar malla puesta a tierra	(m3)	33.21	\$ 71.05	\$ 2 359.71
73	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	33.21	\$ 204.46	\$ 6 790.53
	\$ 98				
	SUBTOTAL ESTACIÓN RADAR SAN CRISTÓBAL				726.09
C.	ESTACIÓN RADAR SANTA CRUZ				
C.1.	Sistema Alimentación Principal				

C.1.1. Acometida en Baja Tensión:					
74	Línea acometida Baja tensión aérea	(m)	30.00	\$ 10.28	\$ 308.40
75	Columna hormigón armado para recepción línea acometida (inc. tablero y tubo rígido)	(glb)	1.00	\$ 384.20	\$ 384.20
76	Colocación Medidor de Energía y Equipamiento Tablero	(u)	1.00	\$ 326.52	\$ 326.52
77	Línea acometida a tablero distribución (soterrada)	(m)	6.00	\$ 50.59	\$ 303.54
78	Iluminación Caseta	(pto)	2.00	\$ 47.50	\$ 95.00
79	Tomacorrientes polarizados caseta	(pto)	4.00	\$ 42.87	\$ 171.48
C.2. Sistema Alimentación Redundante					
80	Provisión e Instalación Equipo Cargador/Fuente	(u)	1.00	\$ 2 131.32	\$ 2 131.32
81	Provisión e Instalación Banco de #7 Baterías	(glb)	1.00	\$ 3 023.30	\$ 3 023.30
82	Provisión e Instalación Equipo Inversor	(u)	1.00	\$ 328.83	\$ 328.83
C.3. Sistema de Protecciones					
83	Provisión e Instalación Interruptor Principal Acometida	(glb)	1.00	\$ 47.92	\$ 47.92
84	Provisión e Instalación Interruptores Tablero Distribución	(glb)	1.00	\$ 203.29	\$ 203.29
C.4. Sistema Puesta a Tierra					
85	Conexión equipotencial tierras	(u)	2.00	\$ 240.14	\$ 480.28
86	Excavación del suelo para unión de puestas a tierra	(m3)	2.88	\$ 71.05	\$ 204.62
87	Caja PVC para Revisión y Equipotenciación	(u)	1.00	\$ 129.05	\$ 129.05
88	Conexión al tablero de distribución	(u)	1.00	\$ 92.35	\$ 92.35
89	Uniones exotérmicas	(u)	2.00	\$ 10.05	\$ 20.10
C.4.1. Sistema protección contra rayos					
90	Provisión e Instalación Dispositivo Captador en Torre	(u)	1.00	\$ 423.02	\$ 423.02
91	Instalación Conductores Bajantes	(m)	28.00	\$ 26.36	\$ 738.08
92	Uniones exotérmicas	(u)	3.00	\$ 10.05	\$ 30.15
93	Conformación anillo de puesta a tierra	(glb)	1.00	\$ 657.36	\$ 657.36
94	Excavación del suelo para conformar anillo puesta a tierra	(m3)	7.54	\$ 71.05	\$ 535.43
95	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	7.54	\$ 204.46	\$ 1 540.81
C.4.2. Puesta a tierra torre					

96	Conexión conductores puesta a tierra piernas torre	(u)	4.00	\$ 51.55	\$ 206.20
97	Uniones exotérmicas	(u)	9.00	\$ 10.05	\$ 90.45
98	Conformación anillo de puesta a tierra	(gbl)	1.00	\$ 401.32	\$ 401.32
99	Excavación del suelo para conformar anillo puesta a tierra	(m3)	4.52	\$ 71.05	\$ 321.26
100	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	4.52	\$ 204.46	\$ 924.49
C.4.3.	Puesta a tierra caseta				
101	Conformación malla de puesta a tierra	(gbl)	1.00	\$ 619.19	\$ 619.19
102	Uniones exotérmicas	(u)	17.00	\$ 10.05	\$ 170.85
103	Excavación del suelo para conformar malla puesta a tierra	(m3)	33.21	\$ 71.05	\$ 2 359.71
104	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	33.21	\$ 204.46	\$ 6 790.53
	\$ 24				
	SUBTOTAL ESTACIÓN RADAR SANTA CRUZ				059.05
D.	ESTACIÓN REPETIDORA CERRO CROCKER				
D.1.	Sistema Alimentación Principal				
D.1.1.	Sistema eólico fotovoltaico				
105	Provisión e instalación generador eólico 750W	(glb)	1.00	\$ 3 120.83	\$ 3 120.83
106	Provisión e instalación #06 módulos fotovoltaicos	(glb)	1.00	\$ 3 544.88	\$ 3 544.88
107	Estructura soporte módulos fv (cimentación y estructura metálica)	(glb)	1.00	\$ 1 244.56	\$ 1 244.56
108	Provisión e instalación Controlador de carga hibrido	(glb)	1.00	\$ 4 999.38	\$ 4 999.38
109	Provisión e instalación tablero de distribución y conexión	(glb)	1.00	\$ 275.82	\$ 275.82
110	Iluminación Caseta	(pto)	2.00	\$ 47.50	\$ 95.00
111	Tomacorrientes polarizados caseta	(pto)	2.00	\$ 42.87	\$ 85.74
D.2.	Sistema Alimentación Redundante				
112	Provisión e Instalación Banco de #24 Baterías	(glb)	1.00	\$ 10 174.15	\$ 10 174.15
113	Provisión e Instalación Equipo Inversor	(u)	1.00	\$ 324.75	\$ 324.75
D.3.	Sistema de Protecciones				
114	Provisión e Instalación Interruptores Tablero Distribución y Conexión	(glb)	1.00	\$ 213.49	\$ 213.49
D.4.	Sistema Puesta a Tierra				
115	Conexión equipotencial tierras	(u)	2.00	\$ 240.14	\$ 480.28

116	Excavación del suelo para unión de puestas a tierra	(m3)	2.88	\$ 71.05	\$ 204.62
117	Caja PVC para Revisión y Equipotenciación	(u)	1.00	\$ 129.05	\$ 129.05
118	Conexión al tablero de distribución	(u)	2.00	\$ 92.35	\$ 184.70
119	Uniones exotérmicas	(u)	2.00	\$ 10.05	\$ 20.10
D.4.1.	Sistema protección contra rayos				
120	Provisión e Instalación Dispositivo Captador en Torre	(u)	1.00	\$ 423.02	\$ 423.02
121	Instalación Conductores Bajantes	(m)	28.00	\$ 26.36	\$ 738.08
122	Uniones exotérmicas	(u)	3.00	\$ 10.05	\$ 30.15
123	Conformación anillo de puesta a tierra	(gbl)	1.00	\$ 657.36	\$ 657.36
124	Excavación del suelo para conformar anillo puesta a tierra	(m3)	7.54	\$ 71.05	\$ 535.43
125	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	7.54	\$ 204.46	\$ 1 540.81
D.4.2.	Puesta a tierra torre				
126	Conexión conductores puesta a tierra piernas torre	(u)	3.00	\$ 51.55	\$ 154.65
127	Uniones exotérmicas	(u)	8.00	\$ 10.05	\$ 80.40
128	Conformación anillo de puesta a tierra	(gbl)	1.00	\$ 204.37	\$ 204.37
129	Excavación del suelo para conformar anillo puesta a tierra	(m3)	2.41	\$ 71.05	\$ 171.34
130	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	2.41	\$ 204.46	\$ 493.06
D.4.3.	Puesta a tierra caseta				
131	Conformación malla de puesta a tierra	(gbl)	1.00	\$ 619.19	\$ 619.19
132	Uniones exotérmicas	(u)	17.00	\$ 10.05	\$ 170.85
133	Excavación del suelo para conformar malla puesta a tierra	(m3)	33.21	\$ 71.05	\$ 2 359.71
134	Colocación e hidrocompactación material mejoramiento	(m3)	33.21	\$ 204.46	\$ 6 790.53
					\$ 40
	SUBTOTAL ESTACIÓN RADAR CROCKER				066.30

	\$ 187
PRESUPUESTO TOTAL (SIN IVA)	631.45

A continuación se elaboró la programación de actividades de cada rubro para posteriormente, en función de la programación de actividades, elaborar el cronograma valorado de ejecución del proyecto.

El tiempo de ejecución obtenido de la programación es de 4 meses, de los cuales las actividades preliminares para adquisición y distribución de los materiales, equipos y bienes ocupan el primer mes por completo, debido a las coordinaciones necesarias para el transporte hacia el archipiélago.

La programación y el cronograma completo están adjuntas en el Anexo G.8. La Tabla 4. 7 contiene los resultados obtenidos al realizar el cronograma, presentando los valores de inversión mensual e inversión acumulada.

Tabla 4. 7. Inversión mensual, inversión acumulada³⁶²

	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4
INV MENSUAL	\$ 102 782.01	\$ 39 755.84	\$ 38 228.50	\$ 6 865.09
% INV MENSUAL	55%	21%	20%	4%
INV ACUMULADA	\$ 102 782.01	\$ 142 537.85	\$ 180 766.36	\$ 187 631.45
% INV ACUMULADA	55%	76%	96%	100%

Respecto al mantenimiento que requiere el sistema, es necesario analizar los componentes fundamentales de las estaciones, sus tiempos de vida útil y costo de reemplazo. La Tabla 4. 8 presenta los costos de mantenimiento del sistema.

³⁶²Anexo G.2, Damián Betancourt

Tabla 4. 8. Costos de mantenimiento³⁶³

Componente	Tiempo de vida útil	Cantidad /10años	Valor	Costo/ 10 años
Baterías	10 años	1.00	\$ 13 275.00	\$ 13 275.00
Cargadores/Fuente	10 años	1.00	\$ 4 857.00	\$ 4 857.00
Controlador hibrido	5 años	2.00	\$ 3 800.00	\$ 7 600.00
Generador eólico	10 años	1.00	\$ 990.00	\$ 990.00
Inversores	10 años	1.00	\$ 943.00	\$ 943.00
Módulos FV	10 años	1.00	\$ 2 370.00	\$ 2 370.00
Mantenimiento PAT	5 años	2.00	\$ 3 503.00	\$ 7 006.00

Mantenimiento: \$ 37 041.00

³⁶³Damián Betancourt G

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

5.1.1. Para cada lugar estudiado se determinó la posibilidad de conexión eléctrica hacia la red pública, las curvas de potencia de los transformadores más cercanos y su capacidad de alimentar las estaciones del proyecto.

5.1.2. Las soluciones para la conexión hacia los sistemas de alimentación principal fueron diseñadas en su totalidad priorizando la posibilidad de conexión con la red de la empresa eléctrica local, desarrollando las redes de baja y media tensión requeridas. Se diseñaron los sistemas eléctricos empleando energías renovables, para las estaciones donde no existía posibilidad de conexión a la red eléctrica pública. Todas las normas y sugerencias de los organismos locales y nacionales fueron aplicadas.

5.1.3. Se garantizó mediante el uso de sistemas de alimentación redundante, el funcionamiento óptimo e ininterrumpido de las estaciones componentes del proyecto, empleando sistemas de acumulación de energía y fuentes de energía renovable redundantes. Las soluciones fueron propuestas en

función de las capacidades físicas y requerimientos técnicos de cada estación, analizando diversas alternativas. Se tomo especial enfoque en asegurar que los dispositivos propuestos satisfagan las duras condiciones climatológicas de la región.

5.1.4. Se dimensionó todas las protecciones requeridas por los equipos y componentes de las estaciones, realizando un detallado análisis para cada componente. Los sistemas de puesta a tierra fueron diseñados para la protección contra rayos de las estructuras metálicas, puesta a tierra de equipos y puesta a tierra para una estación de transformación. Los métodos expuestos por las normas y prácticas internacionales fueron empleados.

5.1.5. Se realizo un análisis completo mediante precios unitarios para llegar a establecer el costo total de ejecución del proyecto, costo de equipos, materiales, herramientas, maquinaria y mano de obra. Se expuso la importancia de esta inversión para la protección de la RMG. Fueron presentados los valores de inversión mensual e inversión acumulada según el cronograma presentado. Además se calcularon los costos de mantenimiento a largo plazo para los componentes fundamentales del proyecto.

5.2. RECOMENDACIONES

5.2.1. RECOMENDACIONES DE DISEÑO

La aplicación de las normas y prácticas internacionales aseguran y facilitan el correcto diseño de un sistema, debido a su amplia teoría desarrollada y métodos comprobados.

Para determinar correctamente la situación eléctrica de un componente, el uso de dispositivos analizadores de red específicamente diseñados es de gran importancia y utilidad.

Los valores de resistividad del conductor para el cálculo de sección por caída de tensión deben considerar la temperatura donde van a ser instalados los conductores.

Para sistemas DC es preciso seleccionar equipos de mayor voltaje nominal, esto permite disminuir costos en conductores, debido a que el cálculo de la sección por caída de tensión es inversamente proporcional al voltaje. Además la corriente de cortocircuito de un sistema se ve reducida por la misma razón, permitiendo emplear dispositivos de protección de menor capacidad de ruptura.

El mantener una longitud apropiada de un conductor, sin extenderse de manera que aumente su caída de tensión, aporta a disminuir la corriente de cortocircuito debido a su relación inversa con la longitud del conductor.

Un factor que decidirá la selección de una turbina de viento, es la velocidad de viento de arranque, la cual indica la mínima velocidad necesaria para que la turbina empiece a generar electricidad. El estudio de su curva característica es útil para conocer la potencia real que aportara al sistema.

Los conductores y dispositivos de protección para un banco de baterías deben ser dimensionados en función de la carga instalada, sin tomar en cuenta el tiempo de autonomía para el que fue diseñado el sistema de acumulación.

Para incrementar la seguridad en un sistema de puesta a tierra, la capa superficial de material debe tener la mayor resistividad posible, cautelando a su vez la facilidad de mantenimiento de la puesta a tierra.

5.2.2. RECOMENDACIONES GENERALES

Las Islas Galápagos, debido a su posición geográfica, se consideran un punto de avanzada en el Océano Pacífico de gran valor y eficacia para ejercer el control de las actividades furtivas que se movilizan entre el archipiélago y la costa continental.

Debido a la importancia de correlacionar la posición estratégica del Archipiélago con el Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la RMG, se estima una escalabilidad a futuro para toda la región insular. Al estudiar y diseñar los diferentes sistemas necesarios para la conexión y protección eléctrica de las estaciones, se establecieron soluciones aplicables para toda la extensión del proyecto.

Los sistemas redundantes de energías renovables podrán ser aplicados para todas las estaciones remotas de la RMG, asegurando el correcto

funcionamiento de las mismas, por lo que se recomienda emplear los diseños planteados para toda la futura expansión del proyecto.

El generador eólico presentado, aunque tiene una pequeña potencia nominal relativa comparada con las turbinas eólicas empleadas en diferentes parques eólicos, podría abastecer una estación en su totalidad (obviando instalaciones eléctricas en caseta de albergue). Para estaciones que necesitan mayor cantidad de energía, turbinas eólicas de mayor capacidad deberán ser empleadas o a su vez varias turbinas pequeñas que presentan una ventaja en portabilidad y facilidad de instalación.

En Cerro Crocker se puede verificar la necesidad de una estación integral que provea mediante energías renovables a las estaciones de telecomunicaciones existentes, los métodos de diseño y equipos presentados pueden ser directamente aplicados para la ejecución de una estación de energías renovables para la energización total de esta área.

Aunque se ha presentado los costos de mantenimiento en función de la vida útil de los equipos principales, es necesario la práctica de mantenimientos preventivos regulares que permitan alcanzar la vida útil de los equipos de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] García, José, Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión, Sexta Edición, Paraninfo, 2010.

- [2] Alvarado, José, Caracterización de la carga en sistemas eléctricos de distribución, Universidad de Zulia, Maracaibo, 14 de Marzo de 2003.

- [3] Murillo, Paulina, Estudio sobre el Servicio de Energía Eléctrica en el Ecuador y su impacto en los consumidores, Tribuna Ecuatoriana de Consumidores y Usuarios, Quito, 2005.

- [4] Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, CONECEL, 2005.

- [5] Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución, Regulación No. CONELEC 004/01, 2001.

- [6] Jiménez, Obed, Cantú, Vicente, Conde, Arturo, Líneas de Transmisión y Distribución, Ciudad Universitaria, San Nicolás de los Garza Nuevo León Abril del 2006.

- [7] Código Eléctrico Nacional, Instituto Ecuatoriano de Normalización.

- [8] "ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión", Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España.

- [9] Grupos electrógenos, cvonline.uaeh.edu.mx/Cursos/TecEduc/Intro_grupos_electrogenos/descripcin_del_grupo_electrogeno_parte_1.html , 23 de febrero de 2012.
- [10] Ortega, Mónica, www.enbuenasmanos.com/articulos/muestra.asp?art=243, 23 de Febrero de 2012.
- [11] Energía Mareomotriz, www.textoscientificos.com/energia/mareomotriz, 23 de febrero de 2012.
- [12] Energía geotérmica, www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/geotermica.php, 23 de febrero de 2012.
- [13] Biomasa, www.textoscientificos.com/energia/biomasa, 23 de febrero de 2012.
- [14] Energía térmica, www.instalacionenergiasolar.com/termica/, 23 de febrero de 2012.
- [15] Energía Solar, www.energia-solar-fotovoltaica.info/2_Breve_Historia/2_Antecedentes_de_la_energia_solar_Fotovoltaica.html, 23 de febrero de 2012.
- [16] Stefan Boltzmann Law, www.britannica.com/EBchecked/topic/564843/Stefan-Boltzmann-law, 24 de febrero de 2012.
- [17] Nahle, Nasif, Radiación Solar en la Capa exterior de la Atmósfera Terrestre y sobre la Superficie Terrestre (Suelo y Océano), 7 de junio de 2011, 24 de febrero de 2012.
- [18] Ruano, Domínguez, René, www.energianow.com/Instructivos/Componentes_Sistema_Fotovoltaico.pdf, 24 de febrero de 2012.

- [19] Conceptos de Energía Fotovoltaica, www.energia-solar-fotovoltaica.info/4_Paneles_Fotovoltaicos/7_Conceptos_basicos_de_generacion_fotovoltaica_Celdas_fotovoltaicas.html, 24 de febrero de 2012.
- [20] Gasquet, Héctor, www.solartronic.com/download/SistemasFV.pdf, 24 de febrero de 2012.
- [21] Dispositivos de Protección Eléctricos, www.educarchile.cl/UserFiles/P0029/File/Objetos_Didacticos/ELE_11/Recursos%20Conceptuales/Dispositivos%20de%20proteccion%20electricos.doc, 29 de febrero de 2012.
- [22] Elementos de Protección, [isa.uniovi.es/docencia/Ing de Autom/transparencias/Elementos%20de%20Protec.pdf](http://isa.uniovi.es/docencia/Ing_de_Autom/transparencias/Elementos%20de%20Protec.pdf), 29 de febrero de 2012.
- [23] National Electrical Code, National Fire Protection Association, Estados Unidos, 2008.
- [24] IEEE Std. 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Estados Unidos, 1997.
- [25] Interruptores, patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/capitulo1/interruptores.html, 29 de febrero de 2012.
- [26] Hernández, Román, Reyes, Francisco, García, “Jorge, Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial”, Instituto Politécnico Nacional, México, 2009.
- [27] IEEE Std. 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1993.
- [28] Guía técnica, www.bticino.com.pe/0/pdf/GUIATECNICA_1.pdf, 01 de marzo de 2012.

- [29] García, Rogelio, La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el R.A.T, MARCOMBO, Barcelona, 1991.
- [30] IEEE Std. 80 Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.
- [31] IEEE Std. 81 Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Estados Unidos, 2000.
- [32] Ruelas, Roberto, Sistemas de Puesta a Tierra, <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>, 07 Marzo de 2012
- [33] IEEE Std. 142 Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Sección 4.1.5 Resistencia a Tierra, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Estados Unidos, 2007.
- [34] Casas, Favio, “Curso de Seguridad Eléctrica”, Integral International Grounding Training.
- [35] IEC 60364 Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, International Electrotechnical Commission, Suiza, 2001.
- [36] IEC 62305 Protection against lightning, International Electrotechnical Commission, Suiza, 2006.
- [37] Rodríguez, Angel, “Normativas de Pararrayos y Principios Básicos de Funcionamiento de los Pararrayos”, Asociación de Meteorología y Ciencias de la Atmósfera de Andorra.
- [38] Energías Renovables para Galápagos, www.ergal.org/cms.php?c=1285, , 4 de febrero de 2012.

- [39] Parque Eólico Baltra – Santa Cruz, Factibilidad Técnica y Alternativas, www.ergal.org/imagesFTP/7749.Energias_renovables_para_Galapagos_libre.pdf, 4 de febrero de 2012.
- [40] NASA Atmospheric Science Data Center, eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=, 4 de febrero de 2012.
- [41] “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, CONELEC, 2008.
- [42] Ed. R Bensted-Smith, A Biodiversity Vision for the Galápagos, Charles Darwin Foundation and WWF, 2009.
- [43] B. de Metz-Noblat, F. Dumas, C. Poulain,, Calculation of Short-Circuit Currents, Schneider Electric, 2003.
- [44] Merino, Wilfrido, Costos de Construcción Pesada, 1992.

ANEXOS

ANEXO A. 1 DISEÑO ELÉCTRICO ESTACIONES PROYECTO COVIRA	270
ANEXO A. 2 DISEÑO ELÉCTRICO MEDIA TENSIÓN	275
ANEXO A. 3 DISEÑO ESTACIÓN CROCKER	277
ANEXO A. 4 DISEÑO SISTEMAS REDUNDANTES	279
ANEXO A. 5 DIMENSIONAMIENTO PROTECCIONES	283
ANEXO A. 6 DISEÑO PUESTA A TIERRA	288
ANEXO B. 1 DIAGRAMA UNIFILAR ISABELA	296
ANEXO B. 2 DIAGRAMA UNIFILAR SAN CRISTÓBAL	298
ANEXO B. 3 IMPLANTACIÓN MEDIA TENSIÓN	300
ANEXO B. 4 DIAGRAMA VERTICAL MEDIA TENSIÓN	302
ANEXO B. 5 ZÓCALO TRANSFORMADOR PADMOUNTED	304
ANEXO B. 6 DIAGRAMA UNIFILAR SANTA CRUZ	306
ANEXO B. 7 DIAGRAMA UNIFILAR CROCKER	308
ANEXO B. 8 ESTRUCTURA SOPORTE FOTOVOLTAICA	310
ANEXO B. 9 DIAGRAMA CONEXIÓN BATERÍAS Y MODULOS FV	312
ANEXO B. 10 DIAGRAMA PUESTA A TIERRA ISABELA	314
ANEXO B. 11 DIAGRAMA PUESTA A TIERRA SAN CRISTÓBAL	316
ANEXO B. 12 DIAGRAMA PUESTA A TIERRA SANTA CRUZ	318
ANEXO B. 13 DIAGRAMA PUESTA A TIERRA CROCKER	320
ANEXO B. 14 MÉTODO ESFERA RODANTE	322
ANEXO C. 1 DATOS CENTRO ATMOSFÉRICO NASA ESTACION CROCKER	324
ANEXO D. 1 CATÁLOGO RADAR	328
ANEXO D. 2 CATÁLOGO RECEPTOR AIS	332
ANEXO D. 3 CATÁLOGO RADIO ENLACE PTP 230	335
ANEXO D. 4 CATÁLOGO RADIO ENLACE PTP 500	339
ANEXO D. 5 CATÁLOGO CÁMARAS DOMO	342
ANEXO D. 6 CATÁLOGO ANALIZADOR CIRCUITOR AR5L	345
ANEXO D. 7 CATÁLOGO CARGADOR/FUENTE	351
ANEXO D. 8 CATÁLOGO INVERSOR	353
ANEXO D. 9 CATÁLOGO HUB	355
ANEXO D. 10 CATÁLOGO TRANSFORMADOR PADMOUNTED	358
ANEXO D. 11 CATÁLOGO TURBINA EÓLICA	362
ANEXO D. 12 CATÁLOGO MÓDULOS FV	367
ANEXO D. 13 CATÁLOGO BATERIAS VRLA	370
ANEXO D. 14 CATÁLOGO TERMOMAGNETICOS	373
ANEXO D. 15 CATÁLOGO QUIBACSOL	381

ANEXO E. 1 ESPECIFICACIONES MEER.....	384
ANEXO F. 1 DISEÑO PAT 16 CUADRICULAS.....	397
ANEXO F. 2 CÁLCULO CAIDA DE TENSIÓN	400
ANEXO F. 3 CÁLCULO CORRIENTE CORTOCIRCUITO.....	415
ANEXO G. 1 PRESUPUESTO.....	417
ANEXO G. 2 CRONOGRAMA	422
ANEXO G. 3 COSTOS INDIRECTOS.....	427
ANEXO G. 4 MATERIAL	429
ANEXO G. 5 EQUIPO	432
ANEXO G. 6 MANO DE OBRA	434
ANEXO G. 7 CANTIDADES DE OBRA	436
ANEXO G. 8 PROGRAMACIÓN.....	445
ANEXO G. 9 COSTO HORARIO	455
ANEXO G. 10 FACTOR DE SALARIO REAL	457
ANEXO H. 1 COTIZACIONES	459

ANEXO A

ANEXO A. 1 DISEÑO ELÉCTRICO ESTACIONES PROYECTO COVIRA

ANEXO A

ANEXO A. 2 DISEÑO ELÉCTRICO MEDIA TENSIÓN

ANEXO A

ANEXO A. 3 DISEÑO ESTACIÓN CROCKER

ANEXO A

ANEXO A. 4 DISEÑO SISTEMAS REDUNDANTES

ANEXO A

ANEXO A. 5 DIMENSIONAMIENTO PROTECCIONES

ANEXO A

ANEXO A. 6 DISEÑO PUESTA A TIERRA

ANEXO B

ANEXO B. 1 DIAGRAMA UNIFILAR ISABELA

ANEXO B

ANEXO B. 2 DIAGRAMA UNIFILAR SAN CRISTÓBAL

ANEXO B

ANEXO B. 3 IMPLANTACIÓN MEDIA TENSIÓN

ANEXO B

ANEXO B. 4 DIAGRAMA VERTICAL MEDIA TENSIÓN

ANEXO B

ANEXO B. 5 ZÓCALO TRANSFORMADOR PADMOUNTED

ANEXO B

ANEXO B. 6 DIAGRAMA UNIFILAR SANTA CRUZ

ANEXO B

ANEXO B. 7 DIAGRAMA UNIFILAR CROCKER

ANEXO B

ANEXO B. 8 ESTRUCTURA SOPORTE FOTOVOLTAICA

ANEXO B

ANEXO B. 9 DIAGRAMA CONEXIÓN BATERÍAS Y MODULOS FV

ANEXO B

ANEXO B. 10 DIAGRAMA PUESTA A TIERRA ISABELA

ANEXO B

ANEXO B. 11 DIAGRAMA PUESTA A TIERRA SAN CRISTÓBAL

ANEXO B

ANEXO B. 12 DIAGRAMA PUESTA A TIERRA SANTA CRUZ

ANEXO B

ANEXO B. 13 DIAGRAMA PUESTA A TIERRA CROCKER

ANEXO B

ANEXO B. 14 MÉTODO ESFERA RODANTE

ANEXO C

ANEXO C. 1 DATOS CENTRO ATMOSFÉRICO NASA ESTACION CROCKER

ANEXO D

ANEXO D. 1 CATÁLOGO RADAR

ANEXO D

ANEXO D. 2 CATÁLOGO RECEPTOR AIS

ANEXO D

ANEXO D. 3 CATÁLOGO RADIO ENLACE PTP 230

ANEXO D

ANEXO D. 4 CATÁLOGO RADIO ENLACE PTP 500

ANEXO D

ANEXO D. 5 CATÁLOGO CÁMARAS DOMO

ANEXO D

ANEXO D. 6 CATÁLOGO ANALIZADOR CIRCUITOR AR5L

ANEXO D

ANEXO D. 7 CATÁLOGO CARGADOR/FUENTE

ANEXO D

ANEXO D. 8 CATÁLOGO INVERSOR

ANEXO D

ANEXO D. 9 CATÁLOGO HUB

ANEXO D

ANEXO D. 10 CATÁLOGO TRANSFORMADOR PADMOUNTED

ANEXO D

ANEXO D. 11 CATÁLOGO TURBINA EÓLICA

ANEXO D

ANEXO D. 12 CATÁLOGO MÓDULOS FV

ANEXO D

ANEXO D. 13 CATÁLOGO BATERIAS VRLA

ANEXO D

ANEXO D. 14 CATÁLOGO TERMOMAGNETICOS

ANEXO D

ANEXO D. 15 CATÁLOGO QUIBAC SOL

ANEXO E

ANEXO E. 1 ESPECIFICACIONES MEER

ANEXO F

ANEXO F. 1 DISEÑO PAT 16 CUADRICULAS

ANEXO F

ANEXO F. 2 CÁLCULO CAIDA DE TENSIÓN

ANEXO F

ANEXO F. 3 CÁLCULO CORRIENTE CORTOCIRCUITO

ANEXO G

ANEXO G. 1 PRESUPUESTO

ANEXO G

ANEXO G. 2 CRONOGRAMA

ANEXO G

ANEXO G. 3 COSTOS INDIRECTOS

ANEXO G

ANEXO G. 4 MATERIAL

ANEXO G

ANEXO G. 5 EQUIPO

ANEXO G

ANEXO G. 6 MANO DE OBRA

ANEXO G

ANEXO G. 7 CANTIDADES DE OBRA

ANEXO G

ANEXO G. 8 PROGRAMACIÓN

ANEXO G

ANEXO G. 9 COSTO HORARIO

ANEXO G

ANEXO G. 10 FACTOR DE SALARIO REAL

ANEXO H

ANEXO H. 1 COTIZACIONES

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

Figura 1. 1. Sistema de suministro eléctrico	11
Figura 1. 2. Distribución de energía eléctrica monofásica	13
Figura 1. 3. Distribución de energía eléctrica trifásica a tres conductores	14
Figura 1. 4. Distribución de energía eléctrica trifásica a cuatro conductores	14
Figura 1. 5. Conductor de media tensión para 12, 20, 24 [kV]	19
Figura 1. 6. Principio de la Ley de Faraday-Lenz aplicado a un generador eléctrico.....	20
Figura 1. 7. Componentes de un grupo electrógeno	21
Figura 1. 8. Energía mareomotriz.....	24
Figura 1. 9. Planta generadora de electricidad mediante energía geotérmica	25
Figura 1. 10. Parque de generación de electricidad mediante Energía Eólica	26
Figura 1. 11. Central de generación eléctrica mediante energía hidráulica	27
Figura 1. 12. Uso de biomasa en generación eléctrica.....	28
Figura 1. 13. Concentrador de energía solar térmica para generación de energía eléctrica	30
Figura 1. 14. Componentes fundamentales de un Sistema Fotovoltaico	34
Figura 1. 15. Incidencia de fotones en material semiconductor tipo n-p.....	36
Figura 1. 16. Banco de baterías solares para un sistema fotovoltaico	37
Figura 1. 17. Controlador de carga MPPT 12/24 [Vdc], 60 [A]	37
Figura 1. 18. Inversor 120 [VAC], 1000 [W]	38
Figura 1. 19. Componentes generales de un fusible tipo expulsión	42
Figura 1. 20. Fusible de triple disparo	42
Figura 1. 21. Fusible limitador de corriente	43
Figura 1. 22. Curva característica fusibles Clase RK-5 time-delay (30–600 [A]).....	46
Figura 1. 23. Curva característica fusible limitador de corriente Clase L (800–6000 [A]).....	46
Figura 1. 24. Seccionador portafusible 15[kV], 100[A], 10[kA], tipo unipolar abierto.....	48
Figura 1. 25. Interruptor termo-magnético para dos y tres polos	52
Figura 1. 26. Curva característica Interruptor termo-magnético para 600 [A], T 40 [°C]	53
Figura 1. 27. Familia de curvas características tiempo-corriente para relés de sobre-corriente	56
Figura 1. 28. Interruptor diferencial monofásico y trifásico	57
Figura 1. 29. Variación de resistividad de suelo por a. salinidad, b. humedad y c. temperatura	60
Figura 1. 30. Resistividad del terreno representada en un metro cúbico de terreno.....	61
Figura 1. 31. Medición de resistividad del suelo, método de Wenner	62
Figura 1. 32. Método de Schlumberger para medición de resistividad del terreno	65
Figura 1. 33. Método para calcular la resistividad del terreno mediante dos puntos.....	66
Figura 1. 34. Método mediante dos puntos para la medición de la resistencia de puesta a tierra..	70
Figura 1. 35. Medición de la resistencia de puesta a tierra mediante el método por caída de potencial	72
Figura 1. 36. Medición de la resistencia de puesta a tierra mediante el método por caída de potencial	73
Figura 1. 37. Impedancia aparente de puesta a tierra	74
Figura 1. 38. Electrodo de puesta a tierra tipo placa-estrella	75
Figura 1. 39. Electrodo tipo pica, copperweld	76

Figura 1. 40. Electrodo de grafito	77
Figura 1. 41. Sistema TN-S.....	80
Figura 1. 42. Sistema TN-C-S.....	81
Figura 1. 43. Sistema TN-C.....	81
Figura 1. 44. Sistema TT	82
Figura 1. 45. Sistema IT	83
Figura 1. 46. Curva de descarga corta, $T2 < 2$ [ms]	86
Figura 1. 47. Curva de descarga larga, 2 [ms] $< T_{long} < 1$ [s].....	86
Figura 1. 48. Radio del anillo de puesta a tierra en función del grado de protección LPL	89
Figura 1. 49. Pararrayos tipo Franklin	92
Figura 1. 50. Pararrayos electrónico tipo PDC.....	93
Figura 1. 51. Descargador tipo polimérico de Oxido de Zn clase 10[kV] para instalación en cruceta.....	94
Figura 1. 52. Voltaje de paso	95
Figura 1. 53. Voltaje de contacto.....	96
Figura 1. 54. Dimensiones preliminares de la malla de puesta a tierra	99

CAPITULO II

Figura 2. 1. Oficinas de “Agrocalidad”	107
Figura 2. 2. Analizador de Redes CIRCUTOR AR5-L, Empresa Eléctrica Galápagos	108
Figura 2. 3. Instalación Analizador de redes Isabela	108
Figura 2. 4. Analizador conectado al transformador en Isabela	108
Figura 2. 5. Potencia activa, reactiva y aparente, transformador 75[kVA] Isabela	110
Figura 2. 6. Corriente L1, L2, Voltaje L1, L2, Voltaje L1-L2, Transformador 75[kVA] Isabela.....	110
Figura 2. 7. Estación Radar Cantera de Piedra, San Cristóbal	112
Figura 2. 8. Cerro Cantera de Piedra, Estación Radar Puerto Baquerizo	112
Figura 2. 9. Tendido eléctrico 13.2 [kV], Cerro Cantera de Piedra	113
Figura 2. 10. Hab9, área para la torre de radar en Pto. Ayora	114
Figura 2. 11. Analizador de redes AR5-L en PNG, Santa Cruz.....	115
Figura 2. 12. Potencia activa, reactiva y aparente, transformador 25[kVA] Santa Cruz.....	116
Figura 2. 13. Corriente L1, L2, Voltaje L1, L2, Voltaje L1-L2, Transformador 25[kVA] Santa Cruz.....	116
Figura 2. 14. Cerro Crocker, instalaciones existentes	118
Figura 2. 15. Generador Standby, 18 [ekW], 18 [kVA], 60 Hz 1800 rpm 240/120 [V]	120
Figura 2. 16. UPS 10 [kVA], on-line, FP 0.9, 208/120 [V], 60 [Hz].....	122
Figura 2. 17. Banco de baterías externo, 20 x 12 [VDC], 9 [Ah].....	122
Figura 2. 18. Cargadores marinos de 55 [A] y 65 [A], 120VAC – 24VDC.....	123
Figura 2. 19. Sistema eólico – fotovoltaico	124
Figura 2. 20. Configuración eléctrica, estación de radar Isabela	129
Figura 2. 21. Configuración eléctrica, estación de radar San Cristóbal.....	131
Figura 2. 22. Configuración eléctrica, estación de radar Santa Cruz	133
Figura 2. 23. Zona determinada para implantación de arreglo de módulos fv y generador eólico.....	135
Figura 2. 24. Configuración eléctrica, estación de radar Isabela.....	136

CAPITULO III

Figura 3. 1. Diagrama Unifilar Estación Radar Isabela	143
---	-----

Figura 3. 2. Tendido de línea trifásica de media tensión, Cantera de piedra, San Cristóbal.	144
Figura 3. 3. Perfil de elevación del terreno, disposición de cajas de revisión	147
Figura 3. 4. Vista vertical, línea de media tensión subterránea, estación radar San Cristóbal	147
Figura 3. 5. Diagrama Unifilar, estación radar San Cristóbal.....	151
Figura 3. 6. Diagrama Unifilar, estación radar Santa Cruz	156
Figura 3. 7. Turbina eólica Zonhan ZH750W	160
Figura 3. 8. Curva de potencia característica, generador Zonhan ZH750W	160
Figura 3. 9. Inclinação estructura de soporte, módulos fotovoltaicos	163
Figura 3. 10. Vista en planta, estación repetidora Crocker.....	163
Figura 3. 11. Configuración módulos fotovoltaicos estación repetidora Crocker.....	164
Figura 3. 12. Controlador hibrido ZONHAN, 3[kW].....	165
Figura 3. 13. Diagrama Unifilar, estación repetidora Crocker.....	166
Figura 3. 14. Sistema redundante Cargador/fuente, banco de baterías.....	168
Figura 3. 15. Inversor Samlex SA 300 [W], 12 [VDC] – 110 [VAC].....	170
Figura 3. 16. Cargador/Fuente marino 85 [A], 120VAC – 12VDC	170
Figura 3. 17. Baterías VRLA PowerSafe.....	171
Figura 3. 18. Configuración banco de baterías estaciones radar	171
Figura 3. 19. Redundancia en fuentes, estación repetidora Crocker.....	172
Figura 3. 20. Inversor Samlex SA-300R-124 300 [W], 24 [VDC] – 110 [VAC]	174
Figura 3. 21. Baterías VRLA PowerSafe.....	174
Figura 3. 22. Configuración banco de baterías estación repetidora Crocker	175
Figura 3. 23. Interruptor bipolar BlueSea A-Series 20[A], Icu 3[kA].....	177
Figura 3. 24. Interruptor termo magnético DC/AC BlueSea A-Series, 15[A], Icu 3[kA]	179
Figura 3. 25. Interruptor termomagnético DC/AC BlueSea C-Series 100[A] Icu 5[kA], banco de baterías estación radar Isabela.....	180
Figura 3. 26. Interruptor BlueSea tripolar C-Series 50[A], Icu 5[kA]	183
Figura 3. 27. Curva característica interruptor BlueSea tripolar C-Series 50[A], Icu 5[kA]	183
Figura 3. 28. Interruptor termo magnético DC/AC BlueSea A-Series, 15[A], Icu 3[kA]	186
Figura 3. 29. Interruptor termomagnético DC/AC BlueSea C-Series 100[A] Icu 5[kA], banco de baterías estación radar Santa Cruz.....	186
Figura 3. 30. Interruptor bipolar BlueSea A-Series 20[A], Icu 3[kA].....	189
Figura 3. 31. Interruptor termo magnético DC/AC BlueSea A-Series 15[A], Icu 3[kA]	191
Figura 3. 32. Interruptor termomagnético DC/AC BlueSea C-Series 100[A] Icu 5[kA], banco de baterías estación radar Santa Cruz.....	192
Figura 3. 33. Interruptor termo magnético DC/AC BlueSea A-Series, 15[A], Icu 3[kA]	195
Figura 3. 34. Interruptor termomagnético BlueSea C-Series 80[A] Icu 5[kA], banco de baterías estación cerro Crocker	195
Figura 3. 35. Esfera rodante r=42[m], torre radar h=24[m].....	199
Figura 3. 36. Puesta a tierra torre - sistema de protección contra rayos, estación radar Isabela.....	204
Figura 3. 37. Malla de puesta a tierra, cuarto de equipos estación radar Isabela	206
Figura 3. 38. Malla de puesta a tierra, transformador 30[kVA], 3Φ estación San Cristóbal	211
Figura 3. 39. Esfera rodante r=42[m], torre radar h=24[m].....	213
Figura 3. 40. Puesta a tierra torre - sistema de protección contra rayos, estación radar San Cristóbal	218
Figura 3. 41. Malla de puesta a tierra, cuarto de equipos estación radar San Cristóbal	220
Figura 3. 42. Esfera rodante r=42[m], torre radar h=12[m].....	223
Figura 3. 43. Puesta a tierra torre - sistema de protección contra rayos, estación radar Santa Cruz.....	228
Figura 3. 44. Malla de puesta a tierra, cuarto de equipos estación radar Santa Cruz.....	230
Figura 3. 45. Esfera rodante r=42[m], torre radar h=12[m].....	233
Figura 3. 46. Cerro Crocker.....	233
Figura 3. 47. Puesta a tierra torre - sistema de protección contra rayos, estación Crocker.....	238
Figura 3. 48. Malla de puesta a tierra, cuarto de equipos estación Crocker	240

ÍNDICE DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla 1. 1. Variaciones de Voltaje Admitidas, CONELEC	12
Tabla 1. 2. Materiales usados en líneas de distribución	15
Tabla 1. 3. Materiales para líneas de distribución en función de la corrosión del medioambiente .	16
Tabla 1. 4. Profundidad del conductor para instalaciones subterráneas	17
Tabla 1. 5. Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores para instalaciones subterráneas	17
Tabla 1. 6. Descripción de las secciones, cable de media tensión 12, 20, 24 [kV]	19
Tabla 1. 7. Capacidad interruptiva de los fusibles según su clase	45
Tabla 1. 8. Valores de resistividad según el tipo de suelo	67
Tabla 1. 9. Ecuaciones para determinar la resistencia de puesta a tierra	78
Tabla 1. 10. Esquemas de conexión a Tierra	79
Tabla 1. 11. Calibre del conductor de puesta a tierra, según corriente nominal dispositivo de protección	84
Tabla 1. 12. Parámetros de corriente y Nivel de protección LPL.....	87
Tabla 1. 13. Parámetros de corriente mínima, radio de la esfera rodante.....	88
Tabla 1. 14. Dimensiones y secciones mínimas, electrodos de puesta a tierra para sistemas de protección contra rayo.....	90
Tabla 1. 15. Materiales y secciones mínimas, sistema de protección contra rayos	90

CAPITULO II

Tabla 2. 1. Coordenadas geográficas estación de radar, Cerro Cantera de Piedra.....	107
Tabla 2. 2. Coordenadas geográficas estación de radar, Cerro Cantera de Piedra.....	111
Tabla 2. 3. Coordenadas geográficas estación de radar, Hab9	114
Tabla 2. 4. Coordenadas geográficas estación repetidora, cerro Crocker	117
Tabla 2. 5. Matriz de alternativas, Sistemas redundantes Proyecto COVIRA.....	127

CAPITULO III

Tabla 3. 1. Detalle de equipos, Estación Puerto Villamil	139
Tabla 3. 2. Cálculo de la demanda máxima para la estación radar Puerto Villamil.....	140
Tabla 3. 3. Cálculo de acometida para estación radar Puerto Villamil	141
Tabla 3. 4. Conductores y vías, Estación Radar Pto. Villamil, Isabela	142

Tabla 3. 5. Características conductor media tensión 15 [kV].....	145
Tabla 3. 6. Características línea MT a 13.2 [kV], Cerro Cantera de Piedra.....	146
Tabla 3. 7. Detalle de equipos, Estación Puerto Baquerizo Moreno	148
Tabla 3. 8. Cálculo de la demanda máxima para la estación radar Puerto Baquerizo Moreno	149
Tabla 3. 9. Cálculo de acometida para estación radar Puerto Baquerizo Moreno	150
Tabla 3. 10. Conductores y vías, estación radar San Cristóbal.....	151
Tabla 3. 11. Detalle de equipos, Estación Puerto Ayora	152
Tabla 3. 12. Cálculo de la demanda máxima para la estación radar Puerto Ayora.....	154
Tabla 3. 13. Cálculo de acometida para estación radar Puerto Ayora	155
Tabla 3. 14. Conductores y vías, estación radar Santa Cruz	156
Tabla 3. 15. Características generador eólico y módulos fotovoltaicos.....	157
Tabla 3. 16. Detalle de equipos, Estación Cerro Crocker – Santa Cruz.....	158
Tabla 3. 17. Cálculo de la demanda de potencia y energía, estación repetidora cerro Crocker ...	159
Tabla 3. 18. Porcentaje de aportación de cada sistema	160
Tabla 3. 19. Dimensionamiento del Sistema Eólico Fotovoltaico	161
Tabla 3. 20. Controlador Solar Eólico	165
Tabla 3. 21. Conductores y vías, estación repetidora cerro Crocker.....	167
Tabla 3. 22. Dimensionamiento del sistema de acumulación, cargador/fuente e inversor	169
Tabla 3. 23. Características Inversor, Estaciones Radar.....	170
Tabla 3. 24. Características Cargador/Fuente, Estaciones Radar	170
Tabla 3. 25. Baterías VRLA PowerSafe, Sist. Acumulación	171
Tabla 3. 26. Diseño del sistema de acumulación para sistema eólico fotovoltaico, estación repetidora Crocker.....	173
Tabla 3. 27. Características Inversor, Estaciones Radar.....	174
Tabla 3. 28. Baterías VRLA PowerSafe, Sist. Acumulación	174
Tabla 3. 29. Interruptor principal, estación radar Isabela.....	176
Tabla 3. 30. Protecciones termo magnéticas tablero distribución principal, estación radar Isabela.....	177
Tabla 3. 31. Protecciones a los equipos conectados al cargador/fuente, estación radar Isabela.....	178
Tabla 3. 32. Protecciones de fabrica, inversor estación radar Isabela	179
Tabla 3. 33. Protecciones línea MT 13.2 [kV] estación radar Cantera de Piedra, San Cristóbal ..	181
Tabla 3. 34. Interruptor principal, estación radar San Cristóbal.....	182
Tabla 3. 35. Protecciones termo magnéticas tablero distribución principal, estación radar San Cristóbal.....	184
Tabla 3. 36. Protecciones a los equipos conectados al cargador/fuente, estación radar San Cristóbal	185
Tabla 3. 37. Protecciones de fabrica, inversor estación radar San Cristóbal	185
Tabla 3. 38. Interruptor principal, estación radar Santa Cruz	188
Tabla 3. 39. Protecciones termo magnéticas tablero distribución principal, estación radar Santa Cruz.....	189
Tabla 3. 40. Protecciones a los equipos conectados al cargador/fuente, estación radar Santa Cruz.....	190
Tabla 3. 41. Protecciones de fabrica, inversor estación radar Santa Cruz.....	190
Tabla 3. 42. Protecciones termo magnéticas, estación repetidora cerro Crocker, Santa Cruz	193
Tabla 3. 43. Protecciones de fabrica inversor, estación repetidora Crocker	194
Tabla 3. 44. Diseño del sistema de protección contra rayos, torre estación Isabela.....	200
Tabla 3. 45. Resistencia de puesta a tierra, electrodo en anillo conductor.	201
Tabla 3. 46. Voltajes de paso y contacto, condiciones de seguridad.	202
Tabla 3. 47. Puesta a tierra torre auto soportada 24 [m], estación Isabela	203
Tabla 3. 48. Puesta a tierra, cuarto de equipos estación Isabela	205
Tabla 3. 49. Voltajes de paso y contacto, cuarto de equipos estación radar Isabela.....	207
Tabla 3. 50. Datos placa transformador, cálculo corriente de cortocircuito – estación radar San Cristóbal	209
Tabla 3. 51. Malla de puesta a tierra, transformador 30[kVA], 3 Φ – estación San Cristóbal	210

Tabla 3. 52. Voltajes de paso y contacto puesta a tierra transformador estación San Cristóbal ..	212
Tabla 3. 53. Diseño del sistema de protección contra rayo, estación San Cristóbal	214
Tabla 3. 54. Resistencia de puesta a tierra, electrodo en anillo conductor San Cristóbal	215
Tabla 3. 55. Voltajes de paso y contacto, condiciones de seguridad San Cristóbal	216
Tabla 3. 56. Puesta a tierra torre auto soportada 24 [m], estación San Cristóbal	217
Tabla 3. 57. Puesta a tierra, cuarto de equipos estación San Cristóbal	219
Tabla 3. 58. Voltajes de paso y contacto, cuarto de equipos estación radar San Cristóbal.....	221
Tabla 3. 59. Diseño del sistema de protección contra rayos, torre estación Santa Cruz	224
Tabla 3. 60. Resistencia de puesta a tierra, electrodo en anillo conductor, Santa Cruz	225
Tabla 3. 61. Voltajes de paso y contacto, condiciones de seguridad, Santa Cruz	226
Tabla 3. 62. Puesta a tierra torre auto soportada 12 [m], estación Santa Cruz.....	227
Tabla 3. 63. Puesta a tierra, cuarto de equipos estación Santa Cruz.....	229
Tabla 3. 64. Voltajes de paso y contacto, cuarto de equipos estación radar Santa Cruz	230
Tabla 3. 65. Diseño del sistema de protección contra rayos, torre estación Crocker.....	234
Tabla 3. 66. Resistencia de puesta a tierra, electrodo en anillo conductor, Cerro Crocker	235
Tabla 3. 67. Voltajes de paso y contacto, condiciones de seguridad, Cerro Crocker	236
Tabla 3. 68. Puesta a tierra torre auto soportada 12 [m], estación Crocker	237
Tabla 3. 69. Puesta a tierra, cuarto de equipos estación Crocker	239
Tabla 3. 70. Voltajes de paso y contacto, cuarto de equipos estación Crocker	240

CAPITULO IV

Tabla 4. 1. Análisis costo vs RMG	242
Tabla 4. 2. Lista valorada de materiales	243
Tabla 4. 3 Lista de herramienta y maquinaria	247
Tabla 4. 4. Lista de mano de obra.....	247
Tabla 4. 5. Costo indirecto	248
Tabla 4. 6. Presupuesto referencial del proyecto.....	249
Tabla 4. 7. Inversión mensual, inversión acumulada	256
Tabla 4. 8. Costos de mantenimiento	257

GLOSARIO

- Amperio-hora:** Intensidad de corriente multiplicada por el tiempo durante el cual se puede extraer dicha corriente de una batería.
- Arcilla:** La arcilla está constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratados, procedentes de la descomposición de minerales de aluminio.
- Descarga atmosférica:** Es el arco voltaico producido cuando se vence la resistencia del aire que separa dos cargas de diferente potencial. Las descargas se manifiestan sobre las instalaciones por la influencia de nubes cargadas, rayos indirectos, y rayos directos en la que el sobre-voltaje llega a su valor más alto y se establecen corrientes transitorias de gran intensidad.
- Equipotenciación:** La unión permanente de elementos metálicos para proveer una vía que asegure la continuidad eléctrica, con la capacidad de conducir de manera segura la corriente que pudiera presentarse.

Electrodo:	Extremo de un cuerpo conductor en contacto con un medio del que recibe o al que transmite una corriente eléctrica.
Furtiva:	Actividad realizada ilegalmente, a escondidas o de manera disimulada.
Grava:	En geología y en construcción se denomina grava a las rocas de tamaño comprendido entre 2 y 64 mm, aunque no existe homogeneidad de criterio para el límite superior.
Hidrofóbico:	El término se aplica a aquellas sustancias que son repelidas por el agua o que no se pueden mezclar con ella.
Limo:	El limo o légamo es un material suelto con una granulometría comprendida entre la arena fina y la arcilla.
Suelda exotérmica:	Se basa en la reducción de óxido de cobre por aluminio metálico. La reacción desprende una gran cantidad de calor al producirse, de forma que llegan a alcanzarse temperaturas de más de 1000°C. Estas condiciones

permiten la fusión de los materiales a soldar, quedando unidos por el producto resultante de la reacción principal.

ACTA DE ENTREGA

El proyecto de grado titulado: “Estudio de Prefactibilidad para la Provisión de Energía Eléctrica, Sistemas Redundantes y Sistemas de Protección para el Proyecto de Control y Vigilancia por Radares para la Reserva Marina de Galápagos” fue entregado al Departamento de Eléctrica y Electrónica y reposa en la Escuela Politécnica del Ejército desde:

Sangolquí, a.....

Damián Betancourt G.
AUTOR

Ing. Víctor Proaño
COORDINADOR DE CARRERA
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL